

E.ON Värme Sverige AB

Smarta fjärrvärmenät

En simuleringsstudie av prosumers inverkan på tekniska parametrar i distributionsnät

Lisa Brand
Alexandra Calvén

Examensarbete på masternivå

Avdelningen för Energihushållning
Institutionen för Energivetenskaper
Lunds Tekniska Högskola, LTH
Lunds Universitet
Box 118
221 00 Lund
Sverige



Smarta fjärrvärmenät

En simuleringsstudie av prosumers inverkan
på tekniska parametrar i distributionsnät

Lisa Brand och Alexandra Calvén

Juni 2013

Föreliggande examensarbete på Masternivå har genomförts vid Avd för Energihushållning, Inst för Energivetenskaper, Lunds Universitet - LTH samt vid E.ON Värme Sverige AB i Malmö.Handledare på E.ON Värme Sverige AB: Jessica Englund och Henrik Landersjö; handledare på LU-LTH: dr Patrick Lauenburg; examinator på LU-LTH: prof. Jurek Pyrko.

Examensarbete på Masternivå

ISRN LUTMDN/TMHP--13/5280--SE

ISSN 0282-1990

© 2013 Lisa Brand och Alexandra Calvén samt Energivetenskaper

Energihushållning

Institutionen för Energivetenskaper

Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

Box 118, 221 00 Lund

www.ees.energy.lth.se

Sammanfattning

Miljömedvetenheten i samhället ökar, med krav på miljöcertifieringar av nya områden och byggnader som följd. Att införa klimatsmarta energilösningar är en viktig del i denna utveckling. Därför vill E.ON undersöka lösningar för att fjärrvärmeanslutna kunder, som även har egen värmeproduktion i form av till exempel småskaliga, lokala solfångare eller värmepumpar, ska kunna leverera värme till fjärrvärmenätet. Sådana kunder kallas i denna studie för prosumers. Det studerade området är Västra Hamnen i Malmö-Burlövs fjärrvärmenät.

Denna studie är inriktad på att undersöka hur tekniska parametrar, framför allt hastighet, framledningstemperatur, flöde och differenstryck, förändras i ett fjärrvärmedistributionsnät vid inkoppling av prosumers med värmeproduktion i solfångare och värmepumpar. Även vid vilka tidpunkter prosumers producerar respektive konsumerar fjärrvärme undersöks. Värmetillskott till fjärrvärmenätet från solfångaranläggningar sker främst under sommarhalvåret samt endast dagtid, med en effekttopp mitt på dagen. Kundernas värmebehov är dock störst under vinterhalvåret och deras effekttoppar förekommer oftast på morgnar och kvällar. Solfångarna levererar alltså främst värme då behovet är som minst i nätet. Värmepumpar kan däremot, rent tekniskt, leverera värme dygnet runt och under större delen av året men kräver elenergi.

Eftersom verkningsgraden hos solfångare och värmepumpar ökar med lägre arbetstemperatur, är det, ur detta perspektiv, önskvärt med en så låg leveranstemperatur som möjligt. Det innebär att framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet sjunker när prosumers producerar tillräckligt stor effekt för att leverera värme ut till nätet. Dock får inte framledningstemperaturen vara lägre än att tillräcklig effekt kan levereras till kunderna och att risk för bakterietillväxt i tappvarmvattensystem kan undvikas. I Västra Hamnen är kund-anläggningarna anpassade efter en lägsta framledningstemperatur på 60°C. Enligt resultaten behövs en framledningstemperatur från prosumers på 65°C för att detta ska uppnås hos de flesta kunder. Vidare syns att vandrande temperaturfronter, som leder till ökad utmattning av rören, kan uppstå på grund av prosumers lägre framledningstemperatur. Detta har dock inte stor inverkan på ledningarnas livslängd, då korrosion fortsätter att vara det dimensionerande kriteriet.

Sänkt framledningstemperatur innebär ökat flöde för samma effektleverans, vilket kan vara viktigt att tänka på vid ledningsdimensionering. Detta för att alltför höga hastigheter leder till oönskat buller. Vidare kan flöden från prosumers, då solfångarna producerar mycket värme, vara större än motsvarande flöden till prosumers vid den lägsta utetemperaturen. Detta kan leda till att en del servisledningar kan behöva dimensioneras om.

Enligt resultaten ökar differenstrycket innanför en prosumers tryckkon samt i de områden som ej nås av vatten med lägre framledningstemperatur från prosumers. Det senare kan resultera i minskat pumparbete och därmed minskade kostnader. Om prosumers vatten däremot blandas med framledningsvatten från resten av nätet, sänks differenstrycket, till följd av ökade flöden och därmed större tryckförluster, i de områden som nås av detta blandade vatten.

Det som främst behöver regleras vid införande av prosumers är krav på lägsta framledningstemperatur. Troligtvis kan det även behövas reglering av när prosumers ska få lov att leverera värme, för att undvika till exempel problem med för låga differenstryck.

Resultaten har framför allt framtagits genom simuleringar i nätberäkningsprogrammet NetSim. Både statiska och dynamiska simuleringar har genomförts.

Nyckelord: distributionsnät, fjärrvärme, prosumer, solfångare, värmepump.

Abstract

Environmental awareness increases, with demands for environmental certifications of new communities and buildings as a result. The introduction of climate friendly energy solutions is an important part of this sustainability development. Some examples of such solutions are solar collectors and heat pumps, which is why E.ON wants to investigate ways to combine small-scale, local solar collectors or heat pumps among customers, called prosumers, with district heating. The studied area is the Western Harbour (Västra Hamnen), which is a part of the district heating network of Malmö-Burlöv.

This study focuses on how technical parameters, especially velocity, supply temperature, flow and differential pressure, change in district heating networks when prosumers, in this case with heat production in solar collectors and heat pumps, are introduced. Periods when prosumers produce and when they consume district heating has also been investigated. Heat contribution to the district heating network from solar heating occurs primarily during the summer and only during daytime, with a peak at midday. The heating demand among customers is, however, greatest during the winter, with peaks primarily in mornings and evenings. The solar collectors thus deliver heat when the need is at a minimum in the network. Heat pumps can, technically, deliver heat around the clock and during the greater part of the year but they require electrical energy.

Since solar collectors and heat pumps have higher efficiency when they supply cooler water, it is desirable to have as low supply temperature as possible. This means that the supply temperature in the district heating network drops when a prosumer delivers heat to the distribution network. The supply temperature should however not be too low, since that can cause problems with insufficient heating and risk of bacterial growth in the domestic hot water. The cooler water from prosumers may also cause migratory temperature fronts, which leads to increased fatigue of the pipes. However, this has generally no impact on the lifetime of the pipes, since corrosion remains to be the limiting factor.

The flow in the pipes increases as the temperature is lowered. This may be important to consider when dimensioning the pipes, since excessive velocities lead to unwanted noise. The flows from prosumers may also be larger during summer when the solar collectors produce much heat, than the flows to prosumers during low outdoor temperatures. Therefore, some of the supply pipes may have to be redimensioned.

The results show that the differential pressure increases inside a prosumer's pressure cone and in areas not reached by their cooler supply water. The latter can be used to optimise the pumping power and thus save money. On the other hand when water from the prosumers is mixed with supply water from the rest of the network, the differential pressure will instead decrease due to increased flows and thus higher pressure losses in the areas reached by this mixed water.

What mainly needs to be regulated when introducing prosumers into a district heating network is the requirement of a minimum supply temperature from prosumers. It may also be necessary to control when prosumers are allowed to deliver heat to the network in order to avoid, for example, problems with too low differential pressures.

The results have mainly been developed through simulations in NetSim, a network calculation program. Both static and dynamic simulations were conducted.

Keywords: distribution network, district heating, heat pump, prosumer, solar heating.

Förord

Denna studie har utförts för E.ON Värme Sverige AB i Malmö i samarbete med Institutionen för Energivetenskaper vid Lunds Universitet – Lunds Tekniska Högskola.

Vi vill tacka våra kollegor på E.ON i Malmö för att de har hjälpt oss och försett oss med det underlag som varit nödvändigt för att genomföra detta examensarbete. Ett särskilt stort tack vill vi rikta till våra handledare Jessica Englund och Henrik Landersjö som har gett oss värdefull information och alltid funnits till hands.

Även ett stort tack till vår handledare på LTH, Patrick Lauenburg, som har hjälpt oss att öka vår kunskap inom fjärrvärmeteknik samt gett värdefulla kommentarer längs vägen. Vi vill även tacka övriga personer på LTH som hjälpt till.

Lisa Brand och Alexandra Calvén

Lund, juni 2013

Nomenklatur och definitioner

AVP	<i>Akterns värmepump i Västra Hamnen.</i>
Bo01	<i>Bomässa som hölls i Västra Hamnen år 2001 och sedan dess namn på berört område.</i>
BREEAM	<i>Building Research Establishment Environmental Assessment Method. Ett internationellt miljöklassningssystem för byggnader, utvecklat i Storbritannien.</i>
COP	<i>Coefficient of Performance. Beskriver förhållandet mellan producerad värme och tillförd el i en värmepump.</i>
DUT	<i>Dimensionerande utetemperatur. Ansätts till -16°C i Malmös fjärrvärmenät.</i>
Kundanläggning	<i>Anläggning hos kund där fjärrvärme levereras till kund via värmeväxlare.</i>
Ledning	<i>Fjärrvärmeledning anpassad för 16 bar och 120°C.</i>
Malmönätet	<i>Malmö- Burlövs fjärrvärmenät.</i>
MB	<i>Miljöbalken.</i>
Nät	<i>Fjärrvärmenät.</i>
Prosumer	<i>Kund som både kan konsumera och producera värme.</i>
Servis	<i>Fjärrvärmeledning som leder in till en kundanläggning.</i>
Smarta fjärrvärmenät	<i>Ett fjärrvärmenät som utöver traditionell verksamhet skapar mervärden för kunder och producenter, till exempel ett fjärrvärmenät där kunderna kan både konsumera och leverera värme.</i>
Tryckkon	<i>Fram- respektive returledningstryck på sträckan mellan en produktionskälla och en kund.</i>

Innehållsförteckning

1	Inledning	1
1.1	Syfte.....	1
1.2	Frågeställningar	1
1.3	Avgränsningar	1
1.4	Målgrupp	2
1.5	Metod.....	2
2	Bakgrund.....	3
2.1	E.ON.....	3
2.2	Fjärrvärme	3
2.3	Prosumer.....	3
2.4	Värmebehov.....	4
2.5	Drivkrafter för införande av prosumers.....	4
2.5.1	Lagar och mål.....	4
2.5.2	Miljöklassningssystem för byggnader.....	5
2.5.3	Fjärrvärmemarknaden och tredjepartstillträde	6
2.6	Andra relevanta studier.....	6
2.7	Malmös fjärrvärmenät	7
2.7.1	Västra Hamnen.....	9
3	Teknisk beskrivning.....	13
3.1	Distribution av fjärrvärme	13
3.2	Tekniska parametrar	14
3.3	Fjärrvärmeproduktion hos prosumers.....	18
3.3.1	Solvärme.....	18
3.3.2	Värmepumpar.....	19
3.3.3	Anslutningar	20
3.4	Simuleringsprogram	21
3.4.1	NetSim.....	21
3.4.2	WinSun.....	21
4	Indata till modell	23
4.1	Statiska simuleringar	23
4.1.1	Fall vid statiska simuleringar	23
4.1.2	Uppdatering av befintlig NetSim-modell.....	24
4.1.3	Framtidsmodell.....	28
4.2	Dynamiska simuleringar.....	32

4.2.1	Fall vid dynamiska simuleringar	32
4.2.2	Tidsserier	32
5	Resultat och Analys	35
5.1	Års- och dygnsvariationer	35
5.2	Prosumers påverkan på nätet	38
5.2.1	Statiska simuleringar	38
5.2.2	Dynamiska simuleringar	52
6	Diskussion.....	57
7	Slutsats	63
	Referenser.....	65
	Bilaga A.....	69
	Bilaga B.....	70
	Bilaga C.....	73

1 Inledning

I dagens samhälle är miljö- och klimatfrågor något som berör många. Då energiförsörjningen står för en stor del av de ständigt ökande utsläppen av växthusgaser, är utvecklingen av klimatsmarta energilösningar ett viktigt steg på vägen mot ett hållbart samhälle. Som ett internationellt energibolag ser E.ON det som en av sina viktigaste frågor att ta sitt ansvar inom detta område genom att aktivt bidra till minskad negativ miljöpåverkan samt främja en utveckling mot ett hållbart samhälle. Trycket är stort från både privatpersoner och företag och utvecklingen drivs ständigt framåt genom nya lagar, miljöcertifieringar och enskilda individers krav. Även fjärrvärmebranschen blir påverkad av detta, bland annat genom krav från kunder som vill kunna producera värme från förnybara energikällor och kunna leverera överskottsenergin till fjärrvärmenätet. För att kunna möta dessa krav kommer E.ON behöva omvandla dagens fjärrvärmenät till så kallade *smarta fjärrvärmenät*. Detta kan bland annat innebära att småproducenter kan leverera värme, från exempelvis solfångare eller värmepumpar, till fjärrvärmenätet

En kund som både konsumerar och producerar värme kallas i denna rapport för *prosumer*. Införandet av prosumers kommer att påverka fjärrvärmenätet och det är därför viktigt att utreda på vilket sätt. Detta för att kunna att ta fram nya avtalsmodeller för styrning av prosumers och därmed förenkla deras införande.

1.1 Syfte

Detta examensarbete avser att undersöka vilken påverkan införande av prosumers, i form av solfångare och värmepumpar, kan ha på fjärrvärmenät för att detta införande ska kunna göras på ett enkelt och säkert sätt.

1.2 Frågeställningar

Under vilka tider, på års- och dygnsbasis, kommer värmestillskott respektive värmekonsumtion ske hos prosumers?

Hur påverkas hastigheter, framledningstemperaturer, flöden och differenstryck i fjärrvärmenätet vid inkoppling av prosumers?

Vad bör tas hänsyn till när skallkrav, med avseende på effekt och temperatur, utformas?

1.3 Avgränsningar

Detta examensarbete undersöker stadsdelen Västra Hamnen i Malmö. Västra Hamnen valdes bland annat eftersom ett nytt område, Masthusen, kommer att byggas där inom en snar framtid. Masthusen kommer att miljöcertifieras, vilket driver fram införandet av förnybara energikällor inom detta område. I Västra Hamnen finns det dessutom redan idag flera solfångaranläggningar och en värmepump som levererar värme till fjärrvärmenätet. Studien avser att analysera påverkan på nätet från främst möjliga framtida prosumers i Masthusen, men även från befintliga solfångar- och värmepumpsanläggningar i Västra Hamnen.

I denna studie ligger fokus främst på solfångaranläggningar med en framledningstemperatur på 65°C. Värmepumpar, med framledningstemperatur 60°C, har studerats som jämförelse. Temperaturerna har valts efter vad som förekommer i befintliga anläggningar.

Några punkter i nätet, som kan antas representativa, har valts ut för att studeras.

Det finns många fall som är möjliga att studera. Då tiden är begränsad har ett antal troliga fall valts ut. Förhoppningen är att resultaten för de utvalda fallen även ska kunna ge indikation på vilka resultat som kan väntas vid andra fall och områden.

1.4 Målgrupp

Rapporten är främst riktad till E.ON Värme Sverige AB samt övriga intresserade inom energi- och fjärrvärmebranschen.

1.5 Metod

I denna studie har simuleringsprogrammet NetSim använts. Alla inparametrar har uppdaterats för att i största möjliga mån efterlikna de verkliga förutsättningarna i Västra Hamnen och Malmös fjärrvärmenät. Indata för nya solfångare har framtagits genom beräkningsprogrammet WinSun. Andra relevanta data, såsom kundernas konsumtion samt produktionsanläggningarnas produktion, har erhållits från E.ON.

Indata för kunder och prosumers, i det planerade området Masthusen, har uppskattats efter tillhandahållna uppgifter från E.ON samt data från befintliga kunder i området.

Både statiska och dynamiska simuleringar har utförts och analyserats.

2 Bakgrund

2.1 E.ON

E.ON [1] är ett av världens största privata energibolag och har idag cirka 50 underkoncerner och dotterbolag runt om i Europa och USA. Huvudkontoret ligger i Düsseldorf i Tyskland. Totalt omsätter E.ON cirka 600 miljarder kronor. E.ON Sverige ingår i den tyska E.ON-koncernen, har 4200 anställda och omsatte 41,4 miljarder kronor år 2011.

E.ON Sveriges historia startade med att Sydsvenska kraftaktiebolaget bildades år 1906. Deras idé var att bygga vattenkraftanläggningar i Lagan för att på så sätt försörja sträckan Halmstad-Malmö med el. Ingående städer i detta samarbete var då Halmstad, Helsingborg, Landskrona, Lund och Malmö. Sedermera bytte bolaget namn till Sydkraft, vilket det fick heta fram till år 2005, då det upptogs i E.ON-koncernen och fick namnet E.ON Sverige AB. Idag strävar E.ON efter att integrera alltmer förnybara energikällor i sin energimix. Detta är ett led i deras internationellt övergripande strategi, *cleaner & better energy*, som infördes år 2011.

2.2 Fjärrvärme

Fjärrvärme innebär historiskt sett storskaligt producerad värme som via ledningar levereras till kunder i produktionsanläggningens närhet. Exempel på värmekällor är överskottsvärme från kraftvärmeverk och industriella processer, avfallsförbränning, geotermiska värmekällor samt förbränning av fossila och förnybara bränslen.

Det finns flera fördelar med fjärrvärme. Det är enkelt, bekvämt, säkert och tillförlitligt för kunden. Fjärrvärme ger även möjlighet att ta vara på energi, till exempel spillvärme, som annars inte skulle använts. Det finns även nackdelar, såsom att fel kan påverka stora områden samt att fjärrvärme kräver en infrastruktur som innebär stora investeringar.

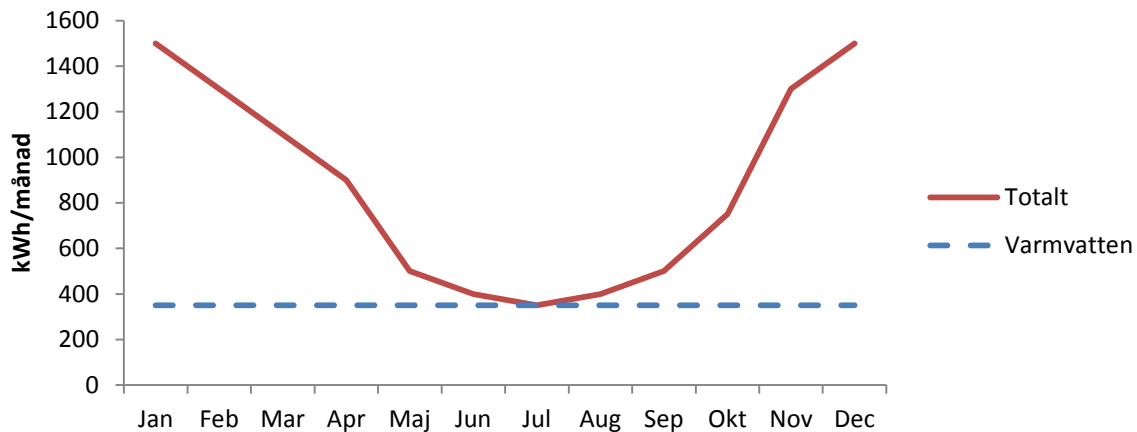
Fjärrvärmerna har utvecklats under de två senaste århundradena. Frederiksen och Werner [2] skriver att det från 1800-talets mitt till 1900-talets början fanns några småskaliga icke vinstdrivande fjärrvärmesystem i USA, Storbritannien och Frankrike. Det första kommersiella fjärrvärmesystemet startades år 1877 i Lockport i USA. Under de efterföljande 25 åren byggdes 500 liknande fjärrvärmesystem upp i andra städer i USA. Idag kvarstår endast cirka 50 av dessa. I Europa förekom kommersiell fjärrvärme först år 1921, i och med uppstarten av Fernheizwerk Hamburg. Andra fjärrvärmesystem startades runt om i Europa på 1920- och 1930-talet och idag finns det fjärrvärmenät i många länder i Europa, exempelvis Tyskland, Danmark och Frankrike. I Sverige introducerades kommersiell fjärrvärme först år 1948 i Karlstad och har sedan dess byggts ut i de flesta svenska städer. De första fjärrvärmesystemen hade ånga som medium men idag är vatten vanligast.

2.3 Prosumer

Ordet prosumer härstammar från en sammansättning av engelskans *producer* och *consumer*. Inom E.ON definieras prosumer som en kund som både köper fjärrvärme från och levererar fjärrvärme till fjärrvärmenätet. Kunden kan producera värme genom exempelvis solfångare eller värmepumpar. Under perioder då prosumerns produktion överstiger dennes värmebehov kan överskottsvärmen levereras till fjärrvärmenätet. Tvärtom gäller när kunden har ett underskott av värme från egen produktion, då kunden kan köpa värme från nätet. Fjärrvärmenätet fungerar alltså som en stor ackumulatortank.

2.4 Värmebehov

Behovet av värme varierar under året. Varmvattenbehovet är oftast konstant över året medan värmebehovet för uppvärmning varierar kraftigt. Figur 1 visar ett exempel på hur värmebehovet, för ett enfamiljshus, varierar över året. Värmebehovets variation påverkar fjärrvärmenätet. För att tillgodose kundernas ökade behov under vintermånaderna ökas både framledningstemperatur och flöde.



Figur 1. Totalt värmebehov respektive värmebehov för uppvärmning av tappvarmvatten per månad för en villa. Egen bearbetning. (Källa: [3])

Värmebehovet varierar även över dygnet, främst till följd av varierande varmvattenuttag. För en bostadskund uppkommer effekttoppar oftast på morgonen och på kvällen. Däremot kan dygnsvariationerna se annorlunda ut hos andra typer av kunder, exempelvis kontorskunder där effektbehovet är störst under kontorstid.

2.5 Drivkrafter för införande av prosumers

2.5.1 Lagar och mål

På olika nivåer i samhället finns det bestämmelser, till exempel direktiv, lagar, mål och föreskrifter, som reglerar energisystemet. Detta är något alla som hanterar energi måste anpassa sig till.

EU

Många av Sveriges lagar och bestämmelser grundar sig på EU-direktiv, varför dessa får mycket stort inflytande över Sverige. I en av EU:s grundlagar, *Fördraget om europeiska unionens funktionssätt*, står det beskrivet, i avdelning II, artikel 11, att EU ska arbeta med hållbar utveckling [4]. Ett flertal mer riktade direktiv har, i större utsträckning, direkt inverkan på fjärrvärmemarknaden. Några exempel på sådana som speciellt påverkar fjärrvärme och förnybar energianvändning är *Direktiv 2010/31/EU om byggnaders energiprestanda* [5], där även deras användning av förnybar energi ingår, samt *Direktiv 2009/28/EG om främjande av användande av energi från förnybara energikällor* [6]. Även *Direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet* [7], som ska ersätta *Direktiv 2008/4/EG om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme* [8], är ett viktigt direktiv för fjärrvärmebranschen.

Sverige

Det finns även ett antal svenska lagar som påverkar fjärrvärmemarknaden, varav främst sådana som rör hållbar utveckling och miljövänliga energikällor är att anse som drivkraft till denna studie. Den första paragrafen i Miljöbalken (1998:808) [9] beskriver att Sverige ska främja en hållbar utveckling, vilket definieras som "en utveckling som tillfredsställer dagens behov utan att äventyra kommande generationers möjligheter att tillfredsställa sina behov". Vidare beskrivs det i MB 2:5 att främst förnybara energikällor ska användas vid åtgärder och verksamheter. Dessutom har Sverige, bland annat för att uppfylla EU:s regler och krav, 16 miljökvalitetsmål [10]. De två mål som framför allt påverkar fjärrvärmebranschen är *Begränsad klimatpåverkan* samt *God bebyggd miljö*. I klimatmålet om begränsad klimatpåverkan [11] fastställs det att Sverige fram till 2020 ska ha 40 % lägre växthusgasutsläpp jämfört med 1990. I preciseringen av *god bebyggd miljö* [12] finns det en punkt som bland annat beskriver att energianvändningen ska ske på ett resursbesparande och miljöanpassat sätt samt att förnybara energikällor främst ska användas. Boverket [13] är den myndighet som ansvarar för att detta mål uppnås. Till sin hjälp har de både hårda och mjuka styrmedel, som till exempel föreskrifter och information.

Malmö

Malmö stad [14] har ett projekt för att skapa "den hållbara staden", vari målet att Malmö stad helt ska försörjas av förnybar energi år 2030 ingår. Detta kommer troligtvis att medföra förändringar i energisystemet, som till exempel fler mikroproducenter av både värme och el. På Malmö stads hemsida [15] beskrivs det att Västra Hamnen ligger mycket långt fram inom hållbar stadsutveckling och framställs som "Malmös mest påtagliga symbol för hållbar stadsutveckling". Malmö stad äger stor del av marken och kan därmed ställa krav på markköpare angående byggnadsbestämmelser och liknande. I Västra Hamnen finns det fastigheter som levererar solvärme till fjärrvärmenätet [16]. En solfångaranläggning sitter på en friskvårdsanläggning kallad Kockum Fritid och resterande ingår i Bo01 [17], ett bostadsområde i Västra Hamnen byggt som ett klimatneutralt energisystem. Området försörjs endast av lokalproducerad energi från förnybara energikällor såsom sol och vind. Även återvinning och återanvändning är grundpelare i Bo01-projektet.

Hyllie [18] är en annan stadsdel i Malmö där det satsas mycket på hållbar utveckling. År 2020 ska stadsdelens energianvändning helt och hållet komma från förnybara energikällor och återvunnen energi. I ett längre perspektiv ska konsumenterna kunna producera sin egen energi.

2.5.2 Miljöklassningssystem för byggnader

Miljöklassningssystem för byggnader har till syfte att förbättra och systematisera byggsektorns miljöarbete. Målet är att minska miljöpåverkan, effektivisera energi- och resursanvändning samt förbättra inomhusmiljön. Det finns flera olika miljöklassningssystem där *Miljöklassad Byggnad*, *Energirosen* och *Miljöstatus för byggnader* är exempel på svenska system och *BREEAM* och *LEED* är exempel på internationella system [19]. *Swedish Green Building Council* [20] håller på att utforma en svensk variant av *BREEAM* som ska lanseras under 2013. Masthusen [21] kommer att byggas enligt *BREEAM*.

BREEAM Communities

BREEAM [22] är ett av de äldsta certifieringssystemen för nybyggnation. *BREEAM Communities* är en oberoende certifieringsstandard baserad på den etablerade *BREEAM*-metodik och speciellt inriktad på nybyggda områden och kvarter. Områden som bedöms

enligt *BREEAM* får poäng med avseende på olika parametrar, såsom social och ekonomisk välfärd, resurser och energi, markanvändning och ekologi samt transporter. Den mest intressanta kategorin, för detta examensarbete, är resurser och energi, vari energikraven bland annat uppfylls genom att koldioxidutsläpp undviks. Detta kan ske på olika sätt, varav ett är att använda lokala, förnybara energikällor. För koldioxidminskning erhålls 1-11 poäng, där 10 % minskning ger 1 poäng och 100 % minskning, det vill säga ett koldioxidneutralt område, ger 10 poäng. Maxpoäng erhålls om utvecklararen förbinder sig att göra ytterligare ansträngningar för att uppnå ett koldioxidnegativt område. Poängen inom varje kategori viktas ihop och översätts till ett samlat betyg.

2.5.3 Fjärrvärmemarknaden och tredjepartstillträde

Energimyndigheten [23] beskriver hur fjärrvärmemarknaden fungerar i Sverige. Priset på fjärrvärme varierar kraftigt mellan olika orter i Sverige. Det som bland annat avgör priset på respektive ort är fjärrvärmebolagets ägandestruktur, avkastningskrav, bränsletillgång, kundens alternativkostnad samt områdets geografiska förutsättningar. I Sverige finns det runt 200 fjärrvärmebolag där priset på fjärrvärme är dubbelt så hög hos det dyraste bolaget jämfört med det billigaste. På det sätt som systemet fungerar idag, är det endast nätägaren som har tillträdesrätt till sitt fjärrvärmenät. Detta kan anses hämma konkurrensen då investeringskostnaderna för att bygga nya nät, och därmed komma in på fjärrvärmemarknaden, är stora. Därför har en utredning av ett lagstadgat tredjepartstillträde på fjärrvärmemarknaden gjorts (SOU 2011:44) [24], som föreslår att i de fall en konkurrenssituation uppstår ska distributions-, produktions- och handelsverksamheterna skiljas åt. En förhoppning är att tredjepartstillträde ska göra det lättare och mer fördelaktigt för industrin att leverera spillvärme till fjärrvärmenätet. Det är dock osäkert hur fjärrvärmepriserna skulle påverkas av införandet av tredjepartstillträde. Utredningen resulterade i en motion till riksdagen, om att fjärrvärmemarknaden bör öppnas för tredjepartstillträde, vilken avslogs [25]. En konkurrensutsatt fjärrvärmemarknad fortsätter dock att vara en het fråga i fjärrvärmekretsar. Att möjliggöra för kunder att kunna leverera sin överskottsenergi, från till exempel solfångare eller värmepumpar, till fjärrvärmenätet är ett steg mot att göra fjärrvärmemarknaden så flexibel som möjligt, trots avsaknad av regelrätt tredjepartstillträde.

2.6 Andra relevanta studier

Det finns en del tidigare studier inom samma ämnesområde som denna studie berör. Dessa behandlar dock andra delar av ämnet.

En studie som är speciellt intressant är examensarbetet *Integrating GHPS in smart district energy systems* som genomförts av Gustav Sandgren [26] i samarbete med E.ON Värme samt Institutionen för Energivetenskaper vid Lunds Tekniska Högskola. Denna studie behandlar de miljömässiga och ekonomiska vinsterna med att integrera värmepumpar i fjärrvärmenät och fjärrkylanät. Rapporten är främst inriktad på kundens perspektiv samt baserad på ett lågtemperaturnät, då författaren utgår från att värmepumparna ska ha en framledningstemperatur på 50-60°C för att kunna behålla ett högt COP.

En annan relevant rapport är *Nästa generations fjärrvärme* skriven av Ottosson et al. [27]. Denna behandlar vilka utmaningar och möjligheter fjärrvärmemarknaden kommer att möta i framtiden, med fler lågenergihus och plushus samt en mer decentraliserad fjärrvärmeproduktion i form av exempelvis prosumers. En av frågeställningarna handlar om vilka tekniska utmaningar som kan förväntas då kunden tillåts leverera fjärrvärme till nätet samt hur dessa problem kan förebyggas eller hanteras. Enligt Ottosson et al. är ett stort förutsett problem med solfångaranläggningar att de måste dimensioneras efter servicens kapacitet i

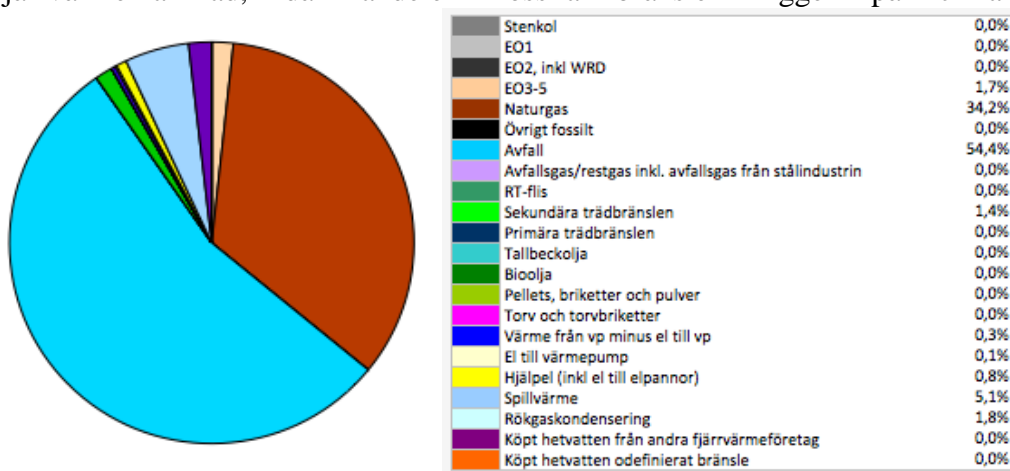
närområdet. Annars kan det bland annat finnas ökad risk för vandrande temperaturcykler och därmed större utmattning av servisledning. Vidare är det viktigt att solvärmen inte ersätter värme från elproducerande kraftvärmeverk, då de miljömässiga incitamenten för solvärme annars försvinner. Ottosson et al. beskriver även hur adaptiv reglering, det vill säga ett sätt att automatiskt styra framledningstemperatur och flöde i radiatorkretsen så att lägsta möjliga returtemperatur alltid erhålls, kan underlätta en sänkning av framledningstemperaturen i befintliga fjärrvärmenät.

Några andra relevanta studier är *Lönsamhet och teknik för solvärmesystem i anslutning till fjärrvärme* av Stefan Jonsson [28], *Fjärrvärmecentralen – kopplingsprinciper* av Svensk Fjärrvärme [29] samt *An Evaluation of the Solar Collector Systems at Bo01 in Malmö* av Tomas Jedensjö [30]. Den förstnämnda studien utvärderar tekniken, främst gällande kundanläggningar och sådana faktorer som rör fjärrvärmepriset, samt lönsamheten för solfångaranläggningar som också är inkopplade till fjärrvärmenätet. *Fjärrvärmecentralen – kopplingsprinciper* redovisar förslag på lösningar till hur solfångare ska kopplas till fjärrvärmenätet. Jedensjö beskriver i sin rapport hur solfångarna i Bo01-området fungerar. En annan intressant rapport, som i skrivande stund ännu ej är klar, handlar om solvärme i fjärrvärmesystem och utförs av Jan-Olof Dalenbäck [31]. Denna kommer att utvärdera befintliga solfångaranläggningar, ur ett systemtekniskt och avtalsmässigt perspektiv, för att man ska kunna ta fram rekommendationer för liknande anläggningar i framtiden.

2.7 Malmös fjärrvärmenät

Följande avsnitt beskriver Malmös fjärrvärmenät och informationen är erhållen av E.ON Värme. Malmös fjärrvärmenät började byggas år 1951 och levererar idag värme till cirka 90 % av Malmös byggnader. Malmös och Burlövs nät är sammankopplade och består tillsammans av cirka 560 km fram- och returledning. Eftersom Malmös fjärrvärmenät började byggas för många år sedan innehåller nätet ledningar med olika ålder samt ledningar av många olika typer. De vanligaste rörledningarna i Malmö är ledningar av tryckklass PN16, det vill säga ledningar som tål max 16 bars övertryck. Den största delen av systemet är också klassat för att tåla 120°C. Ledningar som används för utbyggnation av nätet måste hålla samma klass som befintligt nät.

Andelen fossilt bränsle för värmeproduktion till fjärrvärmenätet i Malmö var 36 % år 2012. Produktionsmixen kan ses i figur 2. Detta kan jämföras med bränslemixen för hela Sveriges fjärrvärmemarknad, där andelen fossila bränslen ligger på cirka 20 % [32].



Figur 2. Produktionsmix i Malmönätet. (Källa: [33])

I Malmö finns det i dagsläget några värmeproduktionsanläggningar som används primärt och dessutom några reservanläggningar som används om andra fallerar eller vid extrema omständigheter. Utöver dessa finns även mindre värmepannor och liknande, exempelvis Akterns värmepump i Västra Hamnen. Basproduktionen i Malmö utgörs av avfallsförbränning på SYSAV samt spillvärme från Evonik Nordcarb AB. Därefter körs vid behov Öresundsverket, Heleneholmsverket och Limhamns fjärrvärmecentral i denna ordning. Reservproduktionsanläggningarna består för nuvarande av Flintrännan och Utklippan. Dessa verk är placerade enligt kartan i figur 3 och beskrivs närmare i tabell 1.

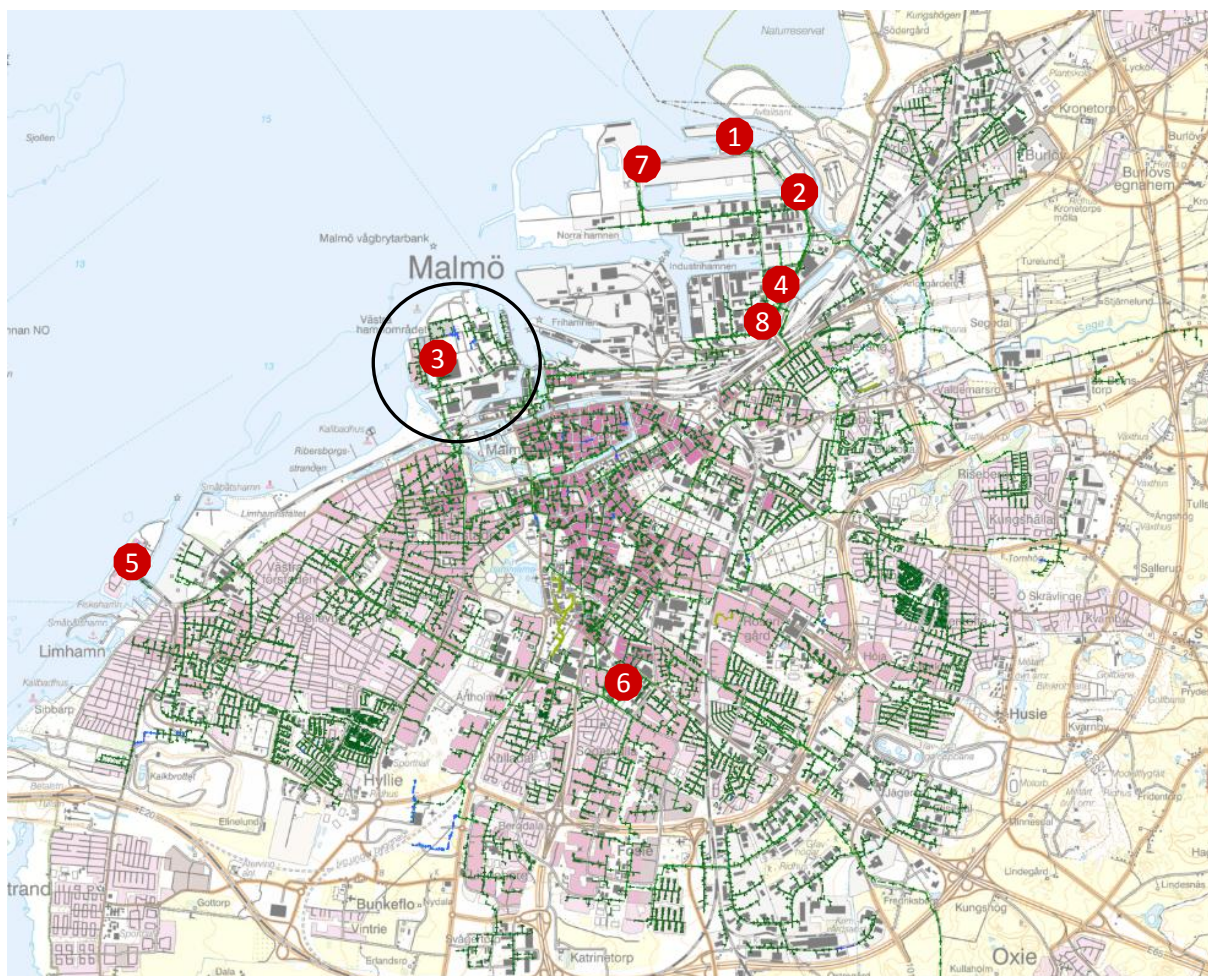
Tabell 1. Produktionsanläggningar i Malmös fjärrvärmenät.

Anläggning	Typ av produktion	Typ av anläggning	Primärenergikälla	Maxeffekt [MW]
1 Evonik Nordcarb AB	Bas	Spillvärme	Spillvärme	20
2 SYSAV	Bas	Kraftvärmeverk	Avfall	230
3 Akterns värmepump	Bas	Värmepump, akvifär	Geoenergi	1,1
3 Solfångare Bo01	Bas	Solfångare	Solenergi	1
4 Öresundsverket	Mellan	Kraftvärmeverk	Naturgas	250
5 Limhamns fjärrvärmecentral	Spets	Fjärrvärmecentral	Eldningsolja	140
6 Heleneholmsverket	Spets	Kraftvärmeverk	Naturgas, eldningsolja	300
7 Flintrännan	Reserv/delbas	Fjärrvärmecentral	Biobränslen	55
8 Utklippan	Reserv	Fjärrvärmecentral	Olja	280

Som synes i figur 3, är en stor del av produktionsanläggningarna i Malmös fjärrvärmenät placerade norr om staden, i Östra och Norra hamnen. Detta leder till att problem med låga differenstryck kan uppstå i de södra och västra delarna av nätet och analogt även problem med höga differenstryck i de norra delarna av nätet vid vissa driftsfall. För vidare förklaring, se kapitel 3.2. Därför kan ibland vissa spetsproduktionsanläggningar behöva köras av nätskäl även om de ej behövs av effektskäl. För att förhindra alltför låga differenstryck i Malmönätet styrs differenstrycket efter en punkt, kallad Kupolen, som ligger i sydvästra delen av nätet.

Vidare är det tydligt i figur 2 att produktionsmixen i Malmö fortfarande innehåller en relativt stor andel fossila bränslen, vilket inte går ihop med Malmö stads miljömål. Det är därför önskvärt att införa en större andel förnybar energi, exempelvis genom införandet av prosumers. Eventuellt ska även Flintrännan startas upp och köras mer regelbundet som basproduktion, då denna använder biobränsle som primärenergikälla.

E.ON har nyligen börjat införa en ny prismodell för fjärrvärme för att främja energi-effektivisering, där priset är uppdelat i tre delar: effektpris (kr/kW), flödespris (kr/m³) och energipris (kr/kWh). Effektpriset syftar till att jämna ut effektoppar och flödespriset till att främja en hög avkylning i kundernas anläggningar.



Figur 3. Malmös fjärrvärmenät, illustrerat med gröna linjer. Siffrorna anger var produktionsanläggningarna, beskrivna i tabell 1, är belägna. Västra Hamnen är markerad med en svart cirkel. Egen bearbetning av karta erhållen av E.ON Värme.

2.7.1 Västra Hamnen

Västra Hamnen är markerad med en svart cirkel i figur 3 och en tydligare bild av fjärrvärmenätet i denna stadsdel kan ses i figur 4. Västra Hamnens fjärrvärmeproduktion består av Akterns värmepump samt tio solfångaranläggningar, nio belägna i Bo01-området och en på fasaden på Kockum Fritid. Samtliga produktionsanläggningar installerades i samband med Bo01-mässan år 2001. Målet var att Västra Hamnen, på årsbasis, själv ska kunna producera all värme som stadsdelen behöver. Akterns värmepump, som levererar både fjärrkyla och fjärrvärme, är ansluten till ett akvifärsystem och drivs av el från lokala vindkraftverk och solceller. Då Västra Hamnen expanderat kraftigt sedan bomässan Bo01 kan värmepumpen och solfångaranläggningarna i dagsläget inte tillgodose Västra Hamnens årliga värmebehov. Det flesta byggnader i Västra Hamnen, som är anslutna till fjärrvärmenätet, är dimensionerade att klara en framledningstemperatur ner till 60°C. Detta ger Västra Hamnen goda förutsättningar för inkoppling av nya prosumers.



Figur 4. Fjärrvärmenätet i Västra Hamnen. De svarta cirklarna markerar områdena Masthusen, Bo01 och Kockum Fritid. Ett förslag på hur det framtida fjärrvärmenätet i Masthusen kan se ut är inritat med rosa linjer i den största cirkeln.

Masthusen

Masthusen [21] är ett nytt område under uppbyggnad i Västra Hamnen. De cirka 15 byggnaderna ska användas som kontorslokaler och lägenheter samt för handel, service och restaurangverksamhet. Området ska certifieras enligt miljöklassningssystemet *BREEAM Communities*, vilket medför stort fokus på hållbarhetsaspekter både under bygg- och användarfasen. Ett viktigt krav för Masthusen enligt *BREEAM Communities* är lokal produktion av klimatvänlig energi. Målet kommer, enligt E.ON Värme, sättas till att 10 % av energin ska produceras inom Masthusen. Det finns olika möjligheter att uppnå detta, till exempel genom solfångare, solceller, värmepumpar och vindkraftverk. För produktion av grön fjärrvärme är det främst solfångare och värmepumpar, möjligtvis i kombination med solceller, som är aktuella. En bild av hur Masthusen kan komma att se ut visas i figur 5.



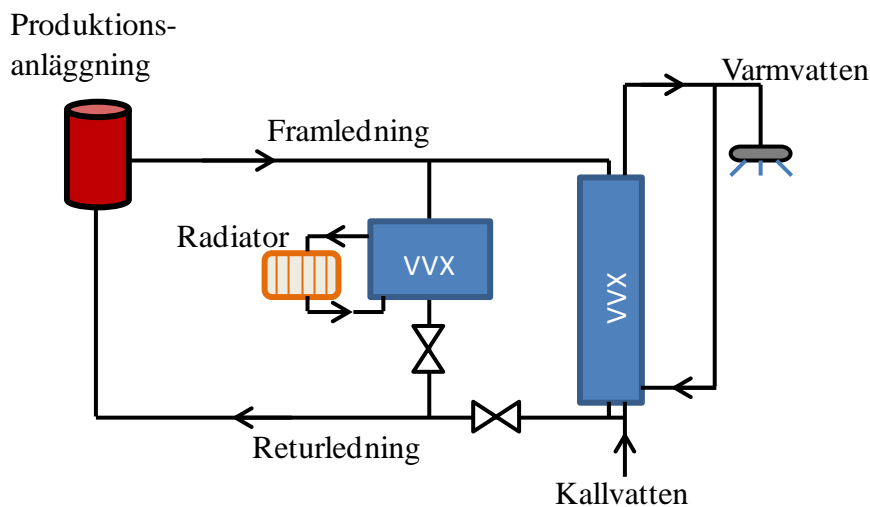
Figur 5. Diligentias Masthusen ritat av Kanozi Arkitekter, utifrån Johan Hellbergs flygbild. (Källa: [21])

3 Teknisk beskrivning

Kapitel 3.1 och 3.2 behandlar fjärrvärme ur ett tekniskt perspektiv med fokus på distribution. Informationen är erhållen från Frederiksen och Werner [2], Henrik Landersjö och Jessica Englund på E.ON Värme Sverige AB samt Patrick Lauenburg på Lunds Tekniska Högskola, om inget annat anges.

3.1 Distribution av fjärrvärme

Fjärrvärmenät är traditionellt uppbyggda av tvårörssystem, bestående av en framledning och en returledning. Varmt vatten från nätets framledning levererar värme, via värmeväxlare i kundanläggningen, till uppvärmning och tappvarmvatten hos kunden. Figur 6 visar en principskiss av en kundanläggning.



Figur 6. Principskiss av en kundanläggning.

Ledningarna som används för att föra ut värmen till kunderna kan vara av olika material, såsom stål, koppar och plast. Idag dominerar stålrör i svenska fjärrvärmesystem. Fördelen med stålrör, och även kopparrör, är att de klarar höga temperaturer och tryck. Plaströr är däremot billigare, framförallt vid mindre dimensioner, och har mindre friktion. Både mindre friktion och lägre temperatur i rören bidrar till mindre förluster. Nackdelen med plaströr är att de är känsliga för höga temperaturer och tryck, men forskning pågår på området. Rören kan ligga i olika sorters isolering och skydd beroende på, till exempel, när de byggdes och var de är placerade. Betongkulvert och asbestcementkulvert har med tiden ersatts av prefabricerade ledningar med effektiv isolering av polyuretan, PUR, inneslutna i en plastmantel. Både ånga och vatten förekommer som värmeöverförande medium i ledningarna, men vatten är idag vanligast.

Fjärrvärmeledningar har olika namn beroende på storlek och funktion i nätet: stamledningar är de största och utgör stommen i nätet; fördelningsledningar fördelar värmen från de stora ledningarna till mindre områden; serviser är de minsta ledningarna och leder värme fram till kunder. En lednings dimension betecknas DN och anger ett ungefärligt mått på ledningens innerdiameter i millimeter.

Fjärrvärmeledningar dimensioneras vanligtvis efter dimensionerande utetemperatur, DUT. För E.ON Värme i Malmö är denna satt till -16°C . Serviserna dimensioneras så att de klarar av effekttoppar vid varmvattenuttag vid DUT. Dimensioneringen sker i huvudsak efter att hastigheten i servisledningarna ej ska överstiga 1 m/s, då störande ljud annars kan uppstå.

Vidare ska varken tryckförluster eller temperaturförluster i rören bli alltför stora. De ledningar som ej är serviser behöver inte dimensioneras efter enskilda kunders effekttoppar, som en följd av sammanlagring. Sammanlagring innebär att alla kunder anslutna till en viss ledning inte har sina effekttoppar för varmvatten samtidigt, vilket jämnar ut topparna.

Temperaturförändringar i fjärrvärmenätet påverkar ledningarna eftersom stålroren ändrar storlek när vattentemperaturen i ledningarna ändras. Om för stora temperaturväxlingar förekommer ofta, kan det orsaka större utmattning av rören. Införande av produktionsanläggningar med lägre framledningstemperatur än övriga anläggningar kan orsaka temperaturfronter när flöden med olika temperaturer möts. Dessa temperaturfronter flyttar sig fram och tillbaka i ledningarna beroende på anläggningarnas produktion och kundernas effektbehov.

3.2 Tekniska parametrar

Svenska fjärrvärmesystem är generellt konstruerade för att klara 16 bars övertryck och 120°C. Detta avser så kallade högttemperatursystem. Så kallade sekundärsystem utformas ofta som lågtempererade fjärrvärmesystem med en lägre tryckklass, där vanligtvis 6 bar och 80°C gäller. Även andra tryck och temperaturer kan förekomma.

Värmeleveransen till kunder kan beskrivas av ekvation 1. Denna beskriver varför höga framledningstemperaturer ofta förekommer då ledningar är för trånga för att flödet ska kunna ökas, då det annars kan bli problem att få ut värmen. Den beskriver också varför bra avkylning är viktig för att önskad värmeeffekt ska kunna levereras utan att flödet blir för högt.

$$P = m \cdot c_p \cdot T_f - T_r \quad (1)$$

där:

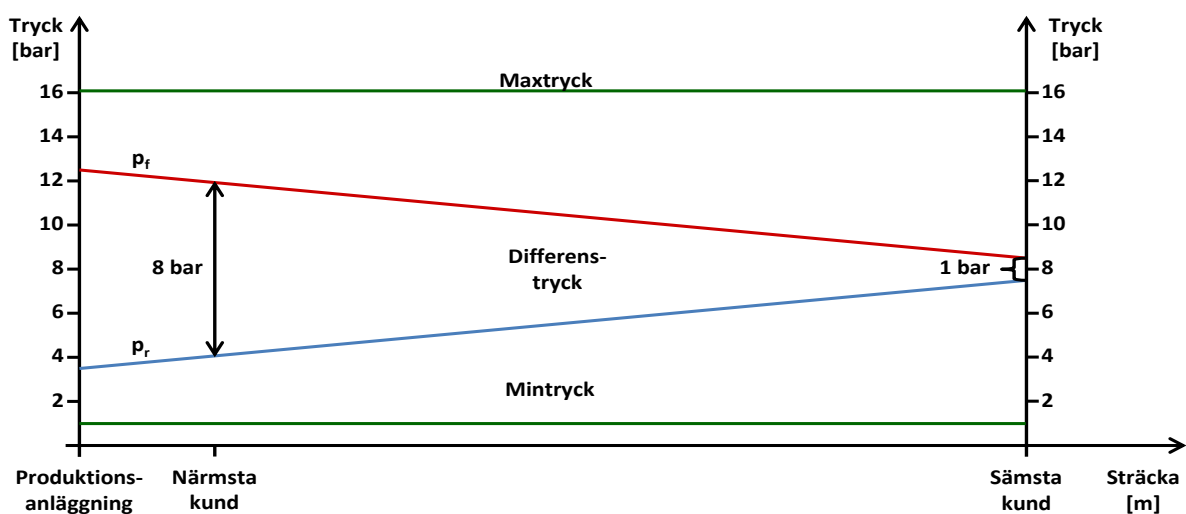
P	=	effekt	[kW]
m	=	massflöde	[kg/s]
c_p	=	specifik värmekapacitet	[kJ/(kg·°C)]
T_f	=	framledningstemperatur	[°C]
T_r	=	returledningstemperatur	[°C]

Högre framledningstemperaturer förekommer även i de nät där kundernas värmeväxlare och radiatorsystem är dåliga och därmed inte kan skapa en tillräcklig temperaturdifferens om framledningstemperaturen är för låg. Låga framledningstemperaturer eftersträvas speciellt i system där värmekällans verkningsgrad beror på detta, som till exempel i kraftvärmeverk, värmepumpar eller solfångare. Dock får framledningstemperaturerna inte vara alltför låga, då Boverkets föreskrifter [34] anger att varmvattnet vid tappstället ej får vara under 50°C. Annars finns det risk att legionellabakterier, som kan orsaka svåra sjukdomar, växer till i tappvarmvattnet. Om vattnet ska vara minst 50°C vid tappstället måste framledningstemperaturen vara något högre, då förluster sker vid värmeväxling och i husinterna ledningar.

Maximitrycket i ledningar begränsas av det tryck som ledningar och andra komponenter i fjärrvärmenätet är konstruerade att tåla. Det rekommenderade minimitrycket är 1 bars övertryck, vilket motsvarar det tryck varvid vatten kokar vid 120°C. Kokning bör undvikas då det kan medföra ångimplosion och häftiga tryckslag i nätet. Normalt ansätts en säkerhetsmarginal för minimitryck, inom E.ON är denna 0,5 bar. Vidare styrs minimitrycket av konstruktionsdata för till exempel distributionspumpar, vilka kräver ett minimitryck innan pumpar för att undvika kavitation. Trycket i ledningarna påverkas bland annat av geografiska höjdskillnader. Höjder leder till att trycket i ledningen sjunker, varpå risk för kokning kan

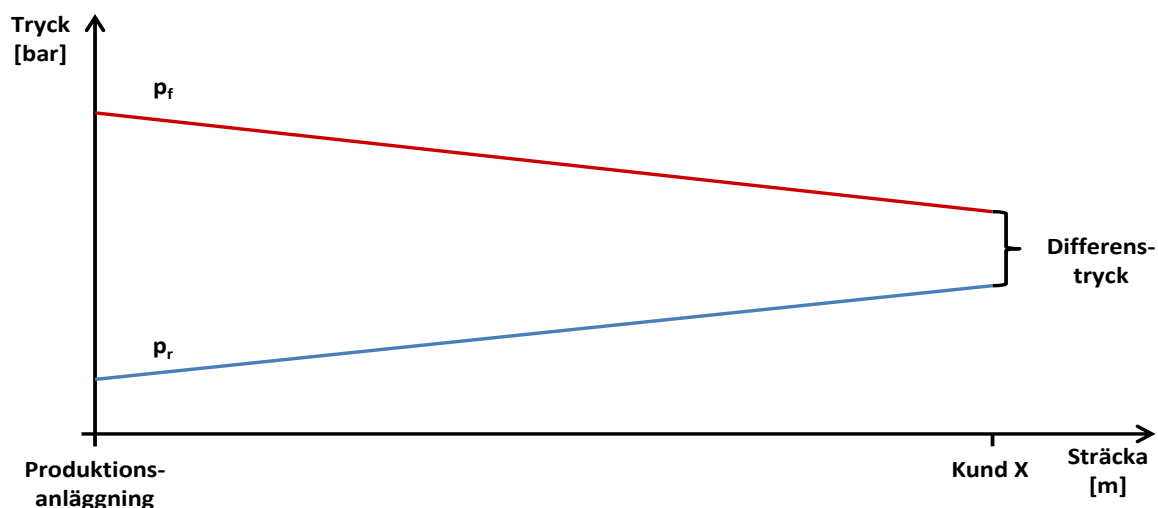
uppstå. Dalar leder på motsvarande sätt till att trycket ökar och maximitrycket riskerar att överträdas.

Differenstryck är tryckskillnaden mellan fram- och returledningen. Differenstrycket är nödvändigt för att vattnet ska förflyttas framåt i ledningen och för att värme ska kunna levereras till kunderna. Ett tillräckligt stort differenstryck är även nödvändigt för att kundens värmeväxlare ska kunna leverera önskad effekt. Problem med för låga differenstryck uppstår främst i de perifera delarna av fjärrvärmenätet, vilket illustreras i figur 7. Svensk Fjärrvärme [35] rekommenderar att differenstrycket inte bör överstiga 8 bar hos kund då högt differenstryck ofta leder till slitage, oljud samt dåligt fungerande styrventiler. Det sistnämnda kan leda till att för mycket fjärrvärmevatten släpps igenom kundanläggningarna, med skållningsrisker som följd. För att säkra värmeleverans till alla kunder i nätet används differenstryck på minst 1 bar hos kund som riktlinje. Figur 7 visar en principskiss av differenstryck samt maximi- och minimitryck för ledningar.

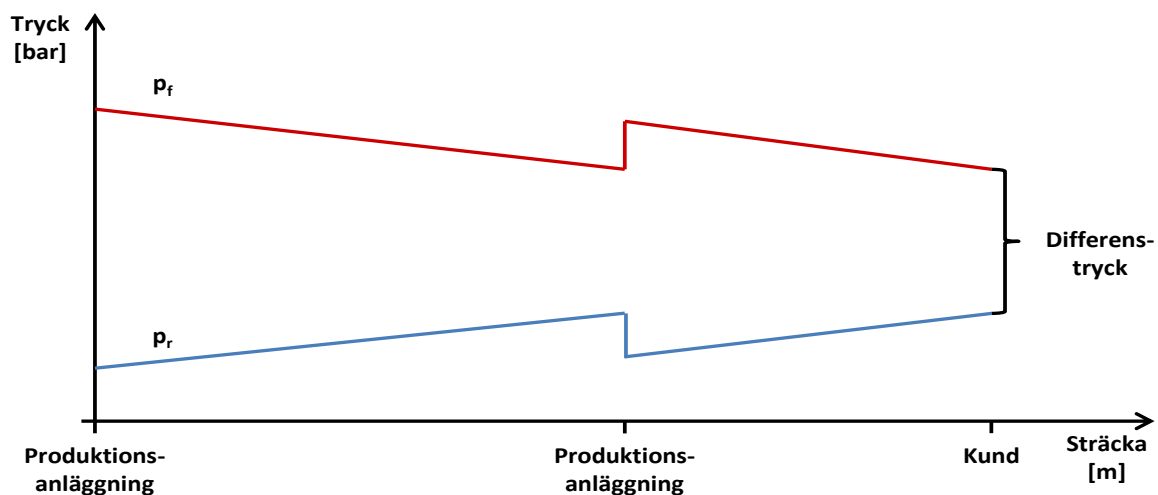


Figur 7. Differenstryck samt maximi- och minimitryck i ledningar.

Om en produktionsanläggning, med tillräckligt stor effekt, läggs till mitt i nätet kommer den att skapa en egen tryckkon. Figur 8 och 9 beskriver hur tryckkonen från produktionsanläggning till en specifik kund förändras när en ny produktionsanläggning läggs till. Differenstrycket hos en kund i nätet ökar då den hamnar innanför den nya anläggningens tryckkon.



Figur 8. Tryckkon för produktionsanläggning till kund.



Figur 9. Tryckkon för produktionsanläggning till kund då ytterligare en produktionsanläggning läggs till i nätet.

Tryckförluster i ledningarna beror på flera parametrar, såsom friktion mot rörväggarna samt engångsmotstånd. Som synes i ekvation 2, vilken beskriver tryckförluster i rör, blir tryckförlusterna större med högre friktionsfaktor, längre ledningar, mindre ledningsdiameter samt högre hastighet. Friktionsfaktorn beror av ledningens ytråhet och Reynolds tal. Ytråheten beror i sin tur på vilket material ledningen är tillverkad av, om ledningen är tillverkad genom svetsning eller dragning, mängden fastsittande föroreningar samt förekomst av korrosion i ledningen. Reynolds tal är dimensionslöst och definieras som förhållandet mellan tröghets- och friktionskraften.

$$\Delta p = -\frac{\lambda L}{d} \cdot \frac{\rho v^2}{2} \quad (2)$$

där:

Δp	=	differenstryck	[Pa]
λ	=	friktsionsfaktor	[-]
L	=	ledningslängd	[m]
d	=	ledningsdiameter	[m]
ρ	=	densitet	[kg/m ³]
v	=	hastighet	[m/s]

Låga differenstryck kan avhjälpas med olika metoder. Produktion kan placeras på mer fördelaktiga ställen i nätet så att, till exempel, alltför långa ledningssträckor kan undvikas. Även förstärkningsledningar kan byggas för att skapa fler vägar för fjärrvärmevattnet. Mer direkta åtgärder är pumpning och höjning av framledningstemperaturen. Sistnämnda metod leder till ökade differenstryck längre ut i nätet då mindre flöde hos kunder behövs för att behålla samma energiöverföring. Det är även viktigt att åtgärda underdimensionerade delar av nätet, dålig avkylning hos kunder, rundgångar samt läckor. För att förebygga låga differensstryck bör nya områden dimensioneras rätt från början.

Även hastighet påverkas av ledningsdimensionen. Hög hastighet medför, förutom buller hos kund, även tryckstötter, ökade tryckförluster samt erosion och förslitningar i nätet. För låg hastighet medför ökade värmeförluster och sedimentering, där det senare leder till högre friktionsfaktor och därmed större tryckförluster. Sedimentering kan även fungera som accelerator till korrosion i rören.

Rätt ledningsdimensionering är alltså av stor vikt för att kunna leverera utlovad värmeeffekt till kunderna, då ledningsstorlek påverkar både hastighet och differenstryck. Massflödet beror på hastigheten samt diametern i ledningen, enligt ekvation 3.

$$m = \frac{\pi d^2}{4} \cdot v \cdot \rho \quad (3)$$

där:

d	=	innerdiameter i ledningen	[m]
v	=	hastighet	[m/s]
ρ	=	densitet	[kg/m ³]

Flödet uttrycks ofta i volymflöde, Q , vilket beskrivs i ekvation 4. Då temperaturen på fjärrvärmevattnet varierar kraftigt är det viktigt att ta hänsyn till att vattnets densitet varierar därefter.

$$Q = \frac{m}{\rho} = \frac{P}{c_p \cdot T_f - T_r \cdot \rho} \quad (4)$$

där:

Q	=	volymflöde	[m ³ /s]
-----	---	------------	---------------------

3.3 Fjärrvärmeproduktion hos prosumers

3.3.1 Solvärme

Med hjälp av solfångare kan solens energi aktivt utnyttjas för att värma upp byggnader och tappvarmvatten. Större solvärmeanläggningar har sedan länge förekommit för produktion av värme till fjärrvärmenätet, dock i liten omfattning. Trenden går mot att fler småproducenter önskar leverera värme till fjärrvärmenätet då allt fler fastighetsägare installerar solfångare för uppvärmning av byggnader och tappvarmvatten [36]. Att ansluta solfångare till fjärrvärmenätet innebär att detta då fungerar som en ackumulatortank och kunden ej behöver ha en egen.

Solfångare fungerar så att solen lyser på en absorbatör som ligger i kontakt med rör som innehåller ett värmeöverförande medium, exempelvis vatten [37]. Mediet i rören värms upp och cirkuleras med hjälp av en pump till en ackumulator. Värmen överförs via värmeväxling från mediet till ackumulatören, vilken exempelvis kan bestå av en ackumulatortank eller ett fjärrvärmenät. Det avkylda mediet i rören cirkuleras tillbaka till solfångaren, där det åter laddas med värmeenergi.

Det finns olika typer av solfångare. I denna rapport kommer beräkningar på två typer, plana solfångare och vakuumrörsolfångare, att göras. I en plan solfångare är absorbatören placerad i en låda, med glas på framsidan och isolering på baksidan, för att minska värmeförluster [38]. I en vakuumrörsolfångare består ett vakuumrör av två rör, ett yttre rör och ett inre rör där absorbatören är placerad. Mellan rören är det vakuum vilket minskar värmeförlusterna väsentligt. Priset för värmeproduktion med plana solfångare respektive vakuumrör är jämförbara då plana solfångare har lägre säsongsutbyte och därmed kräver större yta, men i gengäld har ett lägre pris per kvadratmeter [39]. Därför beror valet främst på tycke och smak.

Figur 10 och 11 visar ett exempel på plana solfångare respektive vakuumrörsolfångare.

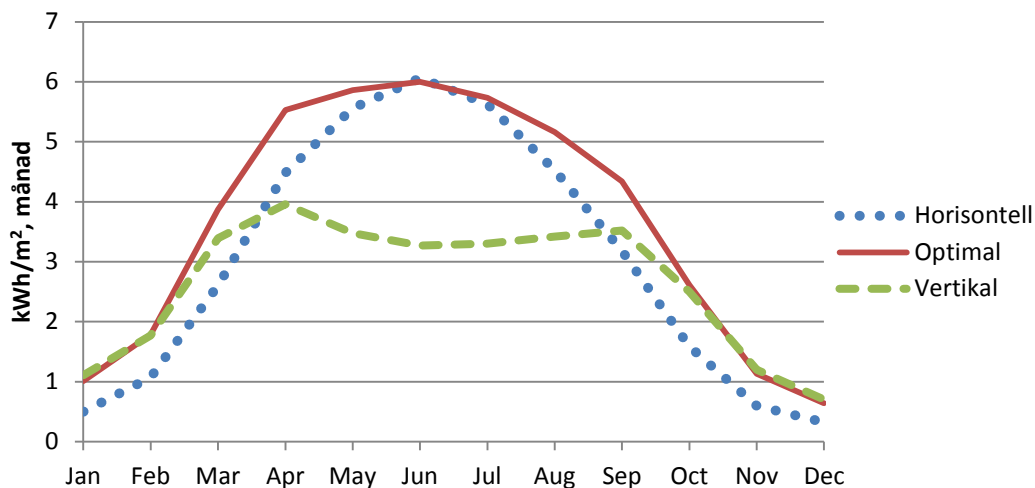


Figur 10. Plan solfångare. (Källa: [40])



Figur 11. Vakuumrörsolfångare. (Källa: [41])

Verkningsgraden hos solfångare är starkt beroende av temperaturdifferensen mellan utetemperaturen och mediet i solfångaren, $T_u - T_s$, där mindre differens innebär högre verkningsgrad. När på året och hur mycket solfångaren producerar beror bland annat på solinstrålning för den aktuella platsen, vinkel mot horisontalplanet samt mot vilket väderstreck solfångaren är riktad. Skillnaderna i instrålning beroende på vinkel mot horisontalplanet, för en fast installation, illustreras i figur 12. Diagrammet avser ytor i direkt söderläge, som är den optimala riktningen. Den optimala vinkeln mot horisontalplanet för solfångare i Malmö är 41° [42]. Det är tydligt att placering med optimal vinkel ger störst solinstrålning hela året förutom under vintermånaderna december och januari.



Figur 12. Instrålning i Malmö mot horisontella ytor, vertikala ytor respektive ytor med optimal vinkel, riktade rakt mot söder. Egen bearbetning av simulerade värden. (Källa: [42])

3.3.2 Värmepumpar

En värmepump gör det möjligt att överföra värme från ett medium med låg temperatur till ett med högre temperatur. Exempel på energikällor är mark, luft, berg och grundvatten. Denna typ av energi utgörs av lagrad solenergi. Även geotermisk energi, det vill säga värme från jordens inre, kan utnyttjas. Genom att tillsätta elenergi kan värmepumpen lyfta energi från en lägre till en högre temperatur. Detta gör det möjligt att få ut större mängd värmeenergi än mängden tillsatt elenergi.

Värmepumpars verkningsgrad eller värmefaktor anges ofta som COP, *coefficient of performance*, vilken beräknas genom att dividera värmeproduktion med elförbrukning, se ekvation 5. Elförbrukningen, och därmed verkningsgraden, är beroende av differensen mellan temperaturen i värmelagret och den temperatur som värmepumpen levererar. Mindre temperaturdifferens innebär högre verkningsgrad.

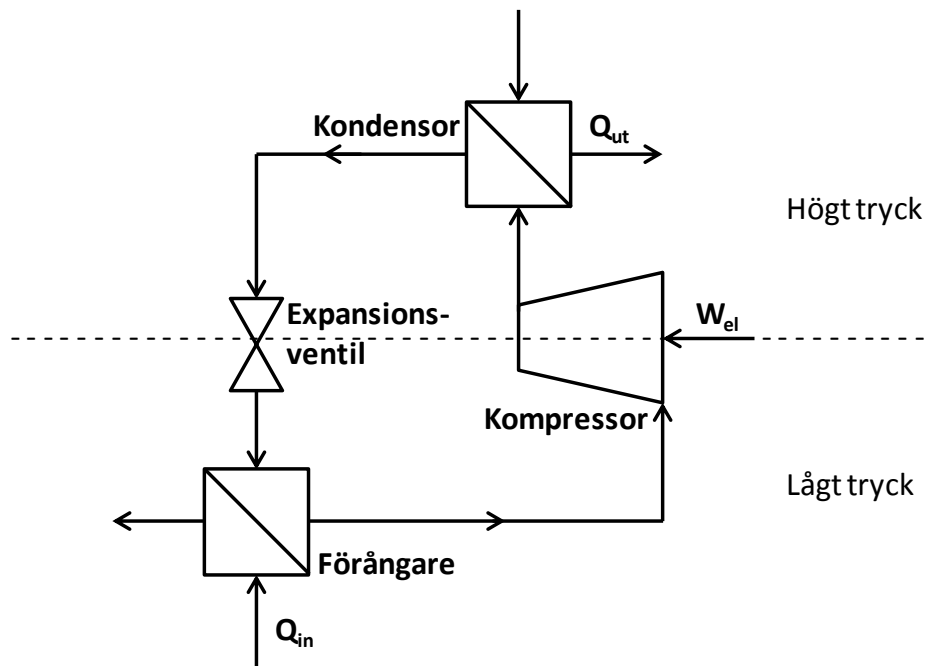
$$COP = \frac{Q_{ut}}{W_{el}} \quad (5)$$

där:

Q_{ut} = erhållen värme [kWh]

W_{el} = tillförd elenergi [kWh]

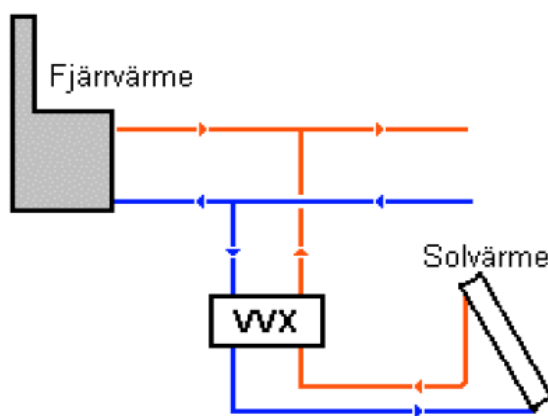
Principen för värmepumpar visas i figur 13. I förångaren utnyttjas värmeenergi, Q_{in} , från den lågtempererade energikällan för att förånga köldmediet i värmepumpkretsen. Elenergi, W_{el} , driver en kompressor som komprimerar gasen. Gasen kondenseras och högtempererad värmeenergi, Q_{ut} , kan tas till vara och användas för uppvärmning av byggnader och tappvarmvatten. En expansionsventil minskar trycket i köldmediet och sänker därmed kokpunkten innan köldmediet återigen förångas i förångaren.



Figur 13. Principskiss av en värmepump.

3.3.3 Anslutningar

Produktion från prosumers kan anslutas både primärt eller sekundärt [28]. Primäranslutning innebär att produktionsanläggningen är inkopplad på primärsidan, det vill säga fjärrvärme-sidan, av kundanläggningen. Storleken på primäranslutna solfångaranläggningar begränsas ej av prosumers effektbehov, då den är direkt inkopplad till fjärrvärmenätet. Storleken kan dock begränsas av tillgänglig takarea samt dimension på servisen. Sekundäranslutning innebär att produktionsanläggningen är ansluten på sekundärsidan, det vill säga på kundens sida av kundanläggningen. E.ON Värme anser att primäranslutning är att föredra, då sekundäranslutning ofta resulterar i högre returtemperaturer från prosumers. Detta eftersom fjärrvärmen då ofta används endast till spetsuppvärmning, med dålig avkyllning som resultat. Prosumers föredrar däremot ofta sekundäranslutning eftersom arbetstemperaturen i solfångaranläggningen då kan sänkas, vilket ökar dess verkningsgrad. En principskiss av primär-inkoppling kan ses i figur 14.



Figur 14. Primärinkoppling av prosumer. (Källa: [43])

Det finns olika sätt att koppla in primäranslutna prosumers på fjärrvärmenätet [36]. Det vanligaste sättet är att hämta vatten från returledningen, värma upp det och leverera till framledningen. Detta sätt innebär större nytta för fjärrvärmeleverantören. Problemet med att leverera till framledningen är att högre temperaturer krävs, vilket försämrar verkningsgraden i solfångare och värmepumpar avsevärt. En annan möjlighet är att värma fjärrvärmevattnet innan det leds tillbaka ut till returledningen. Fördelarna med den sistnämnda inkopplingen är att behovet av att höja trycket minskar, då trycket i returledningen är lägre än det i framledningen, samt att arbetstemperaturen i prosumerns produktionsanläggning kan sänkas, vilket ger högre verkningsgrad i denna. Nackdelen med att värma upp returvattnet är att om exempelvis pannor med rökgaskondensering eller kraftvärme står för värmeproduktionen så minskar systemets prestanda. I denna studie kommer endast primärinkoppling till framledningen att studeras då denna inkoppling är vanligast och troligtvis är den som kommer att användas i Malmö.

3.4 Simuleringsprogram

3.4.1 NetSim

NetSim är ett program som används för att simulera hur ett fjärrvärmenät eller ett fjärrkylanät fungerar och påverkas av olika förändringar. Simuleringarna ger möjlighet att få en uppfattning om exempelvis tryck, fram- och returledningstemperatur, flöde, effekt och hastighet i olika delar av nätet.

Det nät som studeras byggs upp skalenligt i NetSim och ledningarnas dimensioner anges. Ledningarna länkas ihop i noder som i NetSim kallas för knutar. Produktionsanläggningar och pumpstationer läggs till och parametrar såsom effekter, framledningstemperaturer och tryckhållning anges. Även kunder och deras effektbehov läggs in i modellen.

NetSim ger möjlighet att dela upp nätet i tre nivåer där nivå 1 räknar med alla ledningar ända ut till serviserna till kund. På nivå 2 tas serviserna bort och kundernas effektbehov samlas i knuten tillhörande närmsta fördelningledning. Nivå 3 avser endast stamledningarna i nätet, varför även fördelningsledningarna räknas bort. Nivå 3 används främst för att underlätta simulering av stora nät, då detta annars kan vara mycket tidskrävande. Dock bör simuleringar göras på nivå 1 när det är möjligt eftersom simuleringar ej blir lika detaljerade på de högre nivåerna. I denna studie görs alla simuleringar av nätet i Västra Hamnen på nivå 1 och simuleringar av Malmö nätet på nivå 3.

För att kompensera för tryckförluster orsakade av böjar i nätet, ventiler, svets skarvar och dylikt används ett högre råhetstal för ledningarna än det verkliga värdet för motsvarande ledning.

Både statiska och dynamiska simuleringar kan genomföras. Statiske simuleringar beräknar tekniska parametrar när fjärrvärmenätet uppnått stationäritet för angiven indata. Dynamiska simuleringar kan beräkna hur tekniska parametrar varierar under en tidsperiod på upp till ett dygn. För att kunna genomföra dynamiska simuleringar krävs mer detaljerad indata än för statiska. Resultaten åskådliggörs i NetSim genom både tabeller och grafiskt i en karta över nätet.

3.4.2 WinSun

WinSun är ett simuleringsprogram för solfångare och solceller. Detta program används för framtagande av produktionsdata för solfångaranläggningar samt framtagande av produktionskurvor. I WinSun baseras simuleringarna på typiska inparametrar för olika typer av solfångare

samt på medel av platsspecifik väderdata från flera år. Resultatet fås i form av månadsdata och timdata för hur stor effekt solfångarna respektive solcellerna kan leverera.

4 Indata till modell

4.1 Statiska simuleringar

4.1.1 Fall vid statiska simuleringar

I denna studie antogs alla prosumers vara primäranslutna till fjärrvärmenätet. De framtida solfångarna i Masthusen antogs vara en kombination av plana solfångare och vakuumrörsolfångare. Inom dessa ramar studerades ett antal fall, beskrivna nedan, i olika kombinationer. Energifallen baserades på Masthusens mål inom *BREEAM*, produktionsfallen baserades på vilka anläggningar som är i drift och säsongfallen baserades på perioder då solfångarnas produktion var relativt konstant. Kombinationer som ansågs vara extra intressanta och troliga valdes ut. Fallen presenteras i tabell 2 och förklaras därefter.

Tabell 2. Fall som studeras i studien.

Energifall	Värme	Energi			
	10 % av värmebehovet	10 % av energibehovet			
Produktionsfall	Original	Bo01	Mast	AVP	Vp
	utan prosumers	befintliga solfångare	befintliga och framtida solfångare	Akterns värmepump	ny värmepump
Säsongfall	Kall vinter	Mild vinter	Vår/Höst	Sommar	Max
	extremfall -16°C	nov-feb 3°C	mar+okt 6°C	apr-sep 14°C	extremfall 20°C

Energifall

Värme: 10 % av det årliga värmebehovet i Masthusen produceras av lokala solfångare.

Energi: 10 % av det årliga energibehovet i Masthusen produceras av lokala solfångare.

Produktionsfall

Original: Helt utan lokala produktionsanläggningar.

Bo01: De idag befintliga solfångarna i Bo01-området och på Kockum Fritid.

Mast: Både befintliga solfångare i Bo01-området och på Kockum Fritid samt nya solfångare i Masthusen.

AVP: Akterns värmepump.

Vp: En ny värmepump i Masthusen.

Säsongfall

Kall vinter: Medelutetemperatur -16°C. Används endast vid dimensionering av ledningar eftersom solfångare och värmepumpar endast antas producera vid utetemperaturer över 0°C.

Mild vinter: Medelutetemperatur 3°C. Motsvarar månaderna november-februari.

Vår/Höst: Medelutetemperatur 6°C. Motsvarar månaderna mars och oktober.

Sommar: Medelutetemperatur 14°C. Motsvarar månaderna april-september.

Max: Medelutetemperatur 20°C. Beskriver nätet då solfångarna producerar som mest, det vill säga en solig sommardag, och kundens värmebehov endast består av tappvarmvattenuttag.

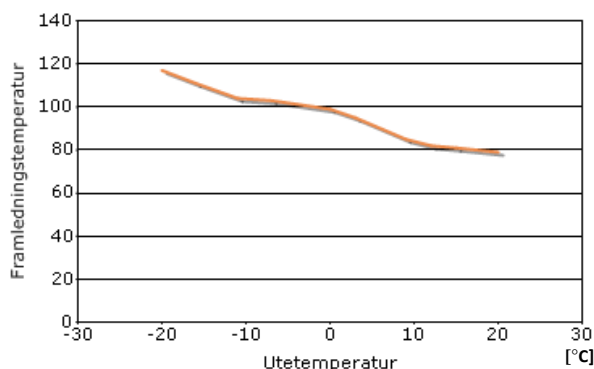
4.1.2 Uppdatering av befintlig NetSim-modell

Den valda stadsdelen, Västra Hamnen, delades i modellen av från resten av Malmönätet för att möjliggöra snabbare och mer detaljerade simuleringar. Delmodellen för nätet i Västra Hamnen uppdaterades genom att kontrollera att alla ledningar och kunder samt aktuella anslutningseffekter och returtemperaturer var korrekta.

Indata erhöles genom en sammanställning av mätdata från år 2012. Kundernas medeleffekt beräknades genom att dividera energibehovet detta år med 2200 timmar. Detta timantal är ett schablonvärde som används på E.ON Värme. Den erhållna kvoten motsvarar en medeleffekt under vår och höst. Då energimätdata saknades för vissa perioder uppskattades effekterna utifrån andra perioder för samma fastighet. För att beräkningar av massflöde för respektive kund, enligt ekvation 1, ska kunna göras i NetSim, behöver förutom kundeffekt även fram- och returtemperatur anges. För de kunder där mätdata på returtemperaturen saknades, användes den uträknade medelreturtemperaturen, 38°C, för övriga kunder i Västra Hamnen. I de fall då endast kundens medelavkylning erhöles användes en medelframledningstemperatur på 76,6°C för att räkna ut returtemperaturen.

Anslutning till resten av Malmönätet

I delmodellen för Västra Hamnen var det nödvändigt att lägga till en fiktiv produktionsanläggning i punkten där resten av Malmönätet klippts bort, för att representera värmeleveransen från resten av Malmönätet till Västra Hamnen. För att styra produktionen i denna anläggning behövdes en kurva, som anger framledningstemperaturen som funktion av utetemperaturen, tas fram. Detta gjordes genom att utföra simuleringar på resten av Malmönätet enligt ett, av E.ON erhållt, körschema för produktionsanläggningarna vid olika utetemperaturer. Framledningstemperaturen, för den punkt där nätet delats, lästes av och en kurva för den nya anläggningen skapades, se figur 15.



Figur 15. Kurvan i NetSim som reglerar framledningstemperaturen in till Västra Hamnen från resten av Malmönätet.

Även differenstrycket för de olika säsongfallen lästes av i denna punkt för att simuleringarna skulle kunna styras efter detta differenstryck och därmed ge mer verklighetstroga resultat. Dessa indata kan ses i tabell 3.

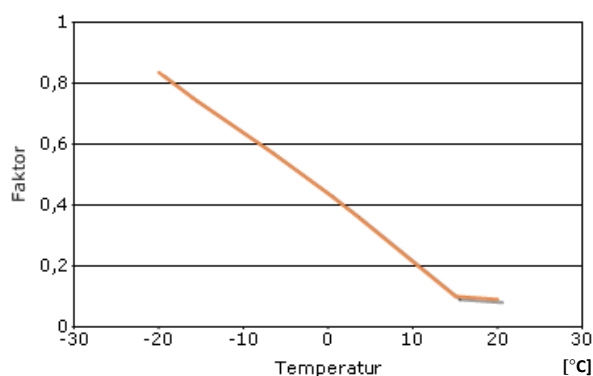
Tabell 3. Reglering av differenstryck in till Västra Hamnen.

Säsong	Differenstryck [bar]
Kall vinter	3,35
Mild vinter	2,10
Vår/Höst	2,02
Sommar	1,58
Max	1,62

Kunddata

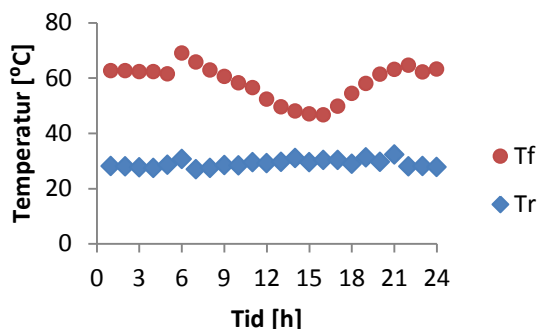
Indata för alla kunder uppdaterades med avseende på medeleffektbehov och medelreturtemperatur baserat på 2012 års mätningar. För att reglera dessa värden mot utetemperatur styrs kundernas värmeförbrukning av kurvor för returtemperatur och effekt. Dessa kurvor anger en faktor som funktion av utetemperatur. Vid simuleringar multipliceras faktorn för aktuell utetemperatur med, för varje kund, angivet medeleffektbehov respektive angiven medelreturtemperatur.

Då simuleringar av Malmönätet vanligen utförs på nivå 3, var befintliga kundkurvor anpassade för denna nivå. Simuleringarna av Västra Hamnen utfördes på nivå 1 och därför anpassades kundkurvorna till denna nivå. Kurvorna för effekt anpassades så att effekt, returtemperatur och differenstryck överensstämde för nivå 1 och 3 vid anslutningspunkten till resten av Malmönätet. Denna anpassning av effekt kontrollerades även i tre andra utvalda punkter i Västra Hamnens nät. Den erhållna effektkurvan åskådliggörs i figur 16.

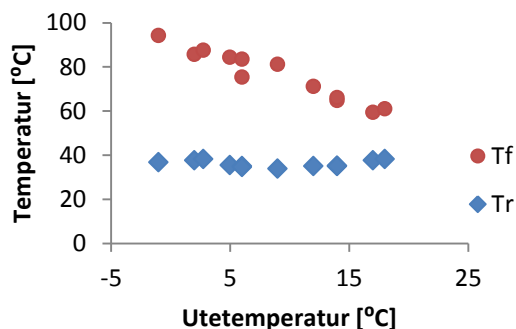


Figur 16. Kurvan i NetSim som reglerar effektlasten hos varje kund beroende på utetemperatur.

NetSim ger möjlighet att beräkna returtemperatur genom att utgå från en kurva som anger antingen returtemperatur eller avkylning som funktion av utetemperatur. Därför gjordes en utredning om hur returtemperaturen påverkas av lägre framledningstemperatur från AVP samt solfångaranläggningar. Detta gjordes genom analys av statistik från år 2012 för fem referenskunder. Figur 17 visar ett exempel på månadsmedelvärden för varje timme för fram- och returledningstemperatur hos en kund. Det syns tydligt att returtemperaturen är relativt konstant även om framledningstemperaturen varierar över månaden. Samma resultat sågs för de övriga fyra referenskunderna. Det bedömdes därför att simuleringarna i NetSim antagligen blir mer korrekta om de styrs efter returtemperatur än avkylning, vid simuleringar med varierande framledningstemperaturer. Därför plottades medelreturtemperaturen för de fem exempelkunderna mot medelutetemperaturen för varje månad, vilket illustreras i figur 18.

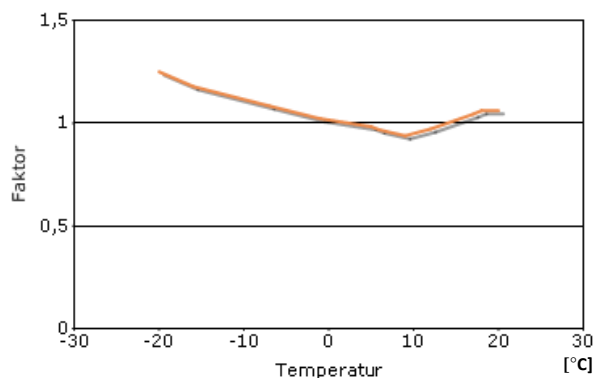


Figur 17. Medelvärden av framledningstemperatur (T_f) och returledningstemperatur (T_r) för en referenskund i maj.



Figur 18. Medelvärden av framledningstemperatur (T_f) och returledningstemperatur (T_r), för samtliga referenskunder, som funktion av utetemperatur.

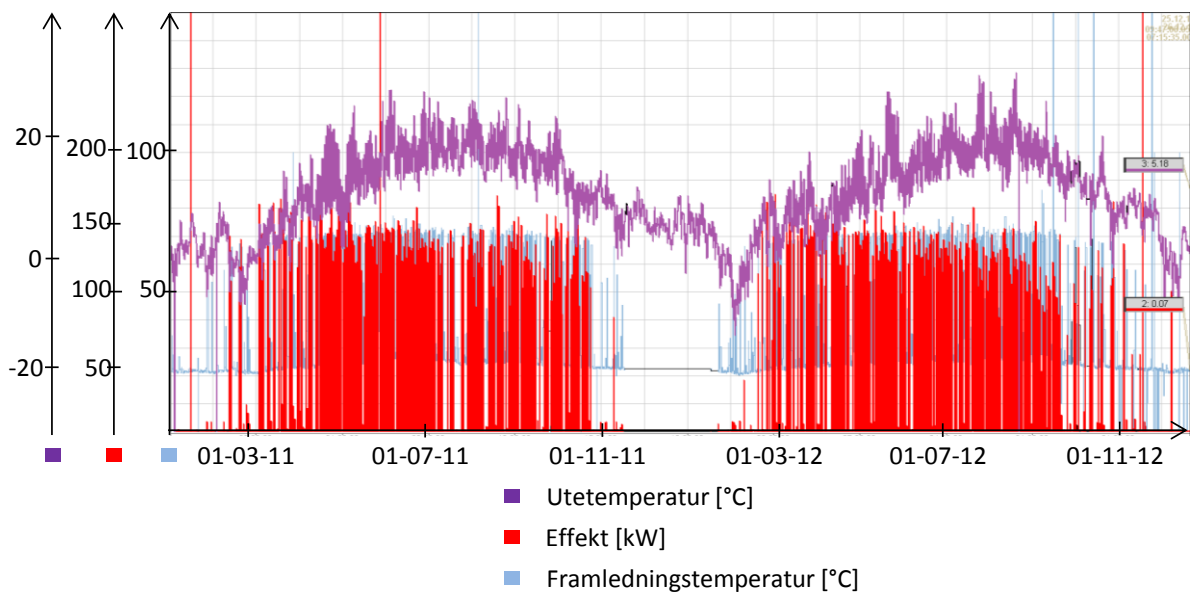
Genom att dividera de studerade kundernas gemensamma medelreturtemperatur per månad med densamma per år togs returtemperaturkurvan till NetSim fram. Kurvan illustreras i figur 19.



Figur 19. Kurvan i NetSim som reglerar returtemperaturen hos varje kund beroende på utetemperatur.

Solfångare i Bo01-området och på Kockum Fritid

Medeleffekter för de befintliga solfångaranläggningarna togs fram genom tolkning av statistik från år 2011 och år 2012. Genom att studera mätdata, som exemplet i figur 20 där röd markering är solfångarnas effekt och lila markering är utetemperaturen vid Heleneholmsverket, kunde medeleffekten för varje produktionsanläggning som funktion av utetemperatur uppskattas. Denna uppskattning kontrollerades och reglerades efter simuleringar i WinSun, så att solfångarnas levererade effekt fick rätt storleksordning. Därefter aggregerades de tio solfångaranläggningarna, baserat på deras geografiska placering, till tre större anläggningar för att förenkla den fortsatta studien. Dessa kallas fortsättningsvis för Propellern, Salongen och Kockum Fritid och deras placering kan ses i figur 23. Framledningstemperaturen från solfångarna regleras i verkligheten till 65°C och så även i simuleringarna.



Figur 20. Exempel på mätdata för en av de befintliga solfångaranläggningarna.

Tabell 4. Indelning av säsonger samt tillhörande produktion i varje solfångaranläggning.

Säsong	Propellern effekt [kW]	Salongen effekt [kW]	Kockum Fritid effekt [kW]
Kall vinter	0	0	0
Mild vinter	45	67	77
Vår/Höst	113	80	82
Sommar	184	80	68
Max	580	225	170

Akterns värmepump (AVP)

En värmepump har en varm och en kall sida, vilket innebär att värme och kyla kan produceras parallellt. Värmepumpen i Akterns värmepumpsanläggning är kopplad till ett akviferslager och var tänkt att försörja fastigheterna i mässområdet Bo01 med värme och kyla. Dess roll har emellertid förändrats och den körs numera i första hand för att förse fjärrkylanätet med kyla, vilket innebär att värmeleverans till fjärrvärmenätet sker då kyla behöver produceras. På sommarhalvåret körs AVP när det finns ett kylbehov och på vinterhalvåret när kyla lagras i akvifären. AVP levererar vatten med temperaturen 60°C till fjärrvärmenätet, vilket är avsevärt lägre än framledningstemperaturen från andra produktionsanläggningar i Malmönätet. Då framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet är högre på vintern än på sommaren, levererar AVP normalt ej värme vid utetemperaturer under 0°C, för att anslutna kunder skall erhålla önskad värmeeffekt. Av samma anledning levereras endast hälften av värmeeffekten till nätet under säsongfall *Mild vinter*. Tabell 5 visar körschemat för AVP som användes i simuleringarna i NetSim.

Tabell 5. Körschema för Akterns värmepump (AVP).

Säsong	Effekt [kW]
Kall vinter	0
Mild vinter	550
Vår + höst	1100
Mild sommar	1100
Varm sommar	1100

4.1.3 Framtidsmodell

För att ta fram en så trolig framtidsmodell av Västra Hamnen som möjligt så uppskattades och beräknades den framtida förekomsten av värmeproduktion från solfångare och värmepumpar i Masthusen. Även rimliga värmebehov och ledningsstorlekar togs fram.

Dimensionering av ledningar

Ledningarna i Masthusen dimensionerades efter DUT i Malmö med avseende på hastighet i ledningarna, temperatur och differensstryck. Därefter lades solfångare till och det kontrollerades att ledningarna även klarade säsongsfall *Max*, då solfångarna levererar som mest värme till nätet. Endast en ledning behövde dimensioneras upp då fall *Max* genererade större hastighet än fall *Kall vinter*. Dock är modellen i denna studie förenklad och solfångarna är aggregerade och inte nödvändigtvis placerade i direkt anslutning till en fastighet.

Solfångare i Masthusen

Både typ av solfångare samt dess vinkel och väderstreck har stor inverkan på värmeproduktionen. En trolig solfångarkombination, bestående av *två tredjedelar optimalt placerade plana solfångare samt en tredjedel optimalt placerade vakuumrörsolfångare*, valdes ut. Detta fall valdes då denna uppdelning av plana solfångare och vakuumrörsolfångare ungefär motsvarar förhållandet mellan dessa solfångartyper för de befintliga solfångarna i Västra Hamnen.

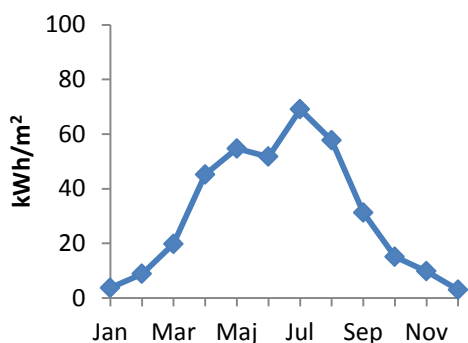
Solfångarnas värmeproduktion togs fram genom simuleringar i WinSun. Indata till WinSun presenteras i tabell 6. Den optimala vinkeln mot horisontalplanet för störst värmeutbyte i Malmö är 41°, enligt Joint Research Centre [42]. Vinkeln mot söder sattes till 0° av samma anledning. Värdet för markreflektion sattes till 0,15, då detta värde ligger mellan 0,1, för asfalt, och 0,2, för gräs, då omgivningens karaktär ännu ej är känd. Arbetstemperatur innebär medeltemperatur i solfångaren och motsvarar medelvärdet av temperaturen på inflödet till och utflödet från solfångaren. Temperaturen in till solfångaren sattes till 38°C, vilket motsvarar medelreturtemperaturen för fjärrvärme i Västra Hamnen, och temperaturen ut från solfångaren sattes till 70°C. Denna temperatur valdes så att leveranstemperaturen till fjärrvärmenätet, efter förluster i rör och värmeväxlare, säkert skulle kunna uppnå 65°C.

Lund valdes som geografiskt område, då detta låg närmast Malmö av de valbara alternativen i WinSun. Väderdata och instrålning uppskattades gälla för båda städerna. Ett års simulering är den längsta tidsperiod som går att utföra i WinSun och därför valdes denna tidslängd.

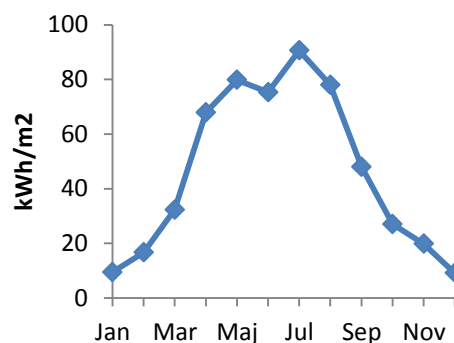
Tabell 6. Indata till simuleringar i WinSun.

Parameter	Indata
Solfångartyp	Plana 1-glas/vakuum heat pipe
Vinkel mot horisontalplanet	41°
Vinkel mot söder	0°
Markreflektion	0,15
Arbetstemperatur	54°C
Geografiskt område	Lund
Tidslängd av simulering	1 år

Figur 21 och 22 visar att vakuumrörsolfångarna levererar mer värme än de plana solfångarna per kvadratmeter. Dock har de plana solfångarna i Bo01-projektet haft bättre hållbarhet, vilket är ännu en anledning till att det valda fallet består av flest plana solfångare.



Figur 21. Produktion från plana solfångare med optimal vinkel i söderläge.



Figur 22. Produktion från vakuumrörsolfångare med optimal vinkel i söderläge.

Uppskattade värden för Masthusens totala värmebehov respektive totala energibehov erhöles från E.ON Värme. Utifrån dessa värden beräknades den behövda värmeproduktionen från solfångarna för fall *Värme* respektive fall *Energi*. Beräknat värmebehov respektive energibehov presenteras i tabell 7. Även den behövda solfångararean, för respektive solfångartyp i den valda kombinationen, beräknades och presenteras i tabell 8. Den sammanlagda solfångararean motsvarar mindre än hälften av den planerade takarean i Masthusen.

Tabell 7. Beräknad mängd grön energi som ska lokalproduceras genom solfångare i Masthusen. Fall *Värme* avser 10 % av värmebehovet och fall *Energi* 10 % av totala energibehovet.

Årligt värmebehov (MWh)	Fall <i>Värme</i> Värmeproduktion (MWh)	Årligt energibehov (MWh)	Fall <i>Energi</i> Värmeproduktion (MWh)
5400	540	18400	1840

Tabell 8. Årligt värmeutbyte samt erforderad yta för respektive solfångartyp vid fall *Värme* respektive fall *Energi*.

Solfångartyp	Årligt värmeutbyte [kWh/m²]	Fall <i>Värme</i> Yta [m²]	Fall <i>Energi</i> Yta [m²]
Plan	370	974	3320
Vakuumrör	554	325	1107

Även timvärden för solfångareffekten under ett år togs fram i WinSun. Därefter beräknades medeleffekten för de timmar då solfångarna levererar värme vid de olika säsongfallen. Detta gjordes genom att effekten för varje timme multiplicerades med den behövda arean för solfångarna i den valda solfångarsammansättningen.

Ett histogram per säsongfall och solfångartyp gjordes, varpå antal timmar som respektive solfångartyp levererar värme kunde beräknas. Därefter dividerades den summerade effekten för varje säsongfall med detta timantal och medeleffekterna, då solfångarna producerar värme, för varje solfångartyp och säsongfall erhöles. Alla medeleffekter visas i tabell 9 och 10.

Tabell 9. Sammanlagd medeleffekt samt medelproduktionstid per dag för respektive säsongfall för de plana solfångarna i fall *Värme* respektive fall *Energi*.

Säsong	Fall <i>Värme</i> Medeleffekt [kW]	Fall <i>Energi</i> Medeleffekt [kW]	Produktionstid [min/dag]
Kall vinter	0	0	0
Mild vinter	136	463	90
Vår/höst	191	653	171
Sommar	228	776	434
Max	660	2250	momentant

Tabell 10. Sammanlagd medeleffekt samt medelproduktionstid per dag för respektive säsongsfall för vakuumrörsofångarna i fall Värme respektive fall Energi.

Säsong	Fall Värme Medeleffekt [kW]	Fall Energi Medeleffekt [kW]	Produktionstid [min/dag]
Kall vinter	0	0	0
Mild vinter	54	183	166
Vår/höst	61	209	305
Sommar	78	265	602
Max	227	774	momentant

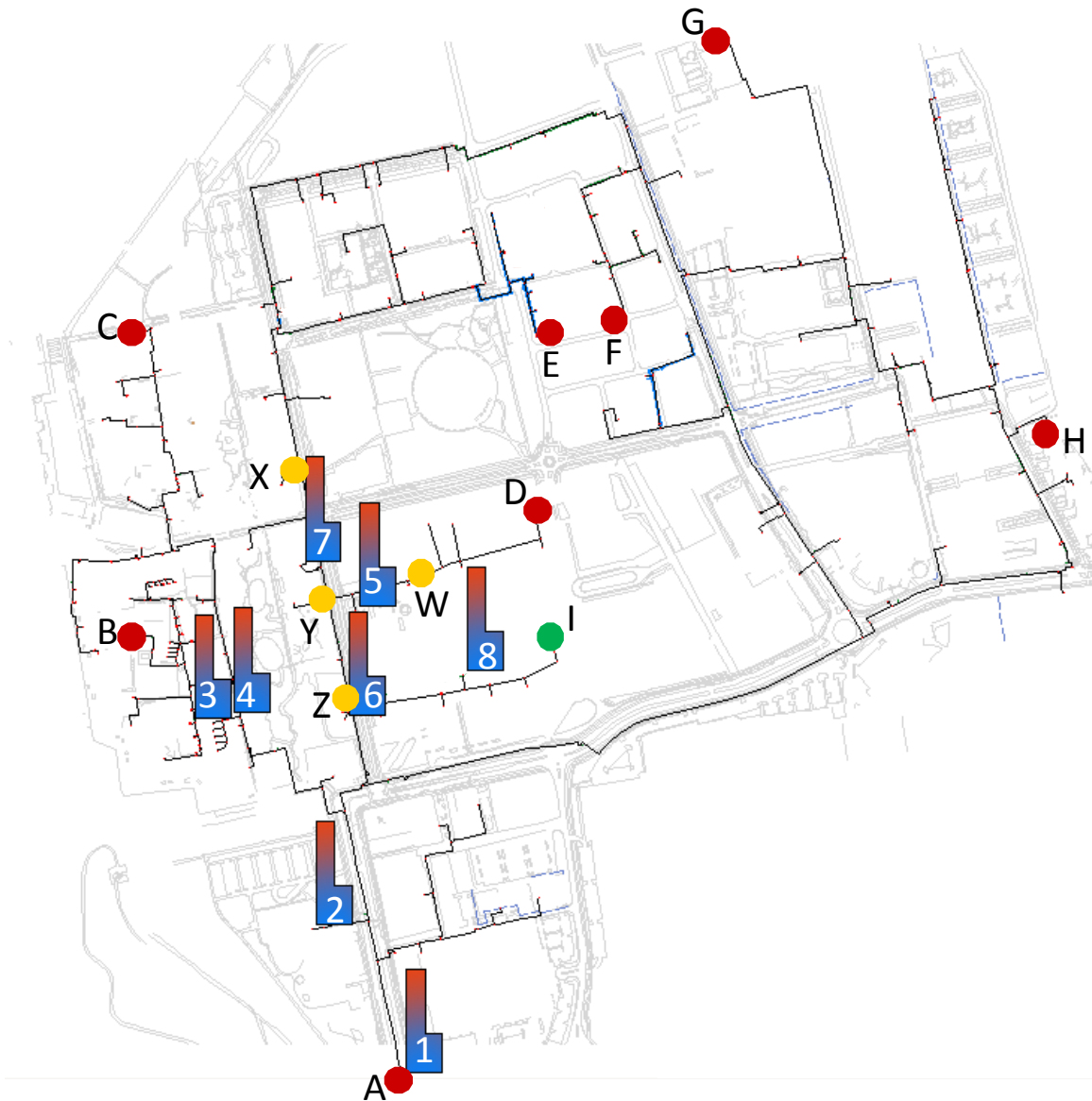
Värmepump

En ny värmepump introducerades i Masthusen. Värmepumpen dimensionerades för att motsvara solfångarnas medeleffekt i Masthusen, vilken är beräknad till cirka 250 kW. Denna effekt valdes eftersom värmepumpen då skulle kunna kompensera för solfångarna när solen inte lyser och på så sätt minska påfrestningar i ledningarna. Värmepumpen antogs, precis som AVP, leverera vatten med en framledningstemperatur på 60°C till fjärrvärmenätet. Anledningen till att en lägre temperatur inte valdes, trots att det skulle öka värmepumpens COP, är att fjärrvärmenätet i Västra Hamnen är dimensionerat efter en framledningstemperatur på minst 60°C. Anledningen till att en högre temperatur inte valdes, trots att det skulle vara bättre nätmässigt, är att värmepumpen, i detta examensarbete, skulle ha någorlunda samma framledningstemperatur som i Sandgrens examensarbete [26]. Detta för att dessa studier enklare skulle kunna jämföras.

Placering av produktionsanläggningar och mätpunkter

Hur produktionsanläggningarna placeras i NetSim-modellen har stor betydelse för hur närliggande kunder påverkas, varför det optimala vore om varje solfångaranläggning placerades som i verkligheten. Där inte annat anges aggregerades solfångarna i simuleringarna, då det annars blivit alltför tidskrävande att genomföra simuleringar. Placeringen av solfångarna i dessa simuleringar gjordes dock så verklighetstroget som möjligt. De befintliga solfångarna, aggregerade till Salongen, Propellern samt Kockum Fritid, placerades på en ledning som ledde in till respektive område eller byggnad. De nya solfångarna, uppdelade i vakuumrörsofångare och plana solfångare, placerades i två punkter i Masthusen där inkoppling av solfångaranläggningar ansågs vara trolig. Värmepumpen placerades på en ledning i Masthusen där det idag redan finns en värmepump, som dock inte är ansluten till fjärrvärmenätet. Placeringen av produktionsanläggningarna kan ses i figur 23, med förklaring i tabell 11.

För att ta fram jämförbara resultat studerades åtta punkter i nätet, med olika avstånd från prosumers, med avseende på framledningstemperatur, flöde och differenstryck. Placeringen av dessa är utmärkta som röda prickar i figur 23. Vidare studerades, med avseende på samma parametrar, en punkt nära värmepumpen, i de produktionsfall då denna kördes. Den gröna pricken i figur 23 markerar denna punkt.



Figur 23. Placering av mätpunkter och produktionsanläggningar i Västra Hamnen. Röda punkter är mätpunkter vid statistiska simuleringar, grön punkt är en extra mätpunkt vid de fall då en värmepump lagts till och gula punkter är mätpunkter vid dynamiska simuleringar. Blå/röda figurer är produktionsanläggningar.

Tabell 11. Produktionsanläggningar i Västra Hamnen. Förklaring till siffrorna i figur 23.

Produktionsanläggning	Förkortning
1 Anslutningspunkt till resten av Malmönetet	-
2 Kockum Fritids solfångare	Kockum Fritid
3 Salongens solfångare	Salongen
4 Propellerns solfångare	Propellern
5 Masthusens plana solfångare	Mast 1
6 Masthusens vakuumrörsolfångare	Mast 2
7 Akterns värmepump	AVP
8 Värmepump i Masthusen	Vp

4.2 Dynamiska simuleringar

Genom att utföra dynamiska simuleringar i NetSim är det möjligt att se hur olika parametrar, exempelvis framledningstemperatur, flöde och differenstryck, förändras i nätet under ett dygn. De dynamiska simuleringarna grundar sig på samma data som de statiska.

4.2.1 Fall vid dynamiska simuleringar

De dynamiska simuleringarna utfördes för ett urval av de fall som gjordes för de statiska simuleringarna. Mest tonvikt lades på fall *Värme* vid produktionsfall *Mast*. Simuleringar gjordes även för att kontrollera om värmepumpen i Masthusen kan kompensera leveransen från solfångarna när dessa inte kör och därmed minska stora temperaturförändringar i nätet.

4.2.2 Tidsserier

Dynamiska simuleringar kräver timvärden för kundernas effektbehov och returtemperaturer, samt även för solfångarnas och värmepumparnas leverans till nätet. Dessa värden fördes in i respektive tidsserie i simuleringsprogrammet för att styra dygnsvariationerna i nätet.

Solfångare

Värmeproduktionen i solfångarna varierar med solinstrålning och denna effektvariation regleras i NetSim genom faktorkurvor.

Befintliga solfångare

Mätdata från solfångaranläggningarna på Kockum Fritid, Propellern och Salongen analyserades och en dag per säsong valdes ut. Dagarna som valdes ut hade ungefär den medelutetemperatur som antagits vara representativ för säsongen, samt hade stor leverans av värme från solfångaranläggningarna. Då mätsignal från någon av solfångaranläggningarna saknades för den utvalda dagen användes produktionsvärden för en dag med liknande väderförhållanden för denna anläggning. Medelvärden per timme för de utvalda dyggen sammanställdes. En faktor för varje timme togs fram genom att dividera varje timvärde med det medelvärde som användes vid de statiska simuleringarna. Faktorerna som då erhöles beskriver hur effektleveransen varierar över dygnet för varje solfångaranläggning.

Solfångare i Masthusen

Data för solfångarna i Masthusen erhöles från WinSun. Fyra representativa dagar valdes ut på samma sätt som för de befintliga solfångaranläggningarna och faktorkurvorna beräknades som beskrivet ovan.

Värmepumpar

Värmepumparna antogs vara antingen i drift, och då producera sin maxeffekt, eller vara ur drift. När de är i drift levererar AVP 1100 kW och värmepumpen i Masthusen 250 kW.

Kunder

Kunderna i Västra Hamnen delades upp i två kategorier, bostäder och kontor, eftersom variationen i effektbehov över dygnet skiljer mellan dessa två typer av kunder. Tio bostads- respektive kontorskunder valdes ut och timvärden för effekt och returtemperatur för fyra utvalda dygn, ett dygn för varje säsongsfall, under 2012 sammanställdes för dessa kunder. Då det var möjligt valdes samma datum som valdes för de befintliga solfångarna. Mätdata över varje kunds effektbehov och returtemperatur erhöles från E.ON. Orimliga värden plockades bort. Faktorerna för varje kund beräknades på samma sätt som för solfångarna. Tim-

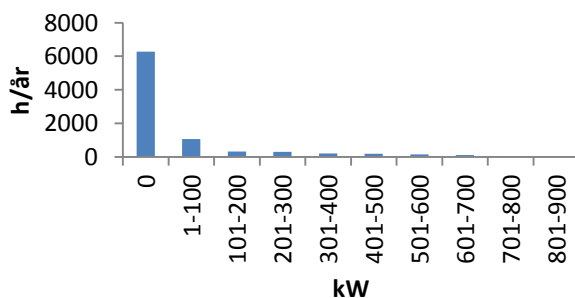
medelvärdena av faktorerna i varje kundtyp beräknades och på så sätt erhöles kundtypernas tidserier. Tabell A1 i bilaga A visar ett exempel på tidsserier för en bostadskund vid säsongsfall *Mild vinter*.

5 Resultat och Analys

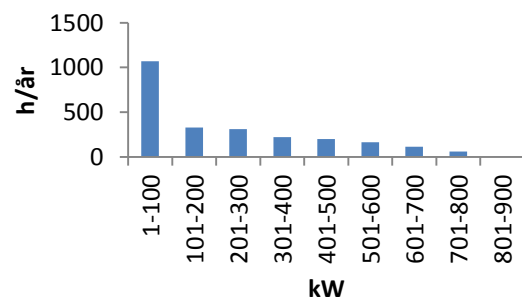
5.1 Års- och dygnsvariationer

Årsvariationerna för när värmertilskott respektive värmekonsumtion sker skiljer sig mellan olika typer av prosumers. Värmepumpar producerar närhelst det är lönsamt, styrt av energipriser, varför deras produktion enklare kan regleras. Solfångares värmeproduktion är däremot svårare att reglera eftersom denna beror på solinstrålning. Solfångare producerar mest på sommaren och deras produktion varierar kraftigt över både året och dygnet. Därför analyseras endast solfångares års- och dygnsvariation nedan.

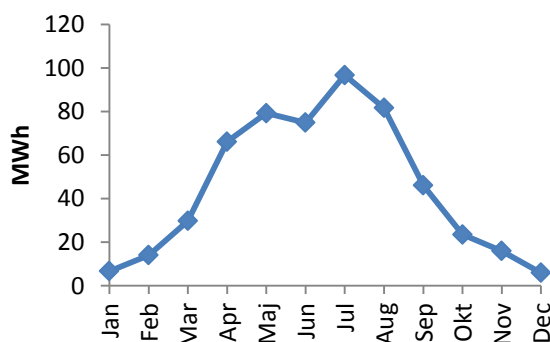
Hur ofta solfångarna i Masthusen producerar och hur mycket, kan ses i figur 24. Detta histogram visar att solfångarna oftast inte producerar något alls. I figur 25 är alla nollvärden borttagna och det är lättare att se hur produktionen ser ut och varierar. Figur 26 visar hur värmeleveransen ser ut över året för solfångarna i Masthusen, som har optimal lutning. Det syns tydligt att det är under sommarmånaderna som solfångarna levererar mest energi. Som en jämförelse presenteras värmeleveransen från solfångare med vertikal yta, med samma årliga värmeproduktion, i figur 27. Den intressanta skillnaden, jämfört med solfångarna med optimal lutning, är att produktionstopparna sker i april och augusti istället för i juli. Överlag är produktionen för de vertikala solfångarna jämnare över året vilket innebär att värmeleverans, i större utsträckning, sker när värmebehovet är större och inte bara under sommarmånaderna. Figur 24 till 27 gäller alla för fall *Värme*, vilket motsvarar en värmeproduktion på 540 MWh per år i solfångarna i Masthusen.



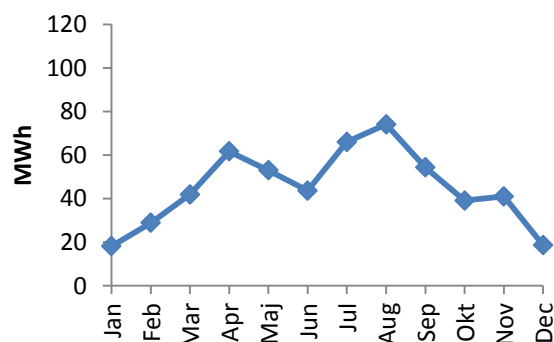
Figur 24. Histogram över solfångarnas produktion vid fall *Värme*.



Figur 25. Histogram över solfångarnas produktion, vid fall *Värme*, med nollvärden borttagna.

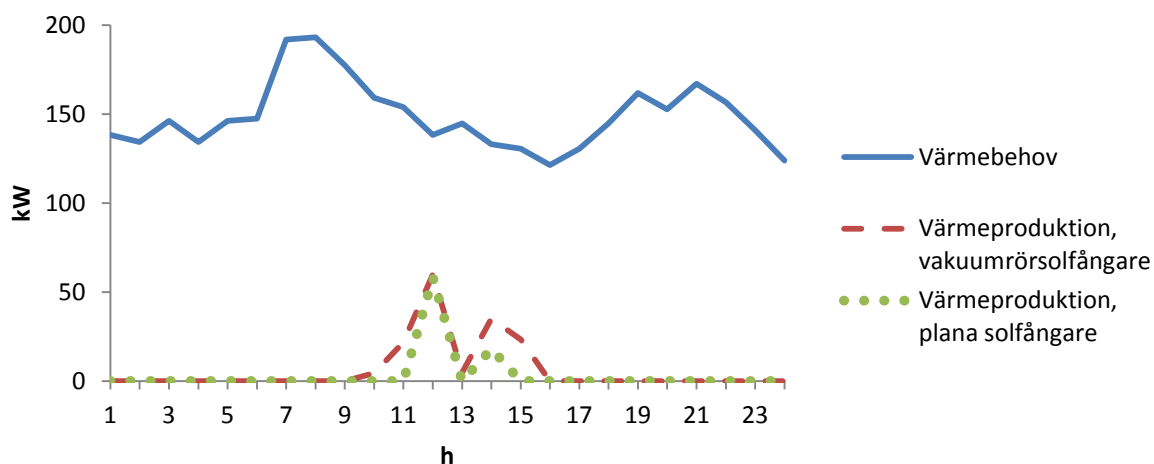


Figur 26. Produktion per månad i en solfångaranläggning med optimal lutning vid fall *Värme*.



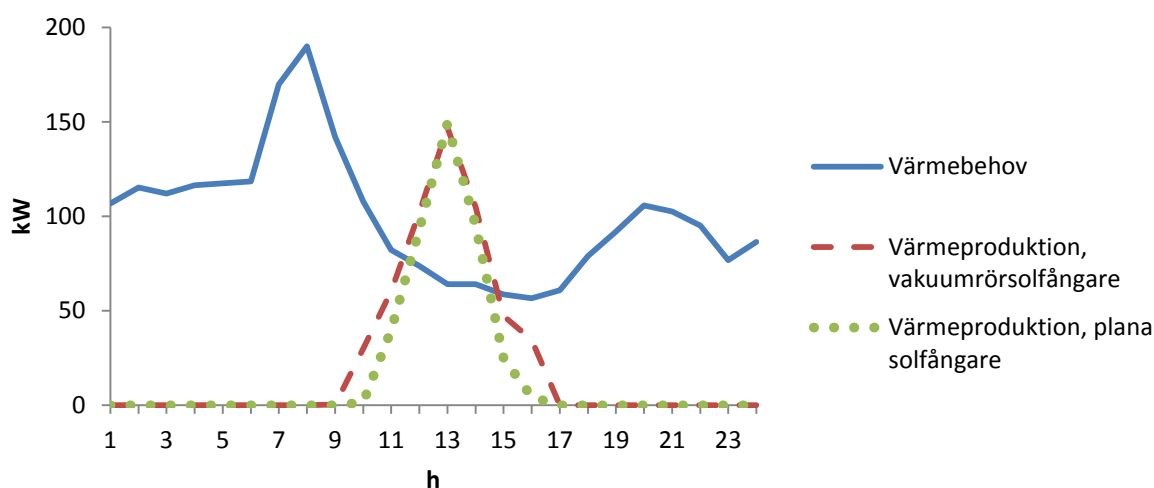
Figur 27. Produktion per månad i en solfångaranläggning med vertikal lutning vid fall *Värme*.

I figur 28 till 31 visas hur en prosumer i fall *Värme*, det enligt E.ON Värme mest sannolika energifallet, konsumerar respektive producerar värme under ett dygn vid olika säsongsfall. I dessa beräkningar antas solfångaranläggningarna dimensionerade efter hela Masthusen vara jämnt fördelade på fem hus i Masthusen, vilket är ett troligt framtidsscenario enligt E.ON. Den studerade prosumern, det vill säga ett av de fem husen med en solfångaranläggning, har en anslutningseffekt till fjärrvärmenätet på 350 kW och en värmeproduktion i solfångarna på cirka 108 MWh per år.



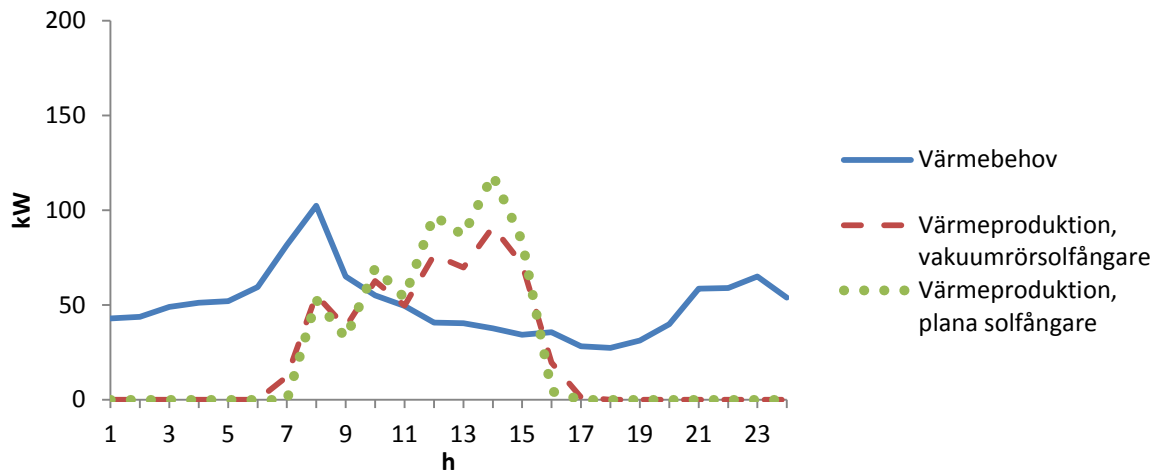
Figur 28. En bostadskunds värmebehov och olika solfångartypers värmeproduktion vid säsongsfall *Mild vinter* under ett dygn.

I säsongsfall *Mild vinter*, figur 28, är denna prosumer aldrig en producent av värme, utan alltid en konsument. En tydlig morgon- och kvällstopp kan ses i kundens värmebehov. Solfångarna producerar endast värme mitt på dagen, när även kundens värmebehov är som lägst. Det kan ses att vakuumsolfångarna producerar mer värme än de plana solfångarna.



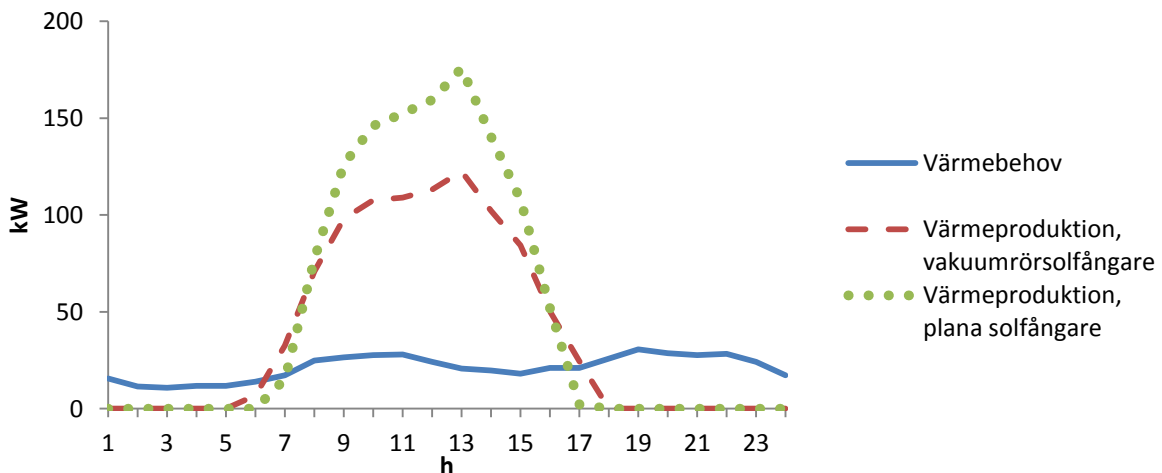
Figur 29. En bostadskunds värmebehov och olika solfångartypers värmeproduktion vid säsongsfall *Vår/Höst* under ett dygn.

I säsongsfall *Vår/Höst*, figur 29, kan denna prosumer vara producent av värme under några timmar mitt på dagen. Vakuumsolfångare producerar under längre tid än plana solfångare.



Figur 30. En bostadskunds värmebehov och olika solfångartypers värmeproduktion vid säsongsfall Sommar under ett dygn.

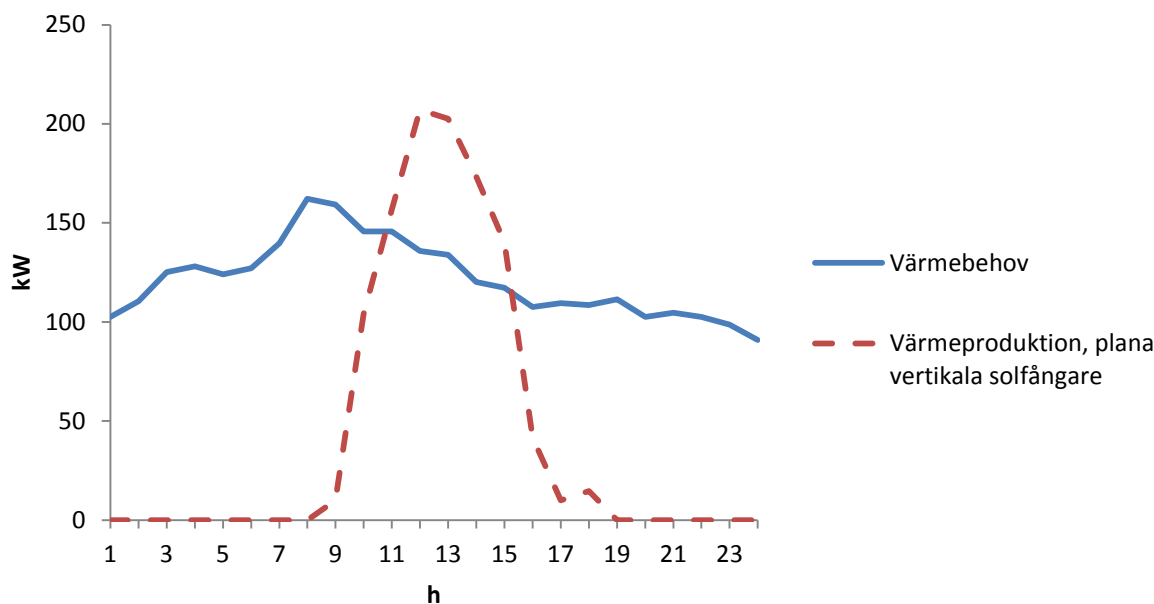
Även i säsongsfall *Sommar*, figur 30, är denna prosumer nettoproducent av värme flera timmar mitt på dagen. De plana solfångarna har högre maxproduktion medan vakuumsolfångarna producerar fler timmar per dygn.



Figur 31. En bostadskunds värmebehov och olika solfångartypers värmeproduktion vid säsongsfall Max under ett dygn.

I säsongsfall *Max*, figur 31, är denna prosumer nettoproducent av värme under ungefär halva dygnet. Det kan ses att värmebehovstopparna, morgon och kväll, är mindre uttalade samt även senarelagda. Överlag är värmebehovet lågt vid fall *Max*. Detta kan förklaras med att det är semestertider, då människors vanor ofta förändras.

Generella slutsatser som kan dras är att prosumers med solfångare som värmekälla främst levererar värme till resten av nätet under säsongsfall *Sommar* och *Max* och mer sällan under säsongsfall *Vår/Höst*. Under vintermånaderna levererar de inte till nätet utan all värme som produceras konsumeras även av prosumern.



Figur 32. En kontorskunds effektbehov och olika solfångartypers värmeproduktion vid säsongsfall Mild vinter under ett dygn. Solfångarna är av typen plana och är placerade vertikalt på fastighetens fasad.

Som en jämförelse visar figur 32 hur värmeleverans och värmekonsumtion ser ut för en kontorskund med plana solfångare med vertikal lutning vid säsongsfall *Mild Vinter*. Denna prosumer kan även vara en producent på vintern, eftersom produktionen för vertikala solfångare är mer jämnt fördelad över året. Det ska dock observeras att just denna prosumer är en befintlig anläggning och inte har dimensionerats på samma sätt som anläggningarna presenterade ovan. Denna prosumer har en anslutningseffekt till fjärrvärmenätet på 262 kW och solfångarna där beräknas leverera cirka 180 MWh per år.

Resultaten ovan beror till stor del på hur solfångarna är placerade, hur stor solfångarnas producerade värmeeffekt är samt kundens effektbehov. Då det i denna studie gjorts uppskattningar och antaganden angående detta, samt att endast två schablonkunder undersökts så är resultaten inte heltäckande. Dock kan det antas att resultaten ger en generell bild av när prosumers kan producera respektive konsumera.

5.2 Prosumers påverkan på nätet

Detta avsnitt behandlar hur hastighet, framledningstemperatur, flöde och differenstryck påverkas av prosumers. Då beräkningsmodulen uppdaterades under studien genomfördes alla simuleringar både före och efter ändringen. De senare resultaten användes som jämförelsevärden. I de flesta fall stämde resultaten överens men då små skillnader fanns kunde slutsatsen dras att små förändringar mellan olika fall troligtvis beror på avrundningsvariationer och hur beräkningsmodulen i NetSim är uppbyggd.

5.2.1 Statiska simuleringar

Resultaten för de statiska simuleringarna presenteras i stapeldiagram där säsongsfall presenteras på x-axeln och framledningstemperatur, flöde respektive differenstryck på y-axeln. De olika produktionsfallen representeras av olika nyanser av respektive färg. Ett urval av resultaten presenteras nedan. Ytterligare några diagram presenteras i bilaga B.

Hastighet

Tabell 12 och 13 presenterar hastigheten i en servis, med dimension DN40, in till en prosumer. Tabell 12 visar resultatet för simuleringar vid säsongfall *Kall vinter*, *Sommar* och *Max* för en trolig framtida solfångarplacering, där solfångarna i Masthusen är jämnt fördelade på fem hus. Tabell 13 visar resultatet vid säsongfall *Kall vinter* och *Max* för simuleringar där solfångarna på ett medelstort hus i Masthusen står för 10 % av den behövda värmen respektive energin för endast denna fastighet.

Tabell 12. Hastighet i servisen in till en prosumer. Den totala solfångareffekten i Masthusen är fördelad på fem hus.

Säsong	Fall Värme Hastighet [m/s]	Fall Energi Hastighet [m/s]
Kall vinter	0,6	0,6
Sommar	0,3	1,5
Max	1,4	5,8

Tabell 13. Hastighet i servisen in till en prosumer. Solfångareffekten är dimensionerad efter effektbehovet för ett hus.

Säsong	Fall Värme Hastighet [m/s]	Fall Energi Hastighet [m/s]
Kall vinter	0,8	0,8
Max	0,5	0,9

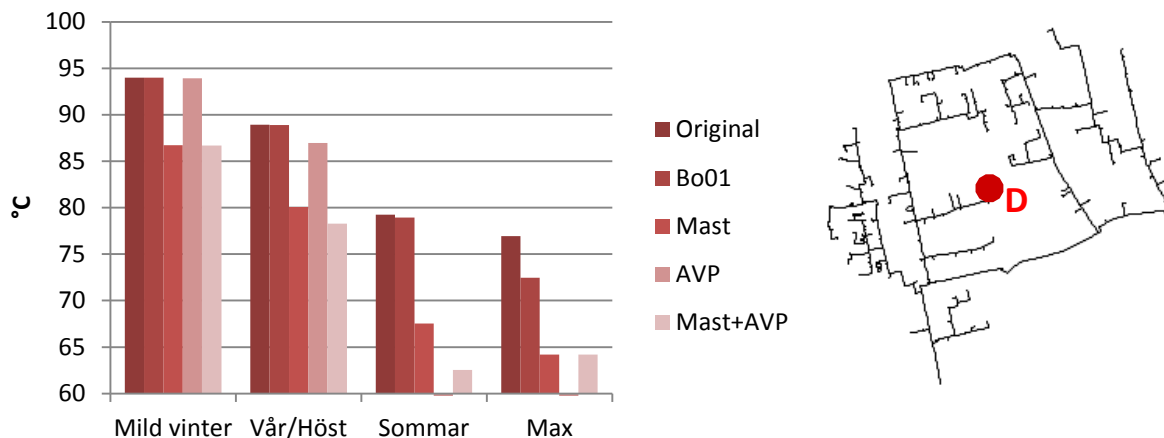
Vanligtvis dimensioneras ledningar efter värmebehov vid DUT, det vill säga säsongfall *Kall vinter*. Det kan dock ses att om solfångarna, dimensionerade efter hela Masthusen, fördelas på fem av fastigheterna blir hastigheten i servisledningen för stor, över 1 m/s, vid säsongfall *Max* både för fall *Värme* och *Energi* samt vid säsongfall *Sommar* för fall *Energi*. Däremot fungerar ledningsstorleken dimensionerad efter DUT om solfångarna dimensioneras efter och placeras på varje fastighet för sig även om hastigheten vid säsongfall *Max* överstiger den vid säsongfall *Kall vinter* för fall *Energi*.

Fall Värme

Fall *Värme* innebär att 10 % av värmebehovet i Masthusen täcks av solfångare.

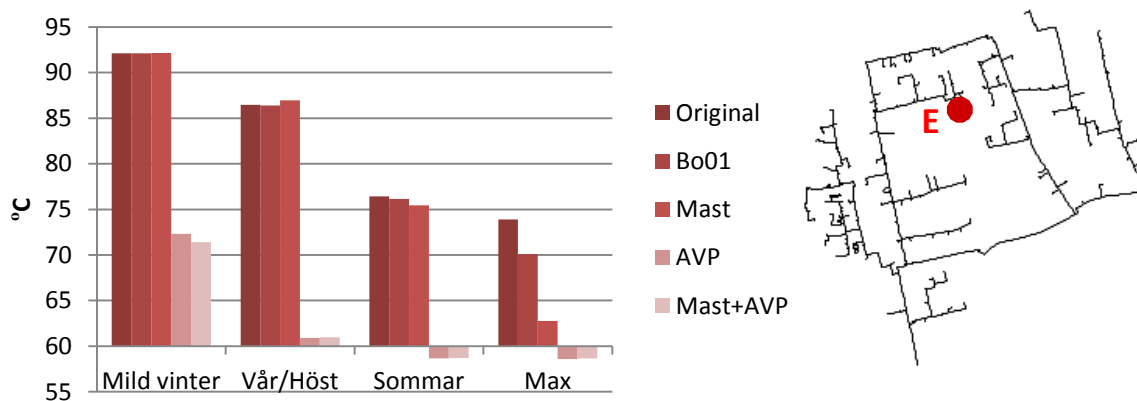
Framledningstemperatur

Framledningstemperaturen påverkas då vatten med lägre temperatur från prosumers blandas in i framledningsflödet från resten av Malmönätet. Ju mer inblandning av vatten med lägre temperatur, desto lägre blir framledningstemperaturen till kunderna, tills de får allt vatten från en prosumer. Hur dessa framledningstemperaturer ändras i de olika säsongfallen för tre kunder illustreras i figur 33 till 35 nedan. Placeringen av respektive kund är markerad med en röd prick på kartan över Västra Hamnen, till höger om respektive diagram.



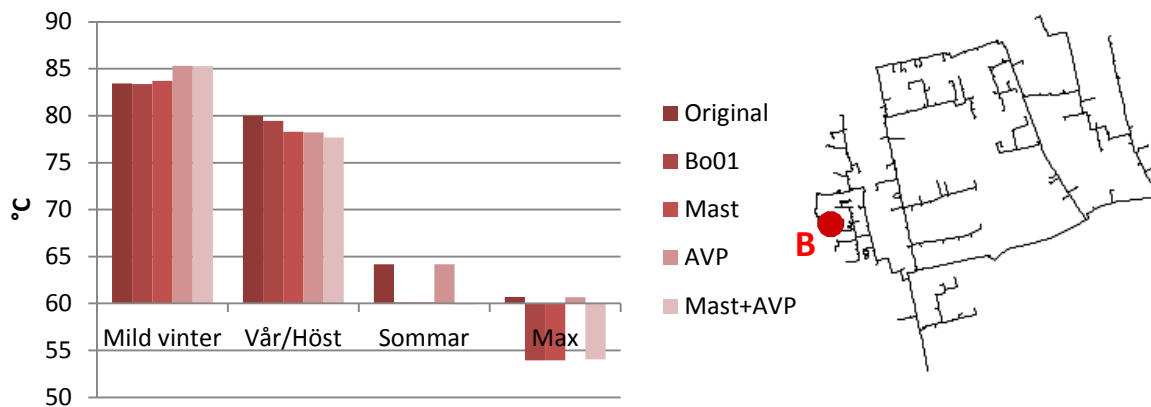
Figur 33. Framledningstemperatur hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen. Kundens placering är markerad med en röd prick i kartan till höger om diagrammet.

Figur 33 visar framledningstemperaturen för en kund nära en solfångaranläggning i Masthusen. Denna kund påverkas i princip inte av solfångarna i Bo01 förrän i produktionsfall *Max* och inte ens då får den särskilt mycket framledningstvatten från dessa solfångare, vilket kan ses då Bo01-stapeln i fall *Max* ligger långt över 65°C. Genom att studera produktionsfall *Mast* kan det ses att denna kund i samtliga säsongfall får vatten från den närbelägna solfångaranläggningen, samt att det endast är i säsongfall *Max* som kunden får allt vatten från denna solfångaranläggning. Framledningstvatten från AVP har lägre temperatur, endast 60°C, vilket även det får tydligt genomslag. Då kunden enbart nås av vatten från AVP, det vill säga i säsongfall *Sommar* och *Max* och produktionsfall *AVP*, är temperaturen som lägst, knappt 60°C. Detta skulle kunna innebära problem då framledningstemperaturen i Västra Hamnen inte bör underskrida 60°C, eftersom kundernas värmeväxlare och radiatorsystem är dimensionerade efter denna temperatur. Trots att AVP levererar vatten med temperaturen 60°C kan temperaturförluster leda till ännu lägre framledningstemperatur hos kunder.



Figur 34. Framledningstemperatur hos kund E, som nås av framledningstvatten från AVP.

Figur 34 visar framledningstemperaturen för en kund som nås av framledningstvatten från AVP. Denna kund påverkas, förutom i fall *Max*, endast då AVP levererar värme. I säsongfall *Max* levererar solfångarna tillräckligt mycket värme för att påverka kunden även i produktionsfall *Bo01* och *Mast*. Det kan ses att framledningstemperaturen, då AVP kör, i både fall *Sommar* och *Max* understiger 60°C.



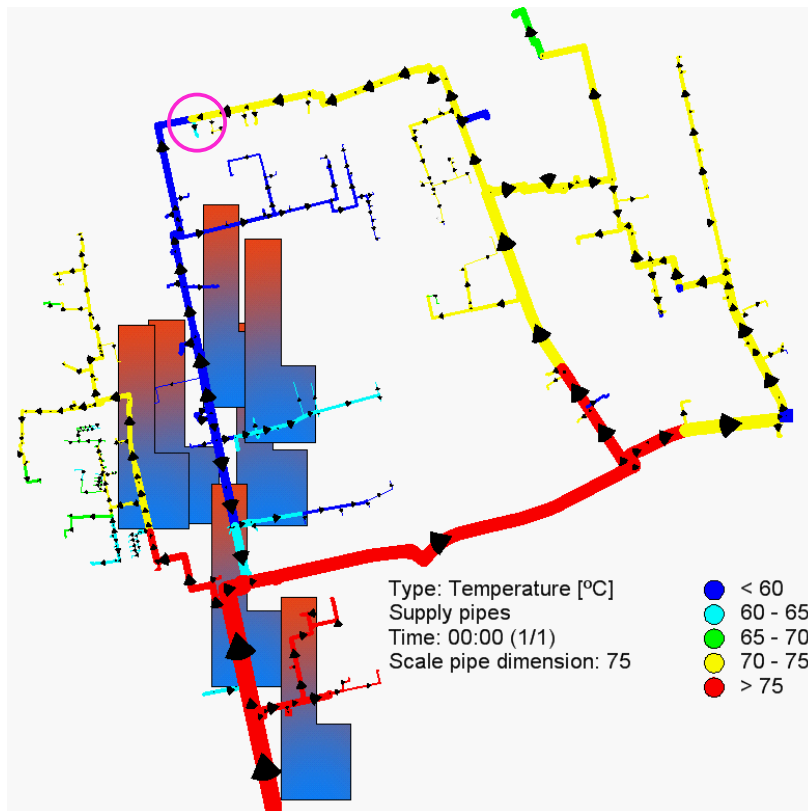
Figur 35. Framledningstemperatur hos kund B, belägen i Bo01-området

Figur 35 visar framledningstemperaturen för en kund i Bo01-området. Framledningstemperaturen sänks när vatten från solfångarna i Bo01 blandas in, det vill säga främst i säsongsfall *Sommar* och *Max*. De små förändringarna i säsongsfall *Mild vinter* och *Vår/Höst* blev annorlunda då beräkningar gjordes med den nya beräkningsmodulen, varför dessa förändringar kan antas bero på olika beräknings sätt och avrundningsmetoder. Det kan också ses att framledningstemperaturen för kund B i fall *Max* går långt under 60°C. Anledningen till detta är att det i fall *Max* är mycket låga flöden, till följd av lågt värmebehov, vilket ökar temperaturförlusterna i framför allt långa ledningar.

Övriga kunder i nätet påverkas på samma sätt som ovanstående punkter. Det som skiljer är främst när och hur mycket kunderna påverkas av prosumers produktion. Kunder närmast en prosumer påverkas mest och därefter påverkas kunder när kallare vatten från prosumers sprider sig i nätet.

Temperaturfronter

När flöden med olika temperatur möts i en ledning bildas en så kallad temperaturfront. Då prosumers ofta levererar framledningsvatten med lägre temperatur kan temperaturfronter uppstå vid inkoppling av prosumers. Figur 36 visar ett exempel på en bild från NetSim över hur framledningstemperaturerna ser ut vid säsongsfall *Sommar* och produktionsfall *Mast+AVP*.

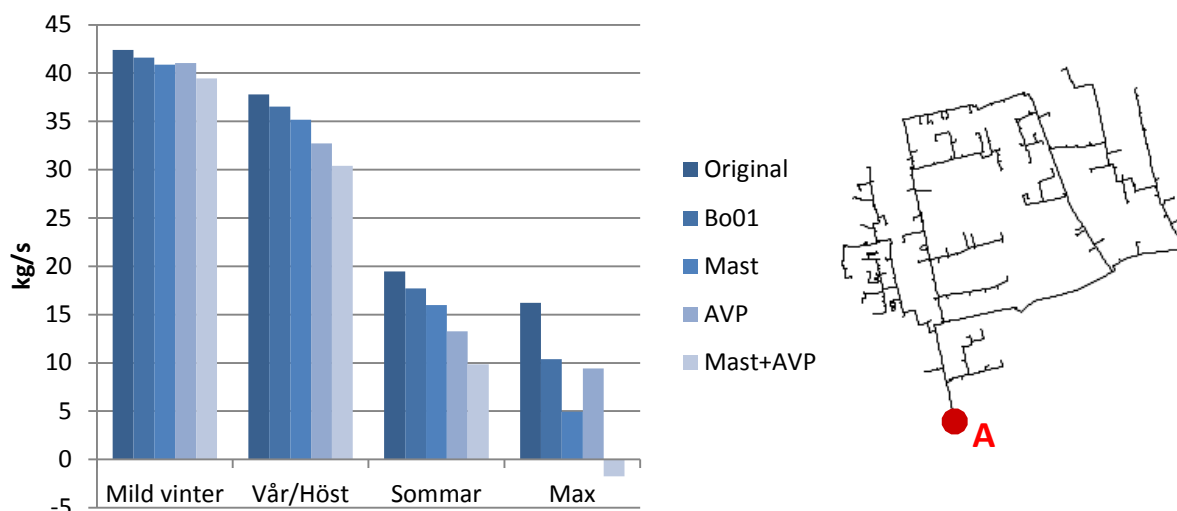


Figur 36. Ett exempel på hur framledningstemperaturer ser ut i nätet vid säsongsfall *Sommar* och produktionsfall *Mast+AVP*. Den rosa ringen markerar ett exempel på en temperaturfront.

Det kan ses att tydliga temperaturfronter bildas där två flöden möts, ett exempel är markerat med en rosa ring. Temperaturfronter kan förflytta sig i ledningarna beroende på variationer i kunders värmebehov samt i prosumers värmeproduktion. Detta kan skapa problem då stora temperaturförändringar ger spänningar i ledningarna. Temperaturskillnaderna uppgår i några fall till så mycket som 30°C.

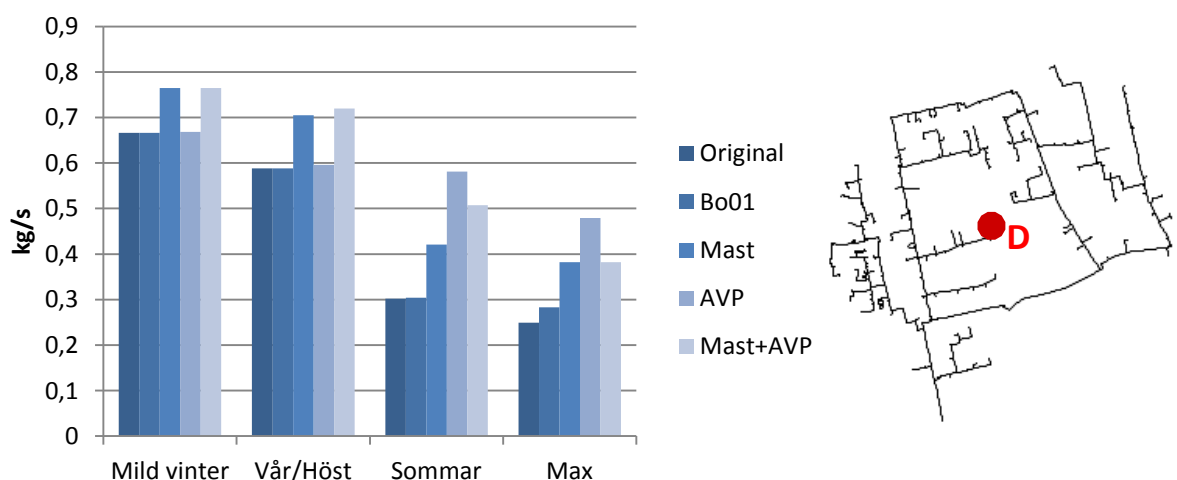
Flöde

Analysen av flödesförändringarna utgår från ekvation 1. Då returtemperaturen i simuleringarna antas vara konstant för en viss utetemperatur, ökar flödet då framledningstemperaturen sänks för att samma effektleverans ska uppnås. Anslutningspunkten till resten av Malmönätet är intressant, då det i denna kan ses hur mycket flöde Västra Hamnen behöver och om stadsdelen någon gång blir helt självförsörjande. Hur flödena ändras vid de olika säsongsfallen i två utvalda punkter illustreras i figur 37 och 38 nedan.



Figur 37. Flöde i punkt A, anslutningspunkten till resten av Malmönätet.

Figur 37 visar flödet i anslutningspunkten in till resten av Malmönätet. I alla de fall som simulerats minskar flödet in från resten av Malmönätet när den lokalproducerade värmeeffekten ökar, exempelvis genom prosumers. Ett negativt värde på flödet i punkt A innebär att Västra Hamnen är självförsörjande på fjärrvärme och levererar värme till resten av Malmönätet. Detta sker endast vid säsongsfall *Max* och produktionsfall *Mast+AVP*, det vill säga när alla solfångare och AVP är i drift samtidigt.



Figur 38. Flöde hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen.

Figur 38 visar en punkt i Masthusen som direkt påverkas då solfångarna i detta område producerar värme. I säsongsfall *Sommar* ökar flödet då solfångarna i Masthusen börjar producera värme vid produktionsfall *Mast*, ökar ytterligare då AVP läggs till vid fall *Mast+AVP* och blir högst vid fall *AVP*. Det kan ses att ju mer av vattnet med lägre temperatur från AVP som når kund D, desto mer ökar flödet.

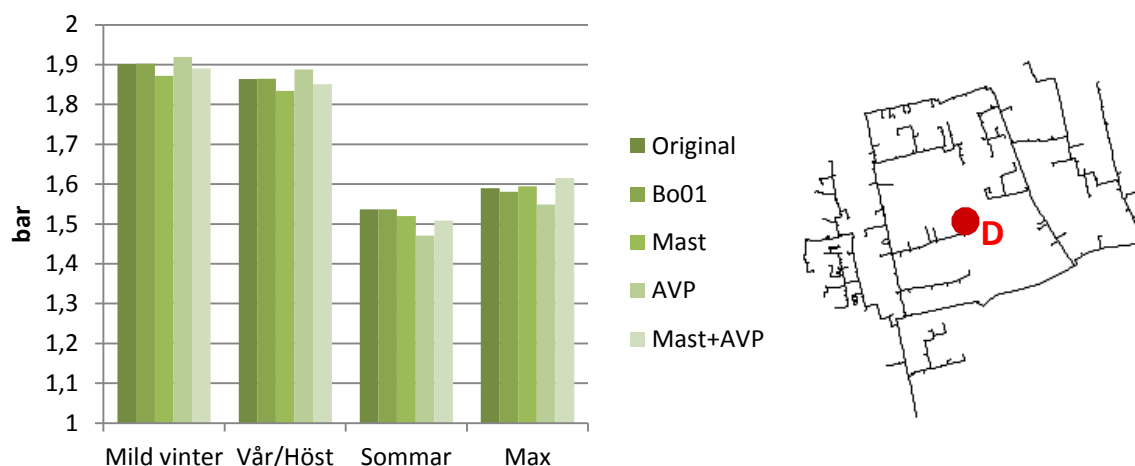
Övriga punkter påverkas analogt med resonemanget ovan. Flödet hos kund E, som nås av framledningsvatten från AVP, presenteras i figur B1 i bilaga B. Ett exempel på en bild från NetSim över flöden visas i figur 39. Det kan ses att flödet går ut från nätet, vilket betyder att Västra Hamnen i detta fall är självförsörjande på fjärrvärme och till och med levererar värme till resten av Malmönätet.



Figur 39. Ett exempel på hur flöden ser ut i nätet för säsongsfall Sommar och produktionsfall AVP+Mast. De svarta pilarna visar flödesriktningen. Pilen i den rosa ringen visar att flödet går ut från Västra Hamnen till resten av Malmönätet.

Differenstryck

Differenstrycket är den mest komplexa parametern att studera då denna påverkas av många faktorer, exempelvis hastighet och ledningsstorlek. Hur differenstrycket ändras vid olika säsongsfall hos kund D illustreras i figur 40 nedan. Det går inte att jämföra de olika säsongerna med varandra då delnätet Västra Hamnen styrs efter olika differenstryck beroende på utetemperatur och därmed säsong. Vidare räknar NetSim med att pumparbetet i pumparna från prosumers blir tillräckligt stort för att all energi ska nå ut. Detta överensstämmer med den verkliga styrningen hos dagens prosumers. Pumparbetet skulle kunna regleras annorlunda, vilket skulle påverka differenstrycket.



Figur 40. Differenstryck hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen.

Differenstrycket ändras i analogi med hur flödena ändras, då flödet ökar minskar differenstrycket och tvärtom. Detta beror på att tryckförlusterna ökar då hastigheten, och därmed flödet, ökar, enligt ekvation 2. Ett exempel på detta ses vid säsongsfall *Sommar* och produktionsfall *Mast* där differenstrycket är något lägre än i säsongsfall *Sommar* och produktionsfall *Original*. Däremot vid säsongsfall *Max* och produktionsfall *Mast* blir differenstrycket högre i jämförelse med säsongsfall *Max* och produktionsfall *Original*. Detta trots att flödena i båda dessa fall ökat. Att differenstrycket ökar vid säsongsfall *Max* beror på att kund D, i detta fall, endast får vatten från den närliggande prosumern. Prosumern har då skapat en egen tryckkon. I och med att kund D då inte är den sista kunden i prosumerns tryckkon så höjs differenstrycket då detta ska räcka till fler kunder, vilket har förklarats i figur 8 och 9 i kapitel 3. Vid säsongsfall *Sommar* bildar däremot prosumern ingen egen tryckkon utan dess vatten blandas in i den befintliga tryckkonen, med sänkt differenstryck som resultat.

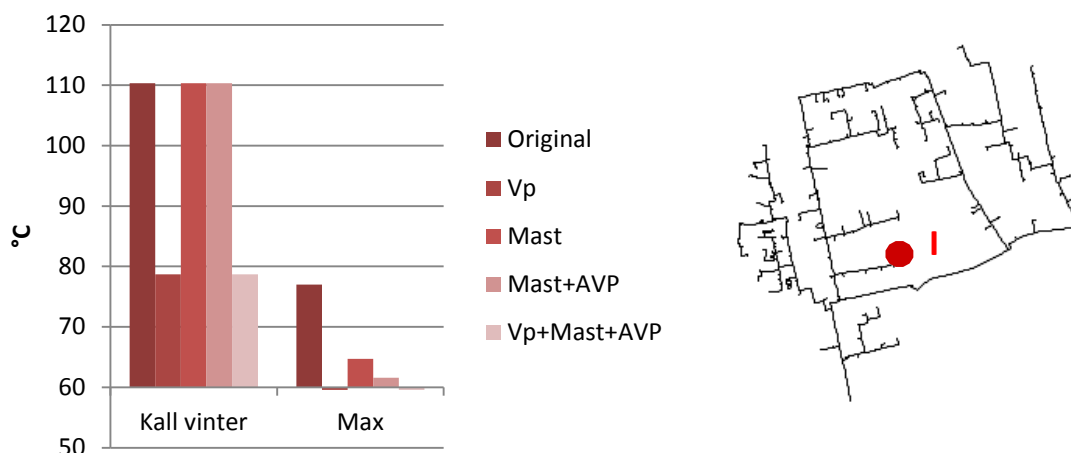
Övriga kunder påverkas analogt med ovanstående resonemang, dock i olika utsträckning. Differenstrycket hos kund E, som nås av framledningsvatten från AVP, presenteras i figur B2 i bilaga B. Att kunders differenstryck påverkas olika mycket av inblandning av kallare vatten beror bland annat på hur stort avståndet mellan aktuell prosumer och kund är samt på ledningsstorleken, enligt ekvation 2. Med större ledningsdiameter blir hastigheten mindre och därmed även tryckförlusterna. Om rördimensionen är stor i förhållande till effekten blir tryckförlusterna små. Serviser är ofta något överdimensionerade, speciellt i förhållande till flödet under sommaren. Detta innebär att de, i absoluta tal, små flödesförändringarna inte får något genomslag i simuleringsprogrammet.

Fall Värme med värmepump

Vid fall *Värme* och produktionsfall *Vp* studerades de två mest extrema säsongfallen, *Kall vinter* och *Max*. Vid säsongsfall *Kall vinter* är produktionsfall *Original*, *Mast* och *Mast+AVP* likadana, samt *Vp* och *Vp+Mast+AVP* likadana, eftersom solfångarna och AVP inte levererar till nätet vid utetemperaturer under 0°C.

Framledningstemperatur

Framledningstemperaturen vid de olika säsong- och produktionsfallen för kund I, belägen nära värmepumpen, presenteras i figur 41.



Figur 41. Framledningstemperatur hos kund I, belägen nära värmepumpen.

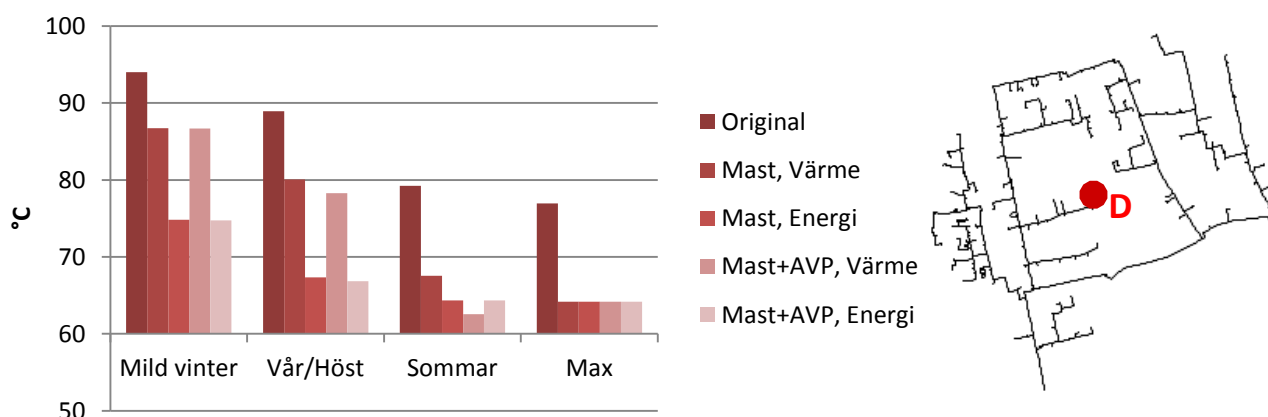
För säsongsfall *Kall vinter* sker en tydlig sänkning av framledningstemperaturen hos kund I när värmepumpen levererar till fjärrvärmenätet. För säsongsfall *Max* blir sänkningen störst vid produktionsfall *Vp*, det vill säga när värmepumpen kör men solfångarna och AVP inte levererar till nätet. Däremot när solfångarna och AVP redan levererar värme, blir påverkan från värmepumpen mindre då denna går i och ur drift.

Kunder längre bort i nätet påverkas på samma sätt som tidigare beskrivits. Även flödet och differenstrycket, hos kund I, presenteras i figur B3 och B4 i bilaga B och visar att dessa påverkas som förväntat i förhållande till framledningstemperaturen. Under säsongsfall *Kall vinter* ger värmepumpen ingen påverkan på övriga studerade punkter i nätet. I säsongsfall *Max* beror påverkan på avstånd från värmepumpen samt påverkan från andra prosumers.

Fall Energi

Fall *Energi* innebär att 10 % av energibehovet i Masthusen täcks av solfångare. Diagrammen nedan visar resultaten för olika säsongsfall. Inom varje säsong kan produktionsfallen *Mast* och *Mast+AVP* för fall *Energi* jämföras med samma produktionsfall för fall *Värme*. Produktionsfall *Original* presenteras som referens.

Framledningstemperatur

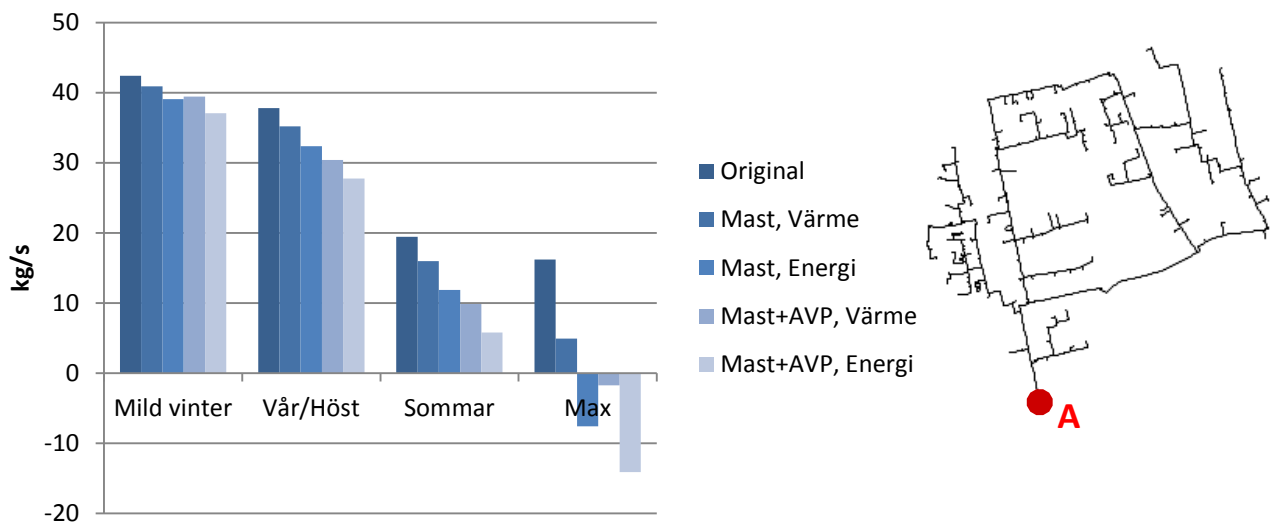


Figur 42. Framledningstemperatur hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen.

Figur 42 visar framledningstemperaturen hos en kund nära en solfångaranläggning i Masthusen. Det syns tydligt att vid säsongsfall *Mild vinter* och *Vår/Höst* blir framledningstemperaturen betydligt lägre vid fall *Energi*, jämfört med fall *Värme*. Detta beror på att mer inblandning av vatten med lägre temperatur då sker. Vid säsongsfall *Sommar* blir temperaturen lägre vid fall *Energi* jämfört med fall *Värme* om AVP ej är i drift men högre om AVP är i drift. Detta kan förklaras med att i fall *Värme* försörjs punkt D inte helt av solfångarna utan nås även av det kallare vattnet från AVP när denna är i drift. I fall *Energi* får dock denna kund endast värme från solfångarna, varför AVP ej påverkar. Analogt vid säsongsfall *Max* har AVP ingen inverkan på framledningstemperaturen hos kund D, varken vid fall *Värme* eller *Energi*, eftersom solfångaranläggningen i Masthusen då helt försörjer denna punkt med fjärrvärme.

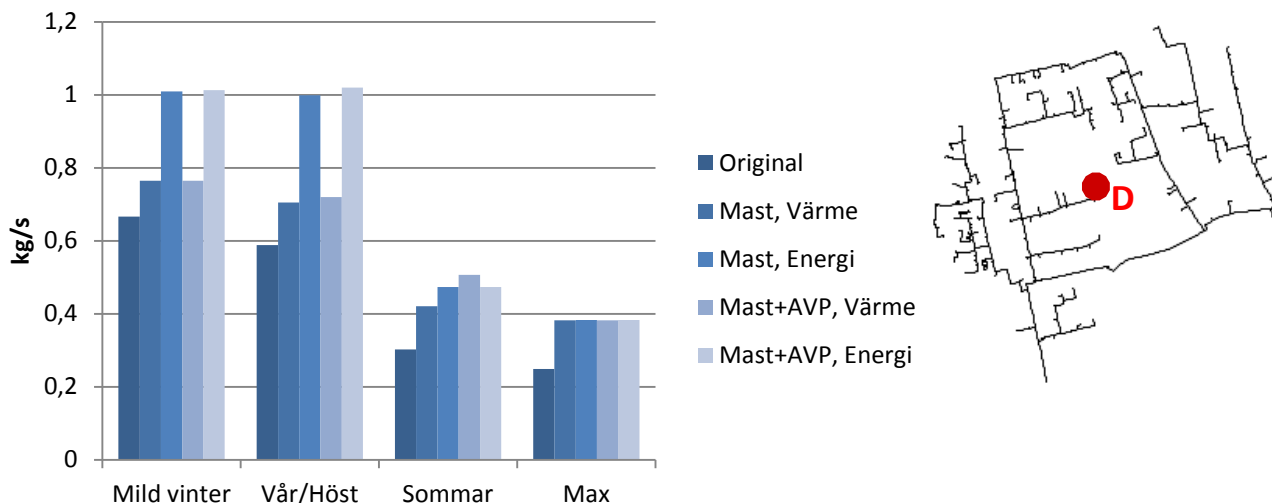
Andra studerade punkter, belägna längre bort från Masthusen, påverkas analogt med kund D. Dock blir skillnaden mellan fall *Energi* och *Värme* mindre ju längre bort kunderna ligger och ju mer de påverkas av andra produktionsanläggningar.

Flöde



Figur 43. Flöde i punkt A, anslutningspunkten till resten av Malmönätet.

Figur 43 visar flödet i anslutningspunkten till resten av Malmönätet, punkt A. Flödet är lägre vid fall *Energi* jämfört med fall *Värme* för samtliga säsongsfall. Detta beror på att fall *Energi* innebär ökad värmeproduktion i solfångarna i Masthusen, vilket innebär att lägre effekt och därmed lägre flöde behöver levereras till Västra Hamnen från resten av Malmönätet. Vid säsongsfall *Max* har Västra Hamnen vid tre produktionsfall överskott på fjärrvärme och levererar därför till resten av Malmönätet istället för tvärtom.

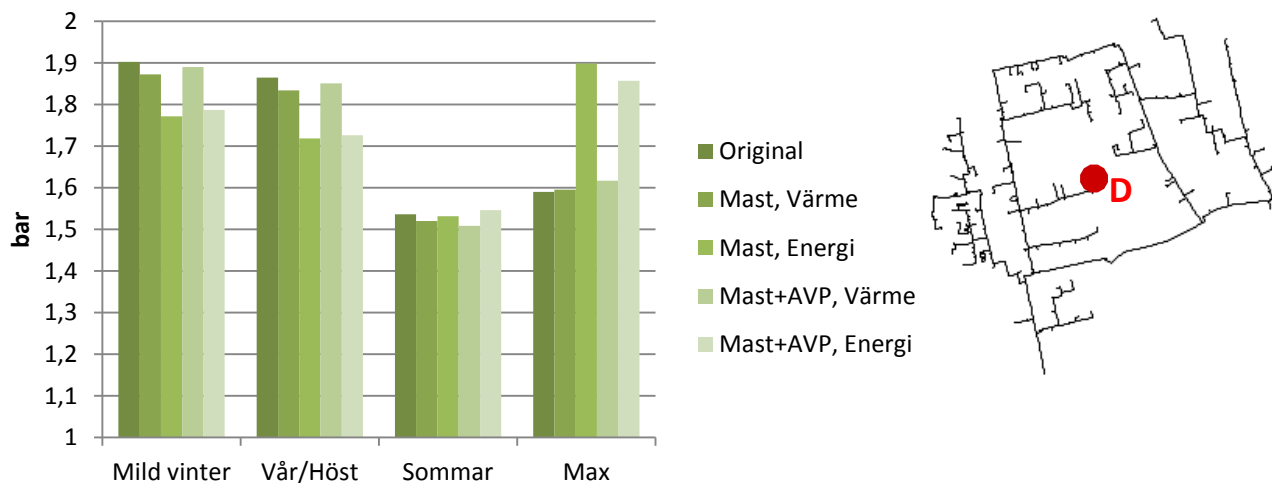


Figur 44. Flöde hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen.

Figur 44 visar flödet hos en kund nära en solfångaranläggning i Masthusen. Flödesförändringarna följer förändringarna i framledningstemperaturerna enligt tidigare resonemang. Vid säsongsfall *Mild vinter* och *Vår/Höst* är flödet betydligt större i fall *Energi* jämfört med fall *Värme* eftersom inblandningen av kallare vatten blir större i fall *Energi*.

Övriga punkter som studerats påverkas analogt med resonemanget ovan.

Differenstryck



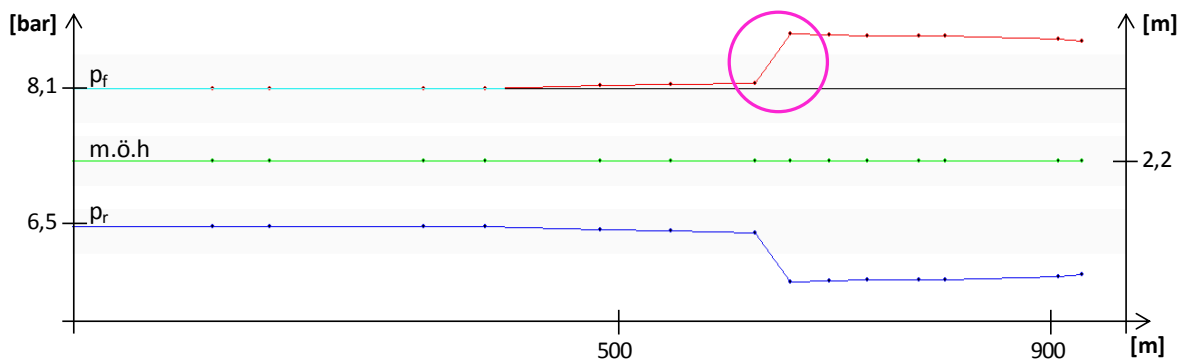
Figur 45. Differenstryck hos kund D, belägen nära en solfångaranläggning i Masthusen.

Figur 45 visar differenstrycket hos en kund nära en solfångaranläggning i Masthusen. Det syns tydligt hur differenstrycket påverkas beroende på i vilken tryckkon samt var i denna tryckkon en kund befinner sig. Differenstrycket hos kund D är lägre vid fall *Energi* jämfört med fall *Värme* för säsongsfall *Mild vinter* och *Vår/Höst* men högre vid säsongsfall *Sommar* och *Max*. Detta beror på att vid fall *Energi* ligger kunden inom den närliggande solfångaranläggningens tryckkon vid produktionsfall *Sommar* och *Max*, men inte vid produktionsfall *Mild vinter* och *Vår/Höst*. Vid fall *Energi* levereras betydligt mer värme från solfångaranläggningen, vilket innebär att vid inblandning blir framledningstemperaturen lägre i fall *Energi*, jämfört med fall *Värme*, och differenstrycket minskar. Då prosumern istället skapar en egen tryckkon, förlängs denna i fall *Energi* jämfört med fall *Värme*, varför

differenstrycket hos kunden ökar. Exempel på en sådan tryckkon illustreras i figur 47. Figur 46 visar vilken sträcka som tryckkonerna motsvarar. Det kan tydligt ses vilka områden som tryckmässigt är svagare i nätet, mörkblå områden, och vilka som påverkas positivt av prosumers, röda, gula och gröna områden. Flödespilarna visar att bland annat Kockum Fritid och Bo01-området i detta fall är producenter av värme.

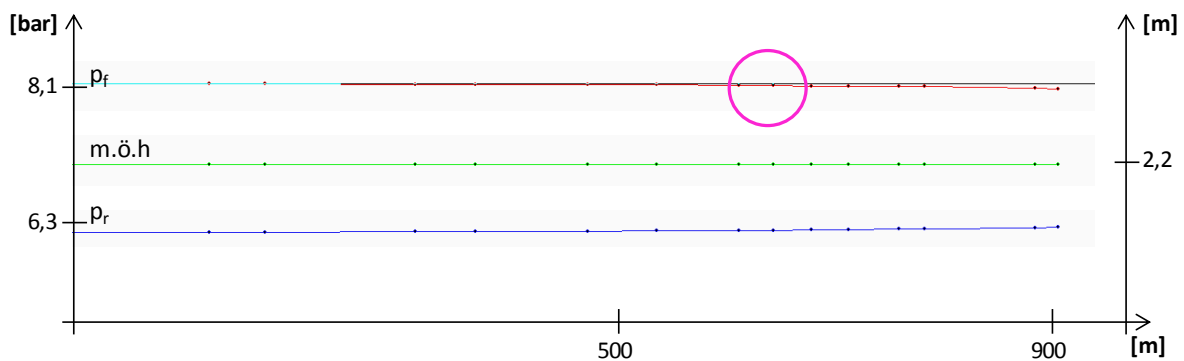


Figur 46. Differenstryck vid säsongsfall Max och produktionsfall Mast. Rosa linje beskriver vilken sträcka som tryckkonerna i figur 47 och 48 avser. Svarta pilar beskriver flödets riktning. De röda ringarna markerar att solfångaranläggningarna i Masthusen, Bo01 och på Kockum Fritid levererar ut värme till andra områden i Västra Hamnen.



Figur 47. Tryckkon vid säsongsfall *Max* och produktionsfall *Mast*. Röd linje är framledningstryck och svart linje visar framledningstrycket i startpunkten. Turkos linje betyder att svart och röd linje sammanfaller. Grön linje är höjdnivå och blå linje visar returledningstrycket. Rosa cirkel markerar sträcka av intresse.

Figur 47 visar tryckfallet vid säsongsfall *Max* och produktionsfall *Mast*. Linjen i den rosa ringen visar att trycket höjs där prosumers tryckkon börjar. Detta innebär att kunder närmast efter denna prosumer får högre differenstryck än vad de annars skulle fått. Trycket fram till denna prosumer hålls på en jämn nivå och sjunker inte utan ökar snarare något. Detta beror antagligen på att värmeleverans från andra prosumers längs vägen hjälper till att hålla trycket uppe.



Figur 48. Tryckkon för säsongsfall *Max* och produktionsfall *Original*. Färgerna har samma betydelse som i figur 47.

Figur 48 visar tryckkonerna för säsongsfall *Max* och produktionsfall *Original*, det vill säga när det inte finns någon värmeleverans från prosumers längs sträckan. Trycket fortsätter då sjunka längs hela ledningen. Linjen i den rosa ringen kan jämföras med motsvarande i figur 47.

Andra punkter som studerats påverkas analogt med tidigare resonemang.

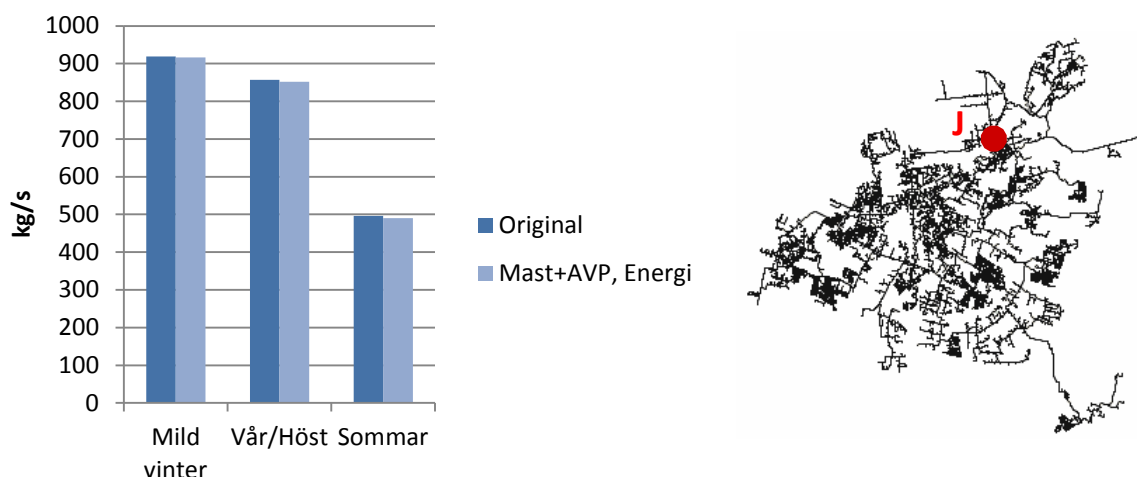
Påverkan på Malmönätet vid fall Energi

Det studerades även hur prosumers i Västra Hamnen påverkar Malmönätet vid fall *Energi*. Fall *Energi* valdes då detta ger störst genomslag och förändringar därför är lättare att se. Flöde och differenstryck påverkas mest, medan framledningstemperatur i stort sett förblir konstant. Resultat för två intressanta punkter visas nedan. Punkt J är belägen i norra delen av nätet, i närheten av flera stora produktionsanläggningar, och kund M ligger långt ut i södra delen av nätet, i ett område med relativt dåliga differenstryck. Säsongsfall *Max* konvergerade inte i simuleringarna och kunde därför inte analyseras.

Framledningstemperatur

Framledningstemperaturen i Malmönätet förändras inte vid säsongsfall *Mild vinter*, *Vår/Höst* och *Sommar*, eftersom Västra Hamnen inte levererar värme till resten av Malmönätet i dessa säsongsfall utan endast i säsongsfall *Max*, se figur 43. Framledningstemperaturen i punkt J och hos kund M visas i figur B5 och B6 i bilaga B.

Flöde

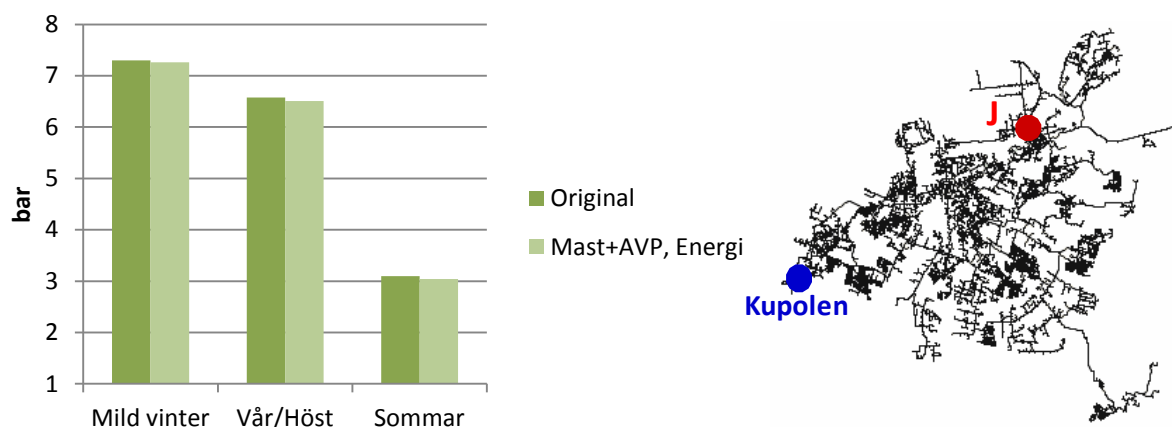


Figur 49. Flöde i punkt J, belägen nära produktionskällorna i norra delen av Malmönätet.

Figur 49 visar flödet i punkt J, belägen i norra delen av Malmönätet. Dessutom är denna punkt placerad på stamledningen nära den huvudsakliga produktionen, varför figur 49 visar hur denna produktion ändras då prosumers är i och ur drift. Flödet ut från de huvudsakliga produktionsanläggningarna minskar något då prosumers läggs till, eftersom mindre flöde behöver levereras in till Västra Hamnen. Detta minskade flöde medför mindre pumpkostnader för de stora distributionspumparna. Ingen kund är placerad i punkt J.

Flödet hos kund M presenteras i figur B7 i bilaga B. Då det i denna punkt finns en kund, till skillnad från i punkt J, påverkas inte flödet av produktionen hos prosumers i Västra Hamnen så länge inte framledningstemperaturen i resten av Malmönätet förändras.

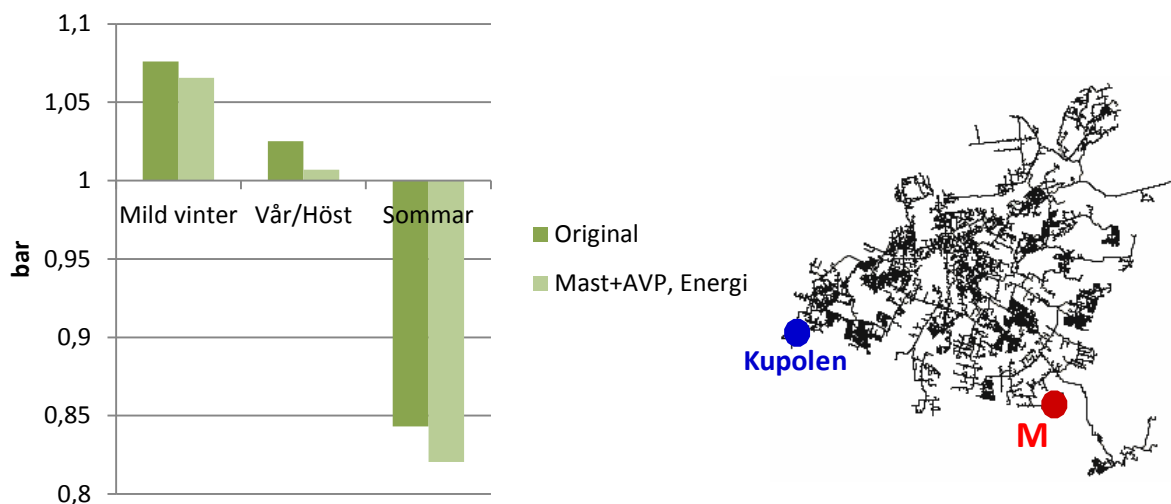
Differenstryck



Figur 50. Differenstryck i punkt J, belägen nära produktionskällorna i norra delen av Malmönätet.

Figur 50 visar differenstrycket i en punkt nära produktionskällorna i norra delen av Malmönätet. Det kan ses att differenstrycket i denna punkt sänks något då prosumers läggs till i

Västra Hamnen. Differenstrycket regleras för att hålla 1 bar i en viss punkt belägen långt ut i nätet, kallad Kupolen. När prosumers läggs till behövs ett mindre initialt differenstryck för att behålla samma differenstryck i Kupolen. Slutsatsen blir att om prosumers producerar värme, kan antingen ett högre differenstryck i resten av nätet erhållas eller så kan samma differensstryck vid styrpunkten behållas medan pumparbetet vid produktionskällorna sänks.



Figur 51. Differenstryck hos kund M, belägen i utkanten av nätet.

Figur 51 visar differenstrycket hos en kund i utkanten av nätet. Dess differenstryck sänks då prosumers kopplas in. Då denna kund inte har så bra differenstryck från början kan detta leda till problem. Anledningen till att denna kund får sänkt differenstryck beror på att differenstrycket i hela nätet sänks och att styrpunkten, där differenstrycket alltid är likadant, ligger långt bort. Därför hade det ur differenstryckssynpunkt antagligen varit bättre att vid inkopplandet av prosumers behålla samma pumparbete som innan och istället få höjda differenstryck i styrpunkten. Alternativt kan styrpunkten för lägsta differenstryck flyttas till det område som blir svagast efter införandet av prosumers.

5.2.2 Dynamiska simuleringar

Dynamiska simuleringar genomfördes främst för att undersöka förändringar i framledningstemperatur samt hur temperaturfronter bildas och rör sig vid olika säsongfall vid produktionsfall *Mast*. Resultaten presenteras i linjediagram, där tid på dygnet presenteras på x-axeln och framledningstemperatur på y-axeln, samt i bilder från NetSim.

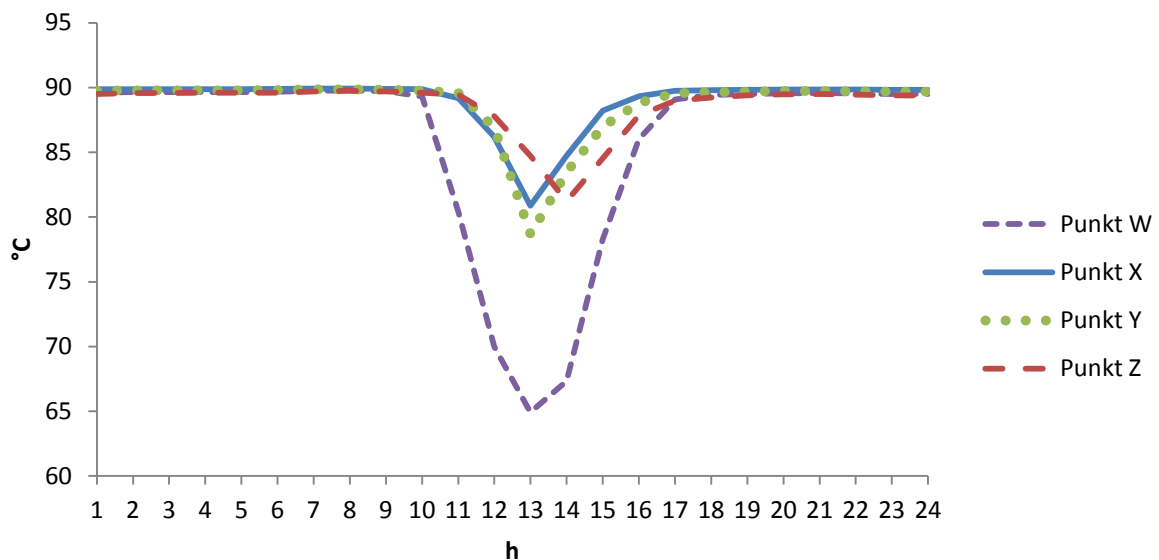
Fall Värme

Fall *Värme* valdes att studeras då detta är det mest troliga framtidsscenarioet. Fyra punkter nära solfångaranläggningarna i Masthusen analyserades. Punkternas placering är beskriven i figur 52.



Figur 52. Placering av punkterna W, X, Y och Z i Västra Hamnen.

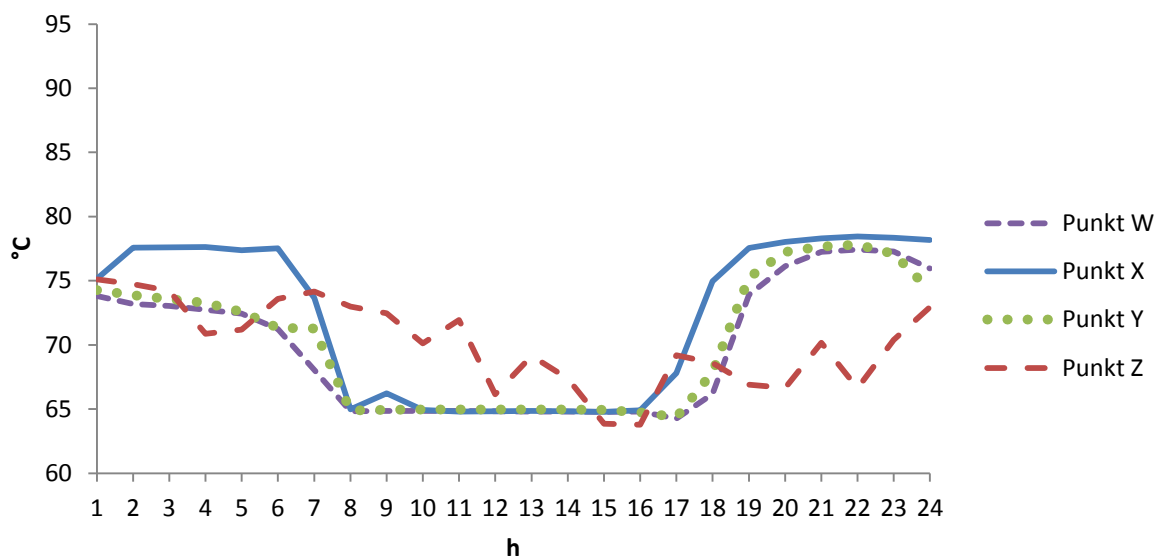
Framledningstemperatur



Figur 53. Förändring av framledningstemperaturen under ett dygn i punkterna W, X, Y och Z vid säsongsfall *Vår/Höst*.

Figur 53 visar hur framledningstemperaturen varierar under ett dygn vid säsongsfall *Vår/Höst*. Punkt W är belägen precis innanför en solfångaranläggning i Masthusen och är därför den punkt som påverkas mest av solfångaranläggningens värmeproduktion. Mitt på dagen försörjs denna punkt i princip helt av solfångaranläggningen och framledningstemperaturen sjunker

ner till 65°C. Punkterna X och Y är även de belägna nära de två solfångaranläggningarna i Masthusen, men längs en betydligt större ledning än punkt W. Det innebär att vattnet från solfångarna i större utsträckning blandas ut med varmare vatten. Punkt Z ligger längre bort från solfångarna, på samma ledning som X och Y, varför påverkan där är förskjutet.



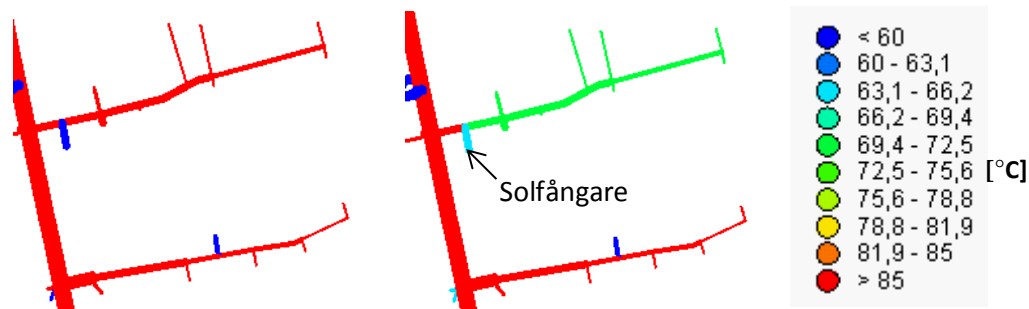
Figur 54. Förändring av framledningstemperaturen under ett dygn i punkterna W, X, Y och Z vid säsongsfall *Max*.

Figur 54 visar framledningstemperaturen i samma punkter som ovan, fast vid säsongsfall *Max*. Då framledningstemperaturen från resten av Malmönätet är lägre vid säsongsfall *Max*, jämfört med fall *Vår/Höst*, kan inte lika stora temperaturdifferenser uppkomma. Temperaturen i punkt Z fluktuerar flera gånger under dygnet men endast med små temperaturdifferenser. Detta beror på att denna punkt försörjs från två håll, med kallare vatten från solfångarna och varmare från resten av nätet. Vilken produktionsanläggning som försörjer punkten beror på solfångarnas produktion samt kundernas effektbehov. De andra punkterna påverkas som väntat genom att deras framledningstemperatur sänks då de får vatten från solfångarna.

Resultaten för de övriga säsongfallen, *Mild vinter* och *Sommar*, ser ut på liknande sätt och visas i figur C1 och C2 i bilaga C.

Fall Värme med kompenserande värmepump

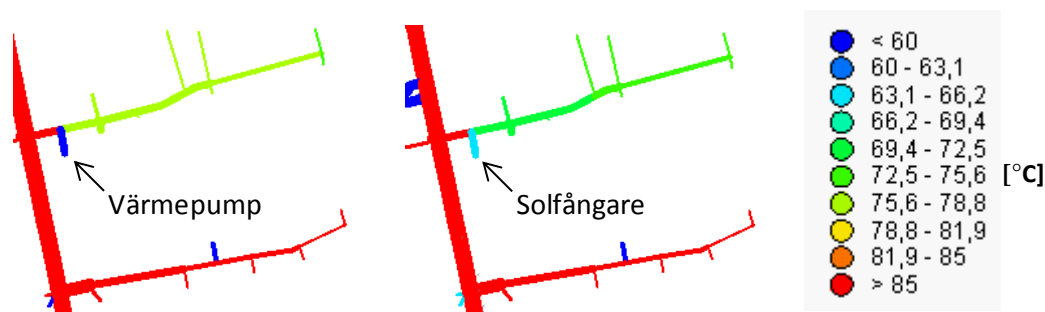
Fenomenet med vandrande temperaturfronter bekräftas i de dynamiska simuleringarna. Figur 55 till 58 visar hur framledningstemperaturen ser ut i Masthusen vid fall *Värme* och säsongsfall *Vår/Höst*. I figur 55 och 56 sker prosumerns värmeproduktion endast i solfångare och i figur 57 och 58 sker den i både solfångare och en kompenserande värmepump. Figuren visar ögonblicksbilder klockan 03.00, då solfångarna inte producerar värme, samt klockan 11.00, då solfångarna producerar värme. Temperaturdifferensen över fronten är angiven i respektive bildtext. Skalan till höger om figuren visar framledningstemperatur i °C.



Figur 55. Endast solfångare,
klockan 03.00.
Temperaturdifferens 0°C.

Figur 56. Endast solfångare,
klockan 11.00.
Temperaturdifferens 17°C.

Eftersom solfångarna endast producerar värme under dagen varierar framledningstemperaturen i ledningen kraftigt under dygnet.



Figur 57. Solfångare med
kompenserande värmepump,
klockan 03.00.
Temperaturdifferens 16°C.

Figur 58. Solfångare med
kompenserande värmepump,
klockan 11.00.
Temperaturdifferens 17°C.

Om en värmepump producerar värme när solfångarna inte gör det, blir temperaturförändringarna i ledningen betydligt mindre mellan de olika tidpunkterna, vilket minskar påfrestningarna på ledningarna. För optimalt samarbete mellan solfångare och värmepump bör anläggningarna vara placerade så nära varandra som möjligt samt ha ungefär samma leveranstemperatur och effekt.

En utredning som stimulerats fram av resultaten i detta examensarbete är en utmattningsberäkning av fjärrvärmeledningar i nära anslutning till solfångare, utförd av Peter Algotsson på PA Ingenjörssupport på uppdrag av E.ON. Resultaten i denna beräkning visar, enligt en personlig intervju med Peter Algotsson, att solvärme inkopplad till fjärrvärmenätet ger ökade utmattningsskador. Detta kommer dock inte innebära någon förkortad livslängd av fjärrvärmeledningarna, då korrosion, med stor marginal, fortsätter att vara det dimensionerande kriteriet. Det ska dock påpekas att om till exempel avstick är felaktigt placerade eller skumkuddar inte applicerade korrekt kan utmattningsskador, på grund av ökade temperaturcykler, bli ett dimensionerande kriterium för ledningarnas livslängd. Vidare skulle det även kunna bli ökad förslitning på skarvarna i PEH-manteln om dessa finns på en utsatt del av ledningen. Båda dessa risker kan undvikas genom korrekt montage av nya ledningar samt översyn av befintliga fjärrvärmesystem.

6 Diskussion

Utvecklingen går mot att allt fler kunder även vill kunna leverera egenproducerad värme till fjärrvärmenätet. Som ett stort fjärrvärmebolag måste E.ON Värme hitta lösningar för att göra detta möjligt. Det finns idag dessutom incitament från flera olika håll att göra energisystemet och därmed även fjärrvärmen mer miljövänlig. Att införa prosumers som en del i denna utveckling är, enligt våra resultat, ingen omöjlighet även om det finns en del utmaningar på vägen.

Denna studie syftar till att utreda några relevanta frågor som uppkommer till följd av denna utveckling. Resultaten från simuleringarna utgör grunden till denna utredning. De frågor som främst besvaras är när värmestillskott respektive värmekonsumtion kommer att ske hos prosumers, hur tekniska parametrar i nätet påverkas av prosumers samt vilka skallkrav som kan vara viktiga att tänka på vid inkoppling av prosumers. Förutom detta förs även en diskussion om eventuella problem och möjligheter.

Års- och dygnsvariationer

Vid införande av prosumers i fjärrvärmenät är det viktigt att veta när värmestillskott från olika typer av prosumers sker. Solfångare producerar generellt mest då värmebehovet är som minst, det vill säga mitt på dagen samt på sommaren. Dock producerar vertikala solfångare, även om de ger mindre på årsbasis, något mer under de kallare månaderna och även tidigare och senare på dygnet. Möjligtvis skulle E.ON, till exempel genom att använda olika prismodeller, kunna styra när värmeleverans till nätet ska ske, vilket skulle kunna resultera i större andel vertikala solfångare. En annan lösning kan vara att detta regleras genom samarbete, för att hitta optimala lösningar för både E.ON och kunden. Sett över året producerar solfångare inget under större delen av tiden. Dock kan de ändå producera en ansevärd mängd av ett områdes värmebehov på ett koldioxidfritt sätt, varför implementering av solfångare ändå är motiverat för att uppfylla lokala och regionala lagar och mål. På grund av solfångares ojämna produktionsprofil kan dock inte ett helt fjärrvärmenät, med dagens teknik och förutsättningar, försörjas endast av solfångare. Genom exempelvis termiska lager skulle värmestillskott från solfångare till fjärrvärmenätet kunna styras på ett bättre sätt. Denna teknik är ofta inte lönsam idag, men forskning sker på området.

Till skillnad från solfångare är värmepumpar lättare att styra och kan därför producera värme året om och dygnet runt. En förutsättning för detta är att deras låga framledningstemperatur inte innebär några problem för det aktuella nätet även vid kallare utetemperaturer. Dessutom kräver värmepumpar en ansevärd mängd el vilket ökar den totala elanvändningen i samhället jämfört med om samma värmemängd produceras av solfångare. Det skulle möjligtvis kunna motverkas genom att exempelvis solceller installeras som kompensation för att större klimatnytta ska kunna uppnås.

Framledningstemperatur

Under detta examensarbete har några parametrar, som är extra viktiga att ta hänsyn till vid införande av prosumers, studerats. En av dessa är framledningstemperatur som, på grund av risk för bakterietillväxt samt svårighet att leverera tillräcklig effekt, ej får bli för låg. Dock sjunker solfångares och värmepumpars verkningsgrad med högre framledningstemperatur, varför en låg framledningstemperatur från dessa är önskvärd. Denna motsättning försvårar lönsamheten för sådana anläggningar.

I dagsläget sjunker framledningstemperaturen i Västra Hamnen ibland under 60°C. Vid införande av fler prosumers med 60°C som framledningstemperatur, kan framledningstemperaturen hos fler kunder sjunka till kritiska nivåer. Simuleringar i denna studie visar att

det ofta krävs en framledningstemperatur hos prosumern på minst 65°C för att minimera detta problem. Alltför låga framledningstemperaturer in till kundanläggningarna skulle kunna avhjälpas genom att kortvarigt upphetta vattnet till högre temperaturer så att eventuella legionellabakterier dör. Även andra lösningar, såsom kemikaliebehandling eller belysning med ultraviolett ljus, skulle kunna tillämpas. Sådana metoder kräver dock uppdatering av de berörda kundanläggningarna.

Alla delar av Malmös fjärrvärmenät är inte lika bra anpassade, som Västra Hamnen, till införande av produktion med lägre framledningstemperatur. Inkoppling av prosumers i andra delar av Malmönätet skulle därför kunna innebära att tillräcklig effekt inte kan levereras, på grund av att många kundanläggningar samt radiatorssystem inte är anpassade för så låga framledningstemperaturer. Detta har dock inte undersökts i denna studie.

En annan viktig aspekt är att prosumers, på grund av leverans av vatten med lägre temperatur, kan orsaka temperaturfronter i nätet. Temperaturskillnaderna kan bli som störst då prosumers producerar tillräckligt för att skapa egna tryckkoner och därmed egna temperaturkoner. När fronterna rör sig fram och tillbaka, till exempel då solfångare går på och av, skapas det spänningar i fjärrvärmeledningarna. Inom E.ON fanns det misstankar om att vandrande temperaturfronter kunde orsaka utmattningsskador i ledningarna och därmed förkorta deras livslängd. Algotssons utredning visade dock att även om solfångare kan förkorta ledningarnas livslängd så kommer detta troligtvis inte att vara det dimensionerande kriteriet. Däremot kan problem, på grund av fel vid installation av ledningar, framkomma tidigare än annars om ledningarna påverkas av solfångarproduktion. Detta resultat motsäger också rapporten av Ottosson et al. som framhäver cykliska utmattningsskador på ledningar som en stor risk vid inkoppling av solvärme på fjärrvärmenätet. Om man ändå vill minska påfrestningarna på ledningarna kan en möjlig lösning vara att köra en värmepump så att den kompenserar solfångarnas produktion, det vill säga främst på natten då dessutom elpriset ofta är lägre. För att detta ska fungera optimalt är det viktigt att värmepumpen är placerad nära solfångaranläggningen samt levererar ungefär samma framledningstemperatur som solfångarna. Ett problem med denna lösning är att varken solfångarnas värmeleverans eller kundernas värmebehov är konstant. Det vore därför önskvärt om värmepumpens produktion kan variera därefter så att värmeleverans och framledningstemperatur till nätet kan hållas någorlunda konstant. Detta skulle dock innebära avancerad reglering.

För att förenkla inkoppling av prosumers, skulle sekundära lågtemperaturnät kunna byggas i nya områden. I sådana nät skulle prosumers värmeleverans inte sänka framledningstemperaturen lika mycket. En annan lösning är att sänka framledningstemperaturen i befintliga nät där detta är möjligt. Detta skulle kunna möjliggöras genom bland annat en översyn av kundanläggningarna, så att värmeutbytet blir detsamma även med en lägre framledningstemperatur. Även adaptiv reglering i radiatorkretsen skulle kunna införas för att förenkla sänkning av framledningstemperatur.

Flöde och hastighet

Flödet ökar vid införande av prosumers eftersom framledningstemperaturen sänks. Ett problem med höga flöden är att hastigheten i ledningarna kan bli för stor, varpå buller kan uppstå. Hastigheten beror även på ledningsdimensionen, varför det är viktigt att dimensionera ledningar rätt. Vid införande av prosumers kan den dimensionerande utetemperaturen antingen vara den traditionella, -16°C i Malmö, eller den temperatur då prosumers levererar som mest. I denna studie fungerade ledningsstorleken dimensionerad efter DUT om solfångarna dimensionerades efter och placerades på ett och samma hus. Hastigheterna blev dock för stora om solfångarna dimensionerades och placerades enligt ett troligt

framtidsscenario, där en femtedel av solfångarna dimensionerade efter Masthusen var placerade på ett hus. Detta är alltså en viktig aspekt att ta hänsyn till, speciellt för prosumers som levererar stor effekt med låg framledningstemperatur till nätet, då detta genererar stora flöden. En annan viktig aspekt för E.ON när det gäller flöden, är att deras nya prismodell för fjärrvärme inte är kompatibel med införandet av prosumers. Eftersom prosumers påverkar flödet i det närliggande området så blir flödesdelen av prissättningen orättvis. Istället för en ren flödesdel skulle exempelvis en returtemperaturdel som kompletterar flödesdelen kunna införas.

Differenstryck

Resultaten för differenstryck visar att detta både kan öka och minska vid införande av prosumers. Differenstrycket ökar då en punkt hamnar inom en prosumers tryckkon. Om däremot en kund endast delvis försörjs av en prosumer, det vill säga vid inblandning av vatten med lägre temperatur, sänks differenstrycket hos denna kund till följd av högre flöden. Problem med låga differenstryck är ofta störst under vinterhalvåret, då prosumers dessutom mest sällan skapar egna tryckkoner. Detta beror både på att solfångare då producerar som minst samtidigt som värmebehovet är som störst. Därför är differenstryck något som måste tas hänsyn till och kontrolleras vid införande prosumers, speciellt i svaga områden. Även differenstrycket i de delar av nätet som ej nås av vatten från prosumers påverkas. Då differenstrycket i Malmönätet styrs på en specifik punkt belägen långt ut i nätet, kan antingen samma pumparbete bibehållas och därmed högre tryck i styrpunkten erhållas eller så kan differenstrycket i styrpunkten behållas och pumparbetet minskas. Det senare kan dock resultera i lägre differenstryck i svaga områden på andra ställen i nätet. Områden med sämst differenstryck kan komma att flyttas och då bör även styrpunkten för lägsta differenstryck flyttas beroende på prosumers produktion. Detta för att minska risken med för låga differenstryck samt för att optimera pumpkostnaderna.

Problem och möjligheter

För att prosumers intåg på fjärrvärmemarknaden ska fungera optimalt för fjärrvärmebolaget måste vissa parametrar regleras. Framledningstemperaturen från prosumers och kundernas anläggningar i samma område måste anpassas till varandra. Det kan därför behövas både krav på lägsta framledningstemperatur från prosumers samt översyn av kundanläggningar och radiatorssystem. Även avtal om när prosumers ska få lov att leverera kan vara viktigt, både ur framledningstemperatur- och differenstrycksynpunkt. Önskvärt vore att kunna styra när prosumers ska leverera, exempelvis genom prissättning som gynnar produktion när effektbehovet är stort. Detta skulle kunna resultera i fler solfångaranläggningar med vertikal lutning, som kan producera mest under vår och höst.

Införande av prosumers i fjärrvärmenäten innebär en rad fördelar och möjligheter. För fjärrvärmebolaget ger det både miljö- och marknadsfördelar då grön fjärrvärme blir allt mer eftertraktat. Då prosumers levererar värme lokalt, blir ledningsförlusterna mindre till följd av kortare energitransport. Dessutom är det möjligt att kunderna kommer att betala för sin egen pumpenergi, vilket innebär att fjärrvärmebolaget kan minska sina sådana. Uppstart av dyrare produktion, när effektbehovet ökar, skulle även kunna fördröjas något om prosumers producerar energi vid rätt tidpunkt. Detta skulle kunna innebära stora ekonomiska besparingar.

Oregelbunden produktion samt produktion som sker när kundernas effektbehov är litet innebär dock en störning av produktionen från basproduktionsanläggningarna, som helst ska vara så jämn som möjligt. Det är även viktigt att prosumers produktion inte konkurrerar ut fjärrvärme från kraftvärmeverk eftersom verkningsgraden i dessa då sänks, vilket minskar

miljönyttan med produktionen hos prosumers. Problem skulle också kunna uppstå om det blir för många prosumers, då eventuellt överskott av värme i nätet måste hanteras. Om exempelvis en ledning till Västra Hamnen måste stängas av, är det nödvändigt att kunna stänga av solfångarproduktion på ett smidigt sätt. Annars skulle alltför stora övertryck kunna uppstå i ledningarna. Studien ger även en indikation på att det kan bli problem med många prosumers vid tillfällen då produktionen blir tillräckligt stor för att leverera till andra delar av nätet, som inte är anpassade till den lägre framledningstemperaturen. Regleringar måste alltså införas så att vinsterna med prosumers överväger de olägenheter som de innebär. Om tredjeparts-tillträde införs i framtiden kommer det att vara extra viktigt med tydlig styrning av prosumers, då fler värmeleverantörer i så fall kommer få rätt att koppla in sig på nätet.

För kundens del innebär möjligheten att kunna leverera värme till fjärrvärmenätet bland annat bättre förutsättningar att uppfylla miljöcertifieringar samt minskat behov av egna ackumulatörer vid solfångarproduktion. Det finns även andra typer av prosumers, som inte har studerats i detta examensarbete. Exempel på sådana prosumers kan vara överskottsvärme från industrier och livsmedelsbutiker. Utformande av lämpliga prismodeller kommer att vara nödvändigt för att leverans till fjärrvärmenätet ska vara ekonomiskt fördelaktigt även för kunden.

Studien

Något som är viktigt att tänka på vid analys av de statistiska simuleringarna är att nätet i verkligheten sällan uppnår stationaritets eftersom effektbehov samt produktion, i framför allt solfångaranläggningar, varierar kraftigt över dygnet. Dock bekräftade resultaten från de dynamiska simuleringarna ofta resultaten från de statistiska. I säsongsfall *Max* kan dock en del skillnader observeras då detta fall representerar det tillfälle då solfångarna producerar som mest, vilket endast sker momentant.

För att uppnå större säkerhet med liknande studier skulle fler punkter i nätet kunna studeras, då alla kunder har olika värmebehov. Vidare skulle fler kunder kunna utgöra urval för medelvärden och kurvor som simuleringarna baseras på. Tidsramen för denna studie har dock inte gjort detta möjligt.

Ett antagande som kan ha påverkat resultaten är att månaderna delades in i säsongsfall efter produktion från befintliga solfångaranläggningar. Den uppmätta utetemperaturen varierade en del inom varje säsong och det är möjligt att resultaten blivit annorlunda om uppdelningen i säsonger istället skett efter utetemperatur. Vidare visar mätdata för kunder momentanvärden uppmätta varje timme och inte timmedelvärden, varför momentana variationer kan få stort genomslag. Dock har detta motverkats genom att flera kunder använts som underlag vid framtagande av kundkurvor. Det finns även osäkerhet i indata för befintliga solfångare, då mätdata saknades eller var otillräcklig för vissa perioder, varför uppskattningar fick tillämpas.

Simuleringsprogrammet NetSim bidrog också till möjliga felkällor. Då resultaten beräknas genom iteration är det möjligt att tidiga avrundningar kan ge genomslag i det slutliga resultatet. Vidare kan returtemperaturen alternativt avkylningen endast styras efter utetemperatur och inte efter framledningstemperatur. Det senare skulle kunna vara önskvärt, speciellt om prosumers införs i nätet då dessa sänker framledningstemperaturen. I denna studie har beräkningarna baserats på returtemperatur och inte på avkylning. Detta har antagligen påverkat resultaten och det skulle kunna vara intressant att jämföra dessa två metoder, även om metoden med returtemperatur har bedömts vara mer tillförlitlig i denna studie. En annan aspekt är att vid inblandning av vatten med lägre temperatur från prosumers räknar NetSim med att dessa två flöden blandas direkt till en medeltemperatur. Detta är dock inte alltid fallet i verkligheten, då kallare vatten är tyngre och lägger sig på botten i ledningen.

Ytterligare en felkälla är att kundanläggningar i verkligheten styr på temperatur medan NetSim styr på effekt. Detta kan ha orsakat lägre framledningstemperaturer i simuleringarna än vad som skulle förekomma i verkligheten, eftersom ventilen i en verklig kundanläggning släpper igenom maximalt flöde tills rätt temperatur uppnås.

Exempel på möjligheter till vidare studier, som framkommit under detta examensarbete, är hur avkylning och returtemperatur ändras med varierande framledningstemperaturer samt hur en lägre framledningstemperatur påverkar kundanläggningar. Även djupare studier inom samma ämnesområde som denna studie, fler undersökningar om värmepumpars och andra typer av prosumers påverkan på nätet samt ekonomiska utredningar behövs för en mer fullständig uppfattning.

7 Slutsats

Att koppla in prosumers i fjärrvärmenät, för att öka andelen förnybar energi i produktionsmixen samt uppfylla kunders miljömål, är fullt möjligt men medför också utmaningar.

Värmetillskott till fjärrvärmenätet från solfångaranläggningar sker främst under sommarhalvåret samt endast dagtid. Kundernas värmebehov är dock störst under vinterhalvåret och effekttoppar förekommer på morgnar och kvällar. Solfångarna levererar alltså främst värme då behovet är som minst i nätet. Värmepumpar kan däremot rent tekniskt leverera värme dygnet runt och under större del av året men kräver elenergi.

Framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet minskar då inblandning av vatten med lägre temperatur från prosumers sker. Detta kan bli ett problem om kundernas anläggningar och radiatorsystem inte är anpassade till så låga temperaturer. Om alltför låga temperaturer når kunden finns det dessutom risk för farlig bakterietillväxt i tappvarmvattnet. Denna risk blir störst då en kund får vatten endast från en prosumer samt vid långa, överdimensionerade ledningar. Vid lägre framledningstemperatur krävs större flöden för samma effektleverans. På sommaren kan det ske en så stor ökning av hastigheten i serviserna, till följd av stor värmeleverans från solfångarna, att buller uppstår hos prosumers. Detta bör tas i beaktning vid dimensionering av serviser till möjliga prosumers.

Differenstrycket i en viss punkt blir högre vid inkoppling av prosumers om denna punkt hamnar innanför prosumerns tryckkon. Differenstrycket blir däremot lägre om samma punkt endast delvis försörjs av prosumern. Även differenstrycket hos kunder som ej nås av prosumerns vatten kan påverkas och styrpunkten för lägsta differenstryck kan behöva flyttas. Det är därför viktigt att studera effekter på hela nätet även om prosumers bara införs i en del av nätet.

Det som främst behöver regleras vid införande av prosumers är krav på lägsta framledningstemperatur från prosumers. Dessutom kan översyn av kundernas anläggningar och radiatorsystem behövas. Troligtvis kan det även behövas reglering av när prosumers ska få lov att leverera värme, för att undvika till exempel problem med för låga differenstryck och framledningstemperaturer.

Ytterligare ett intressant resultat, som framkommit i studien, är att prosumers kan ge upphov till vandrande temperaturfronter, vilket ger spänningar och därmed eventuella utmattningsskador i ledningarna. En särskild utredning visade dock att även om solfångare kan förkorta ledningarnas livslängd så kommer detta troligtvis inte att vara det dimensionerande kriteriet.

Referenser

- [1] E.ON, "Om företaget," [Online]. Länk: <http://www.eon.se/om-eon/Om-foretaget/>. [Använd 2013-05-17].
- [2] S. Frederiksen and S. Werner, District Heating and Cooling, Outgivet material.
- [3] E. Kjellson, *Föreläsning Introduction i kursen Solvärmeteknik*, Lunds Tekniska Högskola, 2010-09-02.
- [4] "Fördraget om europeiska unionens funktionssätt," Lissabon, 2009.
- [5] "Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/31/EU om byggnaders energiprestanda," 2010.
- [6] "Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG om främjande av användande av energi från förnybara energikällor," 2009.
- [7] "Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet," 2012.
- [8] "Europaparlamentets och rådets direktiv 2008/4/EG om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme," 2008.
- [9] "Miljöbalken (SFS 1998:808)," Miljödepartementet, Stockholm, 1998.
- [10] Naturvårdsverket, "Sexton miljö kvalitetsmål," 2012-02-22. [Online]. Länk: <http://www.naturvardsverket.se/Start/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmal/>. [Använd 2013-01-30].
- [11] Naturvårdsverket, "Begränsad miljö påverkan," 2012-09-07. [Online]. Länk: <http://www.naturvardsverket.se/sv/Start/Sveriges-miljomal/Miljokvalitetsmal/Klimat/>. [Använd 2013-01-30].
- [12] Miljödepartementet, "God bebyggd miljö," 2012-09-05. [Online]. Länk: <http://www.regeringen.se/sb/d/5542/a/43957>. [Använd 2013-01-30].
- [13] Boverket, "Boverket och miljön," 2011-04-12. [Online]. Länk: <http://www.boverket.se/Miljo/Boverkets-ansvar/>. [Använd 2013-01-30].
- [14] Miljöförvaltningen, "Miljöprogram för Malmö stad 2009-2020," Malmö stad, 2009-12-17. [Online]. Länk: <http://www.malmo.se/download/18.76105f1c125780a6228800031254/Milj%C3%B6program+f%C3%B6r+Malm%C3%B6+stad+2009-2020.pdf>. [Använd 2013-01-30].

- [15] Malmö stad, "Fullriggaren," [Online]. Länk: <http://www.malmo.se/Medborgare/Stadsplanering--trafik/Byggprojekt--vagarbeten/Vastra-Hammen/Fullriggaren.html>. [Använd 2013-01-29].
- [16] E.ON, "Förnybar energi i Västra hamnen," [Online]. Länk: <http://www.eon.se/energilosningar>. [Använd 2013-01-29].
- [17] Malmö stad, "Västra hamnen/Bo01," [Online]. Länk: <http://xn--malm-8qa.se/Medborgare/Miljo--hallbarhet/Miljoarbetet-i-Malmo-stad/Hallbar-stadsutveckling/Vastra-Hammen---Bo01.html>. [Använd 2013-02-19].
- [18] E.ON, "Den hållbara staden byggs i Hyllie," [Online]. Länk: <http://www.eon.se/hyllie>. [Använd 2013-01-24].
- [19] SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, "Miljöklassning av byggnader," [Online]. Länk: <http://www.sp.se/sv/centres/zeb/miljoklassning/Sidor/default.aspx>. [Använd 2013-01-30].
- [20] Sweden Green Building Council, "Pilotprojekt för BREEAM-SE," 2012. [Online]. Länk: <http://www.sgbc.se/nyheter/438-pilotprojekt-for-BREEAM-se>. [Använd 2013-01-24].
- [21] Diligentia AB, "Masthusen," [Online]. Länk: www.masthusen.se/Hallbarhet. [Använd 2013-02-18].
- [22] BREEAM, "BREEAM Communities Technical Manual SD202 - 0.1:2012," 2013-02-21. [Online]. Länk: <http://www.BREEAM.org/communitiesmanual/>. [Använd 2013-04-18].
- [23] Energimyndigheten, Energiläget 2011, CM Gruppen AB, 2011.
- [24] "Fjärrvärme i konkurrens," Statens offentliga utredningar, Stockholm, 2011.
- [25] Sveriges riksdag, "Fjärrvärme i konkurrens," [Online]. Länk: http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Forslag/Motioner/mot-201112N376-Fjarrvarme-i-_GZ02N376/. [Använd 2013-04-18].
- [26] G. Sandgren, "Integrating GHPS in smart district energy systems," Institutionen för Energivetenskaper vid Lunds Tekniska Högskola, Lund, 2013.
- [27] U. Ottosson, J. Wollerstrand, P. Lauenburg, Z. Heimo and B. Marek, "Nästa Generations Fjärrvärme," Svensk Fjärrvärme, 2012.
- [28] S. Jonsson, "Lönsamhet och teknik för solvärmesystem i anslutning till fjärrvärme," Institutionen för tillämpad Fysik och Elektronik, Umeå Universitet, 2006.
- [29] Svensk Fjärrvärme, "Fjärrvärmecentralen - Kopplingsprinciper," Stockholm, 2009.

- [30] T. Jedensjö, "An Evaluation of the Solar Collector Systems at Bo01 in Malmö," Luleå Universitet, Luleå, 2002.
- [31] Fjärrsyn, "Solvärme i fjärrvärmesystem," [Online]. Länk: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Fjarrsyn/Forskning--Resultat/Pagaende-projekt/Marknad/Solvärme-i-fjarrvarmesystem/>. [Accessed 2013-05-20].
- [32] Ekonomifakta, "Användning av fossila bränslen per sektor," 2012-09-06. [Online]. Länk: <http://www.ekonomifakta.se/sv/Fakta/Energi/Energibalans-i-Sverige/Anvandning-av-fossila-branslen/?from2624=&to2624=&columns2624=,1,2,6,> [Använd 2013-04-18].
- [33] E.ON, "Miljövärden 2012," 2012. [Online]. Länk: <http://www.eon.se/privatkund/Produkter-och-priser/Fjarrvarme/Fjarrvarmenat/Malmo-kolumn/>. [Använd 2013-05-17].
- [34] Boverket, "Instruktioner och definitioner till besiktningprotokoll," 2007-10-25. [Online]. Länk: http://www.boverket.se/Global/Bygga_o_forvalta/Dokument/Sa_mar_husen/Instruktion_smahus_ver2.pdf. [Accessed 2013-04-18].
- [35] Svensk Fjärrvärme, "Fjärrvärmecentralen - Utformande och installation," 2008. [Online]. Länk: http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Rapporter%20och%20dokument%20INTE%20Fj%C3%A4rrsyn/Tekniska_bestammelser/Kundanlaggningar/Fjarrvarmecentralen_Utförande_och_installation_F-101-2008.pdf. [Använd 2013-04-18].
- [36] M. Kretz, "Så blir solvärme fjärrvärme," *energi&miljö*, vol. 3/12, pp. 48-49, 2012.
- [37] M. Areskoug, Miljöfysik, Studentlitteratur, 2006.
- [38] L. André, Solenergi: praktiska tillämpningar i bebyggelse, Svensk Byggtjänst, 2011.
- [39] Baxi, "Plana solfångare," [Online]. Länk: http://www.baxi.se/visa_produkt.asp?produktid=259&Kategori=59&Produkttyp=999. [Använd 2013-03-19].
- [40] Svesol, "Svesol Favorit - mest energi per krona," [Online]. Länk: <http://www.svesol.se/produkter/solfangare-svesol-favorit>. [Använd 2013-05-17].
- [41] Kakelugnspannan, "Solfångare," 2010. [Online]. Länk: <http://www.kakelugnspannan.com/solfangare/>. [Använd 2013-03-19].
- [42] Joint Research Centre, "Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps," 2013. [Online]. Länk: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. [Använd 2013-03-19].

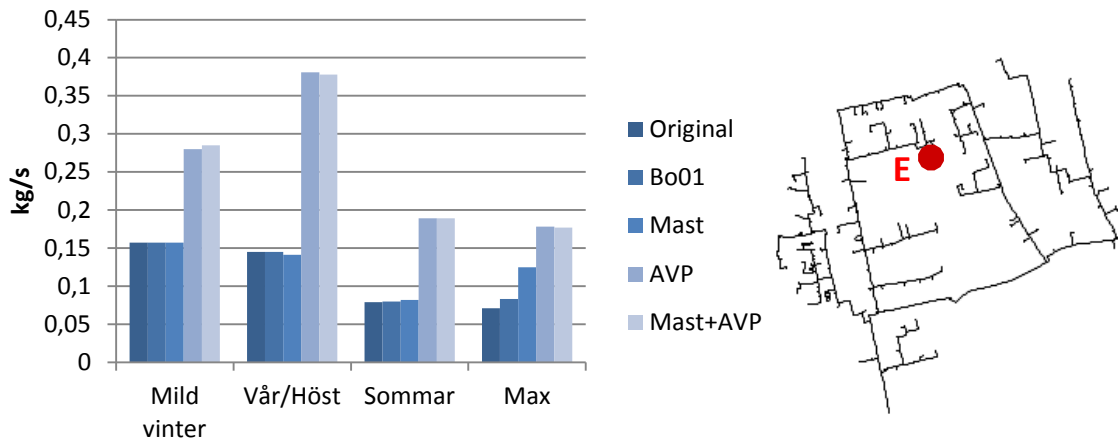
- [43] Aquasol, "Solvärme i kombination med fjärrvärme," [Online]. Länk: www.aquasol.se/docs/fastighet/fjarrvarme_solvarme.pdf. [Använd 2013-05-17].
- [44] EU-upplysningen, "Så blir EU-lag svensk lag," 02 01 2013. [Online]. Available: <http://www.eu-upplysningen.se/Sverige-i-EU/EU-lagar-galler-framfor-svenska-lagar/Sa-blir-EU-lag-svensk-lag/>. [Använd 30 01 2013].

Bilaga A

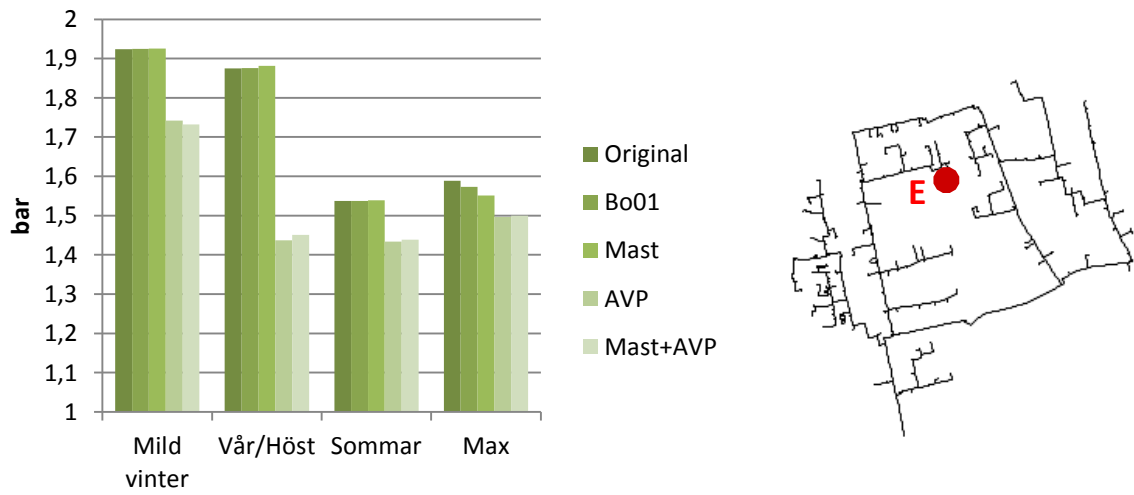
Tabell A1. Tidsserier för effekt- och returtemperaturfaktorer för en bostadskund vid säsongsfall Mild vinter.

Tid	Effekt- faktor	Returtemp- faktor
00:00	1,06	1,00
01:00	1,03	1,00
02:00	1,12	1,04
03:00	1,03	1,04
04:00	1,12	1,05
05:00	1,13	0,99
06:00	1,47	0,90
07:00	1,48	0,80
08:00	1,36	0,86
09:00	1,22	0,91
10:00	1,18	0,91
11:00	1,06	0,85
12:00	1,11	0,93
13:00	1,02	0,90
14:00	1,00	0,98
15:00	0,93	0,97
16:00	1,00	0,97
17:00	1,11	0,87
18:00	1,24	0,87
19:00	1,17	0,81
20:00	1,28	0,98
21:00	1,20	0,95
22:00	1,08	0,93
23:00	0,95	0,96

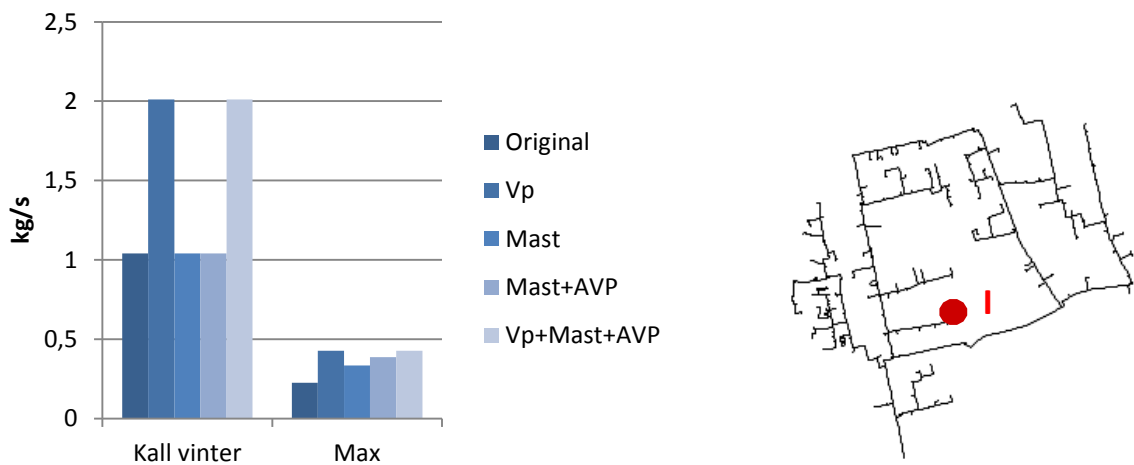
Bilaga B



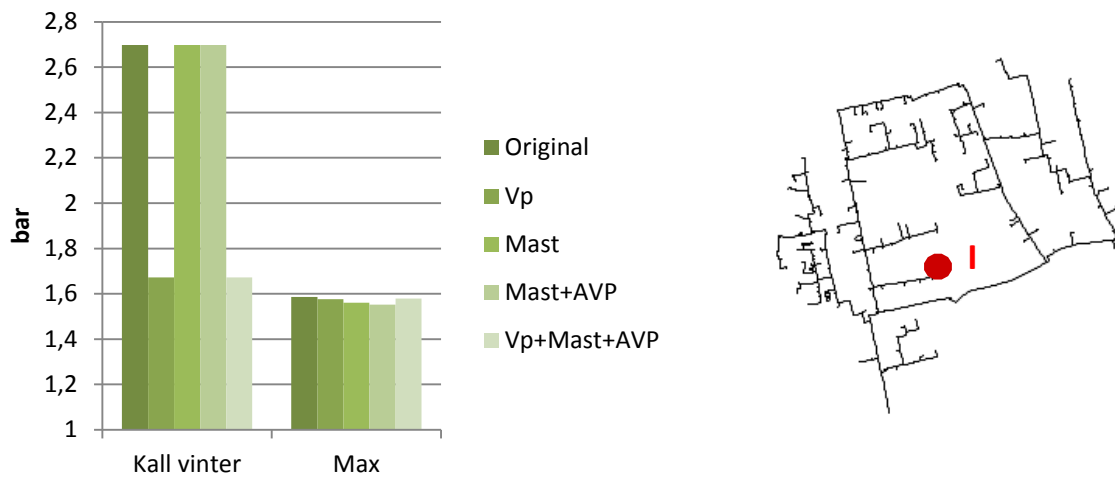
Figur B1 . Differenstryck hos kund E, som nås av framledningsvatten från AVP, vid fall Värme.



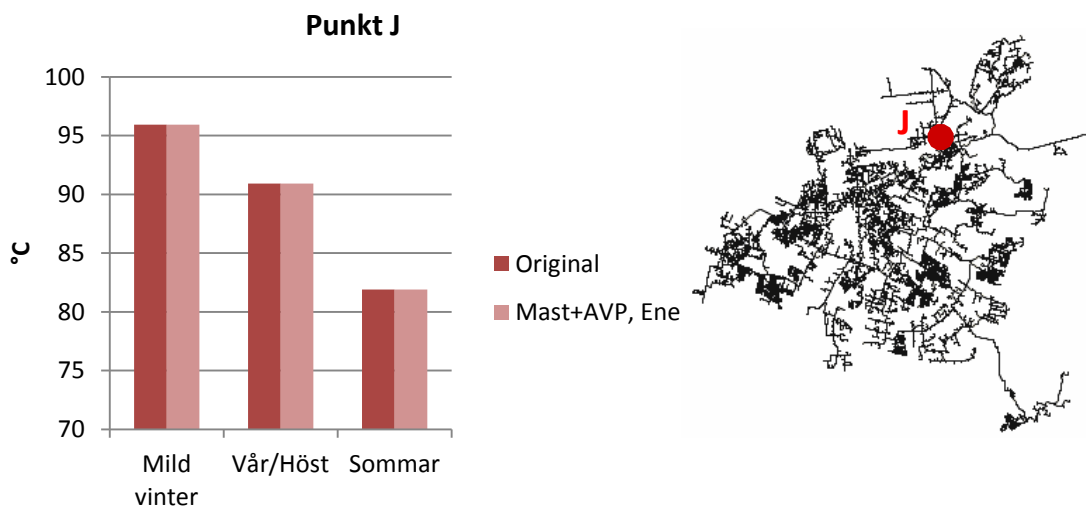
Figur B2. Differenstryck hos kund E, som nås av framledningsvatten från AVP, vid fall Värme.



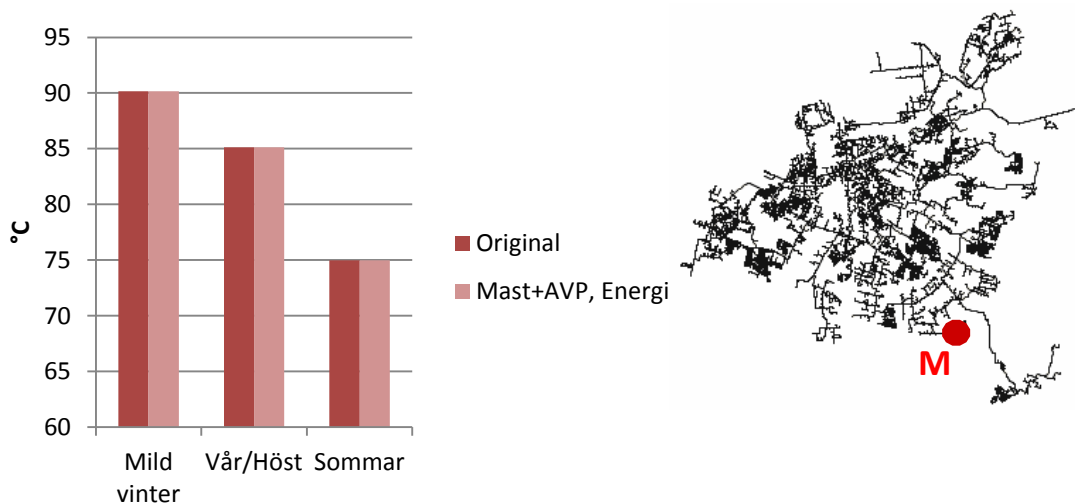
Figur B3. Flöde hos kund I, belägen nära värmepumpen, vid fall Värme med värmepump.



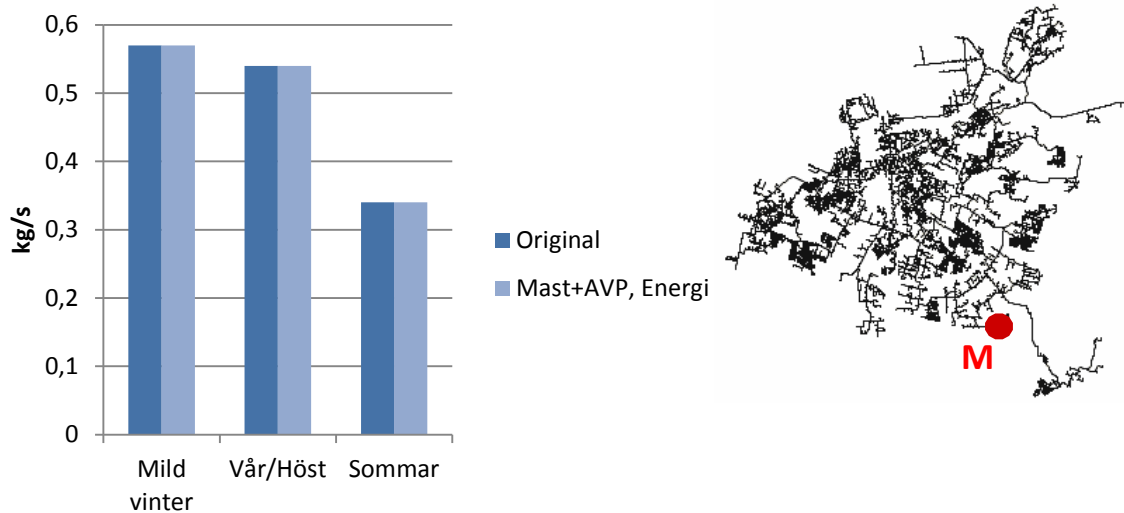
Figur B4. Differenstryck hos kund I, belägen nära värmepumpen, vid fall Värme med värmepump.



Figur B5. Framledningstemperatur i punkt J, nära produktionskällorna, vid fall Energi.

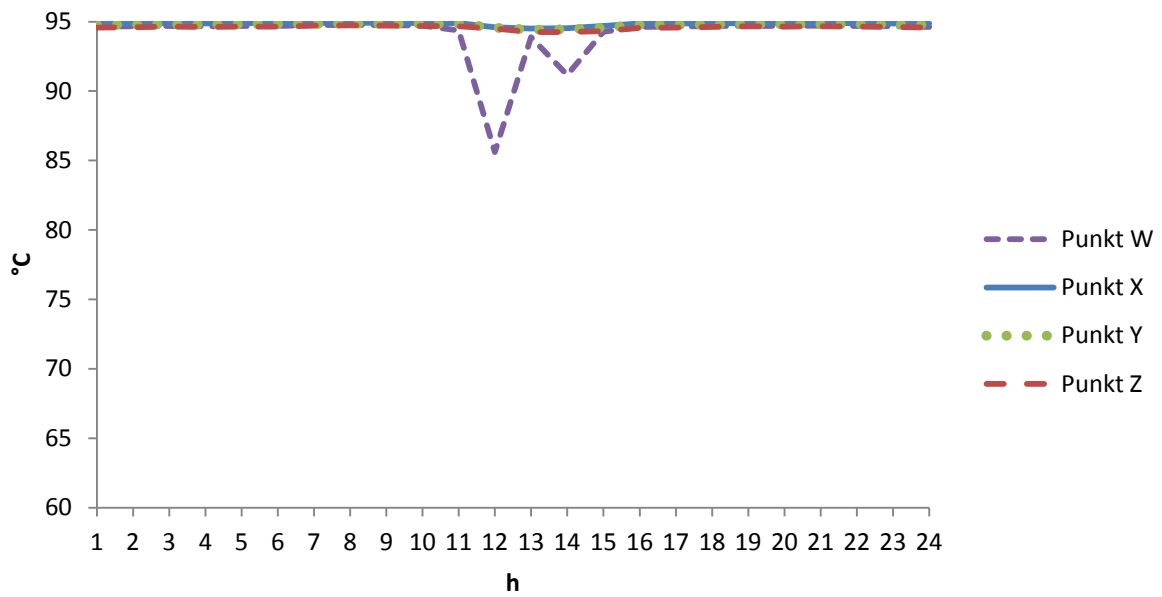


Figur B6. Framledningstemperatur i punkt M, nära produktionskällorna, vid fall Energi.

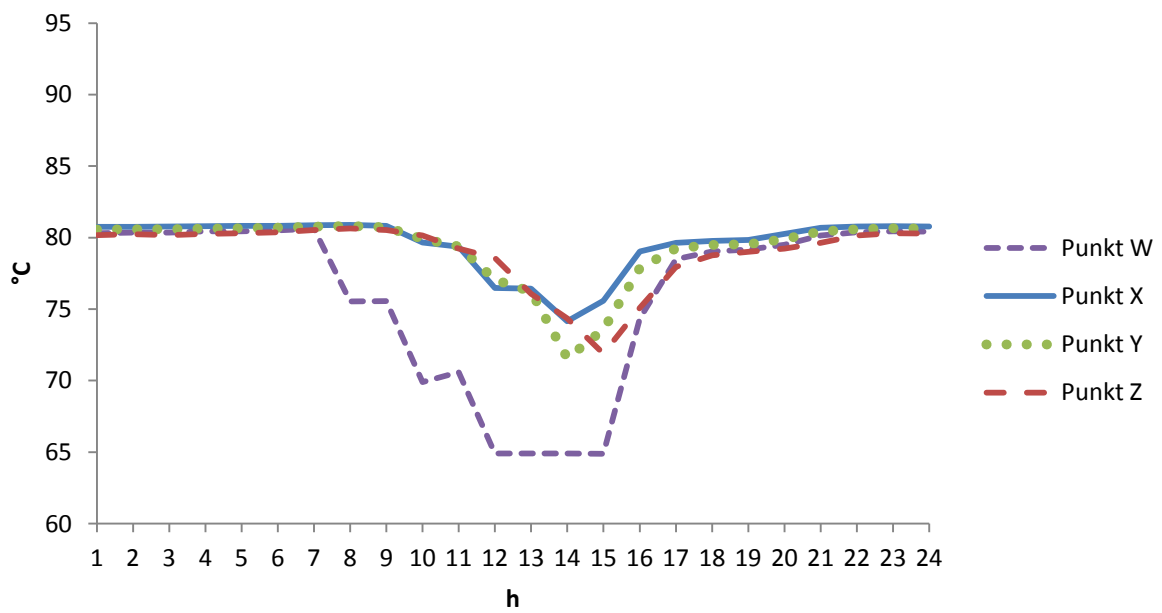


Figur B7. Flöde i punkt M, nära produktionskällorna, vid fall Energi.

Bilaga C



Figur C1. Förändring av framledningstemperaturen under ett dygn i punkterna W, X, Y och Z vid säsongsfall Mild Vinter.



Figur C2. Förändring av framledningstemperaturen under ett dygn i punkterna W, X, Y och Z vid säsongsfall Sommar.