



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R49:1984

**Simuleringsmodell för
fjärrvärmesystem med nya
teknologier för energitillförsel**

Modelluppbyggnad och beräkningsfall

Björn Wetterborg

K
Ant

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	Plac <i>See</i>

Byggeforskningsrådet

R49:1984

SIMULERINGSMODELL FÖR FJÄRRÄRMESYSTEM MED
NYA TEKNOLOGIER FÖR ENERGITILLFÖRSEL

Modelluppbyggnad och beräkningsfall

Björn Wetterborg

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790147-0 från Statens råd för byggnadsforskning
till Institutionen för elektrisk anläggnings-
teknik, Tekniska högskolan, Stockholm

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

Denna bok tillägnas

MIA, FRIDA och MARTIN

R49:1984

ISBN 91-540-4122-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

FÖRORD

SAMMANFATTNING	i
SUMMARY	vi
1. INLEDNING	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Projekt mål och avgränsningar	4
2. BELASTNING	7
2.1 Inledning	7
2.2 Klimatvärme	7
2.3 Cykliska förlopp	11
2.4 Bestämning av tidskonstant	12
2.5 Tappvarmvatten	13
2.6 Frånluftsvärmepumpar	13
2.7 Sekundärsystem	15
2.8 Abonnentcentral	17
2.9 Flödesållning	24
3. NÄT	26
3.1 Representation	26
3.2 Termiska förluster i framledningen	26
3.3 Flöden	29
3.4 Tryckförluster	32
3.5 Förluster i returledningen	36
3.6 Transporttider	40
3.7 Energitillförsel och energitransport i returledningen	41
4. PRODUKTIONSENHETER VID RETURLEDNINGEN	46
4.1 Inledning	46
4.2 Värmepump	46
4.3 Solvärmesystem	56
4.4 Industriell spillvärme	60
4.5 Styrning av produktionen vid returled- ningen	62

5.	KONVENTIONELL PRODUKTION	64
5.1	Inledning	64
5.2	Centraliserad	64
5.3	Decentraliserad	69
5.4	Framledningstemperatur	71
6.	HETVATTENACKUMULATOR	72
6.1	Modell	72
6.2	Estimering av begynnelsestillstånd	77
7.	KLIMATMODELL	82
7.1	Utetemperatur	82
7.2	Solinstrålning	83
7.3	Uppbyggnad av klimatdata	87
8.	SIMULERINGSALGORITM	91
8.1	Begynnelsestillstånd	91
8.2	Flödesschema	92
8.3	Datorimplementering	94
9.	MODELL FÖR EKONOMISK UTVÄRDERING	96
9.1	Modell	96
9.2	Användning	99
10.	STATISTISK METOD FÖR GENERERING AV KLIMATDATA	101
10.1	Inledning och metodformulering	101
10.2	Utetemperatur	101
10.3	Molnighet	107
10.4	Solinstrålning	112
10.5	Jämförelse	116
11.	TESTFALL	122
11.1	Val av fjärrvärmesystem	122
11.2	Simuleringsfall	123
11.3	Nät och belastning	125
11.4	Bebyggelsens värmetröghet	129
11.5	Produktionsenheter	133
11.6	Klimat	137
11.7	Systemtemperaturer och -flöden	138

11.8	Resultat - värmepumpar	142
11.9	Resultat - solvärme	149
11.10	Belastningsstyrning	151
11.11	Kostnadsparametrar	152
11.12	Ekonomiskt resultat	154
APPENDIX	Studie av termiska förluster	158
REFERENSER	162

FÖRORD

Forskningsgruppen för elektriska energisystem vid institutionen för elektrisk anläggningsteknik, KTH har från Statens råd för byggnadsforskning erhållit ett ramanslag för forskning och utveckling. Anslaget avser metod- och modellutveckling för analys av fler-teknologisystem i kommunernas energiförsörjning. Föreliggande slutrapport redovisar ett delprojekt inom anslaget i vilket en simuleringsmodell för fjärrvärmesystem med nya teknologier för energitillförsel utvecklats.

Arbetet har skett under handledning av professor Janis Bubenko Sr, för vars uppmuntran och hjälp jag hyser stor tacksamhet. Många givande samtal har under projektets gång förts med verksamma inom forskningsgruppen, till vilka jag vill framföra mitt varma tack.

Torbjörn Boström, Bengt Lundqvist, Britt Olofsdotter och Claes Reuterskiöld på BFR har kommit med värdefulla synpunkter och förslag. Karl Oskar Johansson och Sven Saleback vid Sala-Heby Energi AB har ställt upp med material och synpunkter i samband med upprättande av beräkningsfall. Barbro Grén och Lillemor Hyllengren har snabbt och precist renskrivit manuskriptet. Göte Bergh har bidragit med utmärkta ritningar.

Till ovan nämnda (och glömda) som bidragit till detta projekts genomförande vill jag framföra ett stort tack.

Stockholm februari 1984

Björn Wetterborg

SAMMANFATTNING

Fjärrvärmesektorns oljeberoende är idag mycket stort. De energipolitiska beslut som tagits syftar till att Sveriges oljekonsumtion skall minska drastiskt. För fjärrvärmens del kan detta ske genom byte till fasta bränslen. Nya tillförselsystem såsom värmepumpar, solvärme eller industriell spillvärme kan också introduceras.

För att utvärdera dessa nya teknologier för energitillförsel har en datorbaserad simuleringsmodell utvecklats. Tyngdpunkten ligger på modellering av tillförsel från värmepumpar, solvärmesystem eller industriell spillvärme. Sådana produktionsformer kan utvärderas både i centraliserad och decentraliserad förläggning. Olika former av mer konventionell produktion såsom kraftvärmeverk samt bränsle- eller elbaserade värmeverk kan ingå i simuleringarna. Modellen är begränsad till radiell nätkonfiguration och till inkoppling av värmepumpar, solvärme och spillvärme på returledningen. Simuleringen sker i tidssteg om en timme, i vilka belastning, förluster, nätflöden och produktion bestäms.

Simuleringsmodellen kan användas vid planering av fjärrvärmesystem, så att framtida tillförsel av exempelvis solvärme underlättas. Om lågvärdigt värme tillföres i flera punkter kan driftoptimeringen av systemet bli komplex. Simuleringsmodellen ger då möjlighet att utvärdera styrning av den lågvärdiga värmeförseln. Byte av inkopplingspunkter för denna värmeförsel är också ett instrument för driftoptimering som kan utvärderas.

Modellen arbetar med ett stort antal belastningspunkter utspridda i fjärrvärmenätet, så att flödesförhållandena kan återbildas. Klimatvärmebehovet i varje belastningspunkt består av en del som påverkas av värmetrögheten i klimatskärmen, och en del som inte påverkas av denna. Tappvarmvattenbehovet ges av dygnsvariationskurvor. För varje belastnings-

punkt kan penetrationsgrad och avgiven effekt för frånlufts-
värmepumpar anges. Temperaturer i radiatorkretsar och hos
tappvarmvattnet ingår i modellen för att ta fram returtempe-
raturen från abonnentcentralerna.

Simuleringsmodellen medger beräkning av flöden i varje del
av ledningsnätet. För att begränsa beräkningstiden på dator
bör belastning aggregeras ihop och delar av det klenaste led-
ningsnätet uteslutas. En central punkt där huvuddelen av den
konventionella produktionen sker skall definieras. I varje
tidssteg beräknas termiska förluster och tillgodogjord ström-
ningsförlust för varje ledning. Detta ger netto förlusteffekt
som sammanvägs med belastningseffekterna varefter varje abon-
nentflöde kan beräknas. Nätflödena erhålles sedan genom sum-
mering. De termiska förlusterna från returledningen beräknas
från temperaturnivån i varje nättdel. Den ges av returtempe-
raturen från abonnentcentraler och av decentraliserad produk-
tion.

Stor vikt har lagts vid att återbilda temperaturförhållandena
i returledningen. Dit ansluts nya produktionsformer som of-
tast påverkas starkt av temperatur- och flödesnivå. Därför
beräknas transporttider för returledningsvattnet från belast-
nings- och produktionspunkter till produktionspunkter. Retur-
temperaturer från abonnentcentraler och temperaturhöjningar
orsakade av produktion kan därefter förläggas i tid och rum
i returledningsnätet. Temperaturer i produktionspunkter blir
sedan resultatet av denna kartläggning av energimängders för-
flyttning i returledningen.

Värmepumpmodellen avser större enheter inkopplade på huvud-
kulvertars returledning och med vatten som värmekälla. Värme-
och el-effekt beräknas i andragradspolynom i förångnings-
och kondenserings Temperaturen. Genom förenklingar i tempera-
turförhållandena i förångare och kondenser undviks iterativa
beräkningar. Modellen beaktar begränsningar i tillgänglig
energi från värmekällan och maximalt tillåten kondenserings-
temperatur som ibland begränsar värmeeffekten. Temperatur
och flöde hos värmekällan anges för varje simulerat dygn.

Solvärmen antas tillföras från stora enheter vid huvudkultvertars returledning. Modellen kan behandla fasta eller rörliga solfångare. Den matematiska formuleringen utgörs av ett lineärt ekvationssystem, där solfångaren modelleras som en värmeväxlare.

Industriell spillvärmertilförsel utformas mer olika från fall till fall än vad som gäller för värmepumpar eller solvärme. En helt generell modell är därför svår att få fram. Modellen av industriell spillvärme har därför också funktionen att definiera spillvärmemodellens plats i den övergripande modellen. Tillgänglig spillvärmeeffekt anges timme för timme och i den enkla spillvärmemodellen tas sedan hänsyn till temperaturbegränsningar.

Den konventionella produktionen utgörs av hetvattencentraler eller kraftvärmeverk. Huvuddelen av denna produktion skall ske i den centrala punkten. Mindre hetvattencentraler för upptagande av spetsbelastningar får finnas decentraliserat i nätet. De får dock inte vara så stora att flödet i någon ledningsdel ändrar riktning. Produktionsenheterna definieras av verkningsgrads- och elutbyteskurvor samt typ av bränsle.

En hetvattenackumulator kan simuleras. Den antas vara belägen i den centrala punkten och vara av icke trycksatt typ. Den är till för att utjämna produktionen från värmepumpar och solvärmeanläggningar.

Värmepumpar, solvärme och industriell spillvärme har alla i modellen lika och högsta prioritet som värmekälla. Detta innebär att de kan slå ut varandra genom att höja temperaturen på returvattnet. En styrning kan dock tillgripas för att undvika oönskade effekter av prioriteringen. Då specificeras producerad värme timme för timme i de enheter som skall styras. Prioriteringen av de konventionella enheterna i den centrala punkten sker efter den ordning de angivits till modellen. Decentraliserade hetvattencentraler styrs helt av uttemperaturen.

Simuleringen kan ske i en datumkontinuerlig följd av dygn eller av enstaka dygn som är representativa för längre perioder. Enstaka dygn medger besparingar av stora mängder datortid.

Utetemperaturen ges timme för timme till modellen. Om solvärme skall simuleras måste också globalstrålning ges för varje timme. Modellen delar sedan upp strålningen i en direkt och en diffus strålningsdel, samt beräknar solens läge under varje timme.

En metod för ekonomisk utvärdering har knytits till simuleringsmodellen. I den ekonomiska utvärderingen beräknas kostnadsbesparingar som blir följderna av ett investeringsprogram. Därvid jämförs simuleringsresultaten från ett system med och ett system utan investeringsprogrammet. Kostnadsbesparingarna diskonteras med en angiven kalkylränta till investeringsåret. Efter reduktion med investeringskostnaderna erhålles investeringens nuvärde.

För att simuleringar med enstaka dygn skall täcka in de flesta klimatiska förhållandena, har en metod för generering av klimatdata ur statistiska fördelningar utvecklats. Utgångspunkten är slumpvis generering av medeltemperaturer för varje dag på året. Dessa värden ordnas efter stigande värde inom varje månad, varefter medelvärdesbildning sker till fyra typiska dygn per månad. En deterministisk metod används för framtagande av temperaturvariationen under dygnet. Dessa temperaturer används sedan för att ge två molnighetsindex per dygn som i sin tur medger beräkning av globalstrålningen timme för timme. Medelvärdesbildningen av globalstrålningen sker så att samma dygn som ger temperaturen för ett typiskt dygn också ger globalstrålningen för detta dygn.

Några testfall med Sala fjärrvärmesystem som grund har utförts. Där finns landets första fjärrvärmeanslutna värmepump. Simuleringarna syftade till att analysera hur värmepumpar och solvärme påverkas av ändrade belastningsförhållanden. Energisparprogrammet och lägre systemtemperaturer är då de viktigaste komponenterna i belastningsändringarna. Simuleringarna

visar att energisparprogrammet har en mycket stor inverkan på främst konventionell produktion. Utnyttjningen av värmepumpen och solvärme är däremot oförändrad eftersom dessa används för basproduktion. Sänkta flöden i nätet efter besparingarna ger dock sämre effektivitet i tillförseln från värmepumpar och solvärme. En ekonomisk analys visar på en mycket god ekonomi för värmepumpen men stora underskott för solvärme. Sänkta systemtemperaturer ger än bättre resultat för värmepumpen men mycket liten förbättring för solvärme.

SUMMARY

The overall energy policy of Sweden is to reduce the consumption of oil for heating purposes. In district heating system, new energy sources as heat pumps, solar energy and waste heat from industries can be utilized. These technologies are often introduced as distributed energy sources. As they supply low temperature heat, they are connected to the return pipes of the network.

A simulation model and a computer program have been developed for the new energy sources. The model can also handle conventional units as boilers and back-pressure turbines. To model the temperature in the return network the time elapses for water movements in the pipes are taken into account. The model is restricted to radial network with one central node with conventional heat plant. In this node, a hot water accumulator can be included. The accumulator shifts the energy over the time so that the nondispatchable energy sources can be fully utilized. The loads are simulated by means of RC-networks. The hot water demand for domestic use is obtained from daily demand curves. The return temperature from the substation is calculated by considering the temperature control of the secondary systems in the buildings.

The submodels of waste heat supply, heat pumps and solar energy plants are restricted to units connected to the return pipes of the district heating system. In the heat pump model, the output heat and the input electric power are calculated from second order polynomials in terms of evaporating and condensing temperatures. These powers are then adjusted according to the heat source and the heat recipient limits. The model of solar plants can be used both for fixed and moving collectors. A collector is modelled as a heat exchanger. With some simplifica-

tions, this results in a linear equation system which can be easily solved. Waste heat supply from industries is given as the available heat power in each time step of the simulation. This power is then reduced according to the prevailing temperature and flow conditions in the heat recipient.

A stochastic method for climate data is attached to the model. Hourly values of temperature and insolation are created from distribution functions of climate observations. An economic model performs investment analyses by comparing operation costs for different alternative systems.

A number of case studies has been carried out to test the model and demonstrate its capability. The impact of energy conservation and temperature levels on heat pumps and solar systems was the aim of these case studies. Load shifting and the energy storage in solar system was also studied. The case studies show that energy conservation mainly reduces the production in conventional heat plants. Heat pumps and solar systems are used for base production so these units are fully utilized even though the load is reduced. The temperature levels have a great impact on the efficiency and economy of the heat pumps.

1. INLEDNING

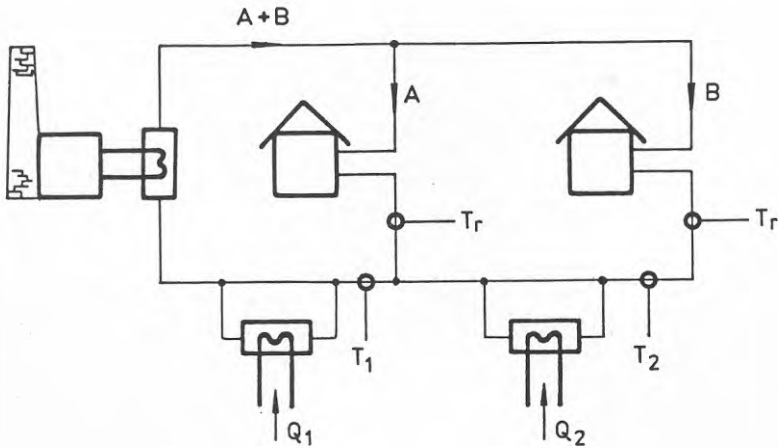
1.1 Bakgrund

Fjärrvärmen levererar idag cirka en fjärdedel av den energi som används för byggnadsuppvärmning i Sverige. Fjärrvärmereörelsens beroende av olja är mycket stor, under driftåret 80/81 stod oljan för 87 % av primärenergibehovet. Mot bakgrund av energipolitiska beslut är det angeläget att minska detta oljeberoende, på ett ekonomiskt och miljövänligt sätt. Förutom substitution av olja mot andra bränslen i hetvattencentralerna, kan en oljereduktion ske genom tillförande av lågvärdig värme till fjärrvärmesystemet [1].

Med lågvärdig värme avses värmemängder som har ett begränsat användningsområde på grund av låg temperatur eller osäkerhet i tillgång. De system som tillvaratar sådan värme och är användbara i fjärrvärmesammanhang är värmepumpar, solvärme-system eller system för tillförsel av industriell spillvärme. Industriell spillvärme intar en mellanställning då den i vissa fall kan ha hög temperatur och jämn tillgång.

Värmepumpar för användning i fjärrvärmesystem har uteslutande avloppsvatten eller sjövattnen som värmekälla. Detta begränsar de möjliga förläggningspunkterna för en värmepump inom en kommun. Solvärmeutnyttjning kräver tillgång till stora markarealer för uppställning av solfångare, vilket begränsar platserna där dessa kan placeras. Värmepumpar och solvärme-system för dessutom med sig stora investeringar vilket gör att extra investeringar i nät för transport av deras värme till fjärrvärmesystemet bör undvikas. Tillgången på industriell spillvärme är också begränsad till ett par punkter inom en kommun, men sådana projekt kan ibland bära en investering i anslutningsnät. Sammantaget ger dock detta att om lågvärdig värme skall tillföras ett fjärrvärmesystem, är det gynnsamt att beakta detta redan vid planläggningen av fjärrvärmenätet. Då vägs kostnader för avvikelser från optimal nätkonfiguration mot vinster i att utnyttja värmepumpar, solvärme eller industriell spillvärme.

Värmeproduktionen från värmepumpar och solvärmesystem och ibland tillförseln av industriell spillvärme, påverkas av temperaturen och flödet hos det medium som mottar värmen. Hög temperatur och lågt flöde inverkar ogynnsamt på verkningsgrad och energiutbyte. Om det finns flera tillförselpunkter av lågvärdigt värme till returledningen av samma system, kommer produktionsenheterna att påverka varandra genom den temperaturförhöjning de orsakar. Se figur 1.1.



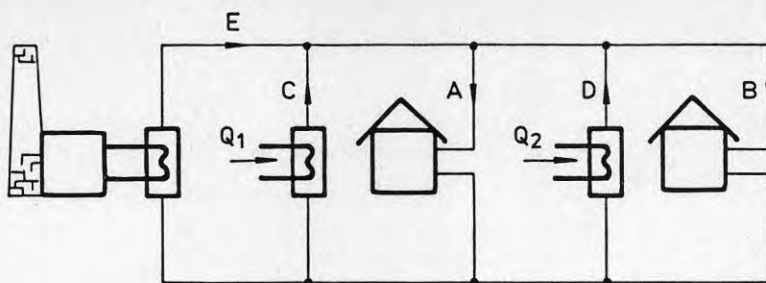
Figur 1.1 Temperatur- och flödesförhållanden vid tillförsel till returledning.

Enligt figuren fås:

$$T_1 = \text{funktion av } (A, B, T_r, Q_2) \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (1.1)$$

$$T_2 = T_r \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (1.2)$$

Det flöde som i varje ögonblick finns tillgängligt för upptagning av producerad lågvärdig värme, är begränsat av det sammanlagda flöde som passerar värmebelastningarna. Om tillförseln av lågvärdig värme sker på flera ställen mellan retur- och framledning kommer därför produktionsenheterna att påverka varandra genom konkurrens om tillgängligt flöde. Se figur 1.2.



Figur 1.2 Temperatur och flödesförhållanden vid tillförsel mellan retur- och framledning.

För flödesbalans skall gälla:

$$E + C + D = A + B \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (1.3)$$

varvid erhålles

$$C = (A + B) - E - D \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (1.4)$$

$$D = (A + B) - E - C \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (1.5)$$

Denna ömsesidiga påverkan genom temperatur- eller flödesbilden gör en driftoptimering av fjärrvärmesystemet mer komplex. Vid en sådan driftoptimering minimeras produktionskostnad eller viss bränsleåtgång med hänsyn till givna tekniska begränsningar. För att maximera produktionen i enheter med gynnsamma egenskaper är det för system med decentraliserad tillförsel av värme nödvändigt att ta fram temperatur- och flödesbilden i nätet.

Om tillförsel av lågvärdig värme skall kunna utvärderas både i planerings- och driftskedet behövs matematiska modeller av fjärrvärmesystemet. Komplexiteten i sådana system där det dessutom ingår värmepumpar, solvärmesystem eller system för tillförsel av industriell spillvärme, gör att datorbaserade simuleringsmodeller är nödvändiga.

1.2 Projektmål och avgränsningar

En simuleringsmodell för fjärrvärmesystem med decentraliserad tillförsel av lågvärdig värme har utvecklats inom projektet. Den beräknar belastning, produktion och förluster i ett föreslaget fjärrvärmesystem genom simulering i tidssteg om en timme. Tidsstegets längd gör att snabba transienta förlopp ej behandlas, men att varierande klimat och tillgång på lågvärdig värme kan återspeglas i modellen.

Det gynnsammaste sättet att tillföra värme från värmepumpar och solvärmesystem är att ansluta dem till fjärrvärmenätets returledning. Då får de arbeta vid lägsta möjliga temperatur och har därmed högsta möjliga effektivitet. De många värmepumpar som nu projekteras för fjärrvärmesystem i Sverige kommer att anslutas på detta sätt. Detta gäller också för tänkt framtida utnyttjning av solvärme. Simulering av energitillförsel till returledningen kräver att temperaturförhållandena där behandlas ingående. I modellen beräknas därför transporttiderna för vattnet i returledningen, varefter temperaturförändringar som en följd av energitillförsel kan förläggas riktigt i tiden i nätets olika delar. Beräkningar av transporttider kräver dock att flödet i nätet är känt för flera tidssteg framåt. Detta gör att det inte får finnas någon process som i efterhand ändrar flödet som en konsekvens av temperaturförhållandena i nätet. En tillförsel av värme mellan retur- och framledning utgör en sådan process, se figur 1.2. Produktionsenheterna måste där öka sitt anspråktagna flöde vid stigande returtemperatur för att utmatad effekt och framledningstemperatur skall vara konstant. På grund av detta har simuleringsmodellen begränsats till att endast behandla inkoppling på returledningen. Detta gäller då också för industriell spillvärme trots att den kan ha sådan temperatur att den kan tillföras mellan retur- och framledning.

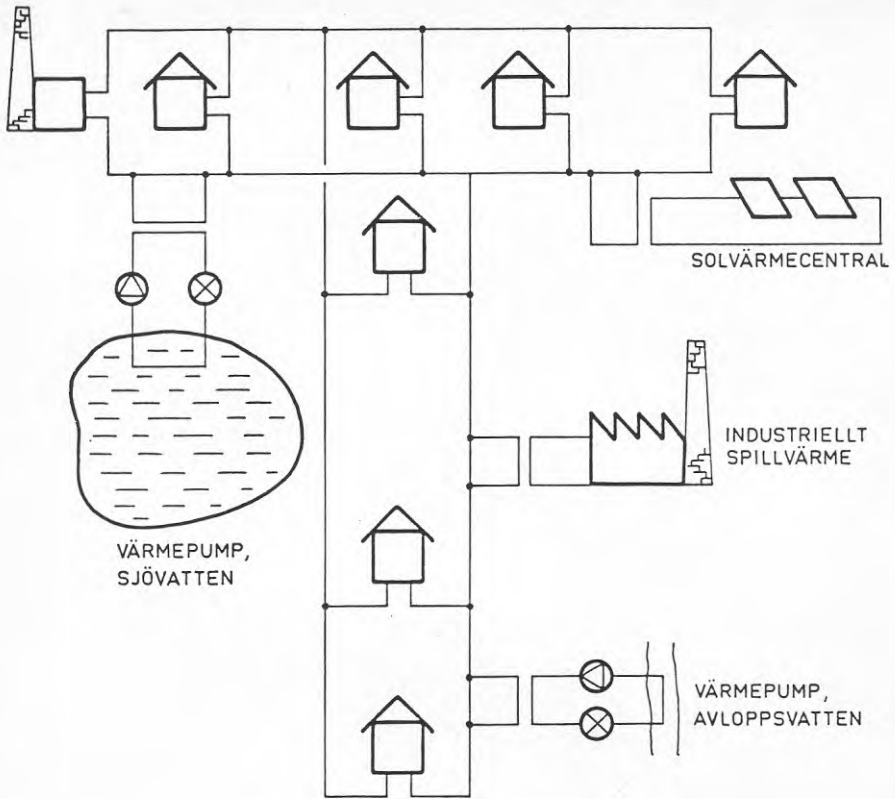
Fjärrvärmenät kan vara maskade eller radiella. I maskade nät finns det en eller flera vägar för en vattenmassas rörelse mellan två punkter. I radiella nät finns endast en sådan väg.

Den väg som vattenmassan tar i det maskade nätet bestäms av den ständigt föränderliga flödesbilden. Vattenmassans väg i det radiella nätet bestäms på förhand av nätkonfigurationen.

För att simulera ett fjärrvärmenät av godtycklig utformning krävs en modell där den totala vattenmassan delas in i delvolym. En sådan delvolym antas ha en homogen temperatur, vars värde beräknas genom lösning av en differentialekvation i varje tidssteg av simuleringen. För att en sådan modell skall bli meningsfull och tillräcklig noggrannhet erhållas, måste delvolymerna vara små och tidsstegen korta. Simuleringen av nätet blir då beräkningsmässigt betungande. Om längre perioder skall simuleras och om samtidigt andra beräkningar än just på nätet skall göras, behövs förenklingar. För specialfallet radiella nätkonfigurationer kan snabba beräkningsmetoder användas. Eftersom en vattenmassas väg längs returledningen då är given, påverkar flödesbilden endast transporttiderna och ej valet av väg. Av nämnda skäl begränsas därför simuleringsmodellen till radiella nätkonfigurationer. Figur 1.3 försöker åskådliggöra uppbyggnaden av ett fjärrvärmesystem som skulle kunna utvärderas med modellen.

Kravet att vattnets väg mellan två punkter i nätet enbart skall bestämmas av nätbilden ger ytterligare en begränsning i modellen. Det får inte förekomma hetvattencentraler ute i nätet som tar så mycket flöde att flödet i någon nättdel ändrar riktning. Flödesriktningen skall i framledningen vara från en central punkt mot nätets periferi, och i returledningen från periferin mot en central punkt. I denna centrala punkt antas huvuddelen av produktionen i hetvattencentraler äga rum. Mindre hetvattencentraler belägna ute i nätet kan dock simuleras, se avsnitt 3.7 och 5.3.

Värmepumpar och solvärmesystem kan i princip kopplas till ett fjärrvärmesystem på vilken nivå som helst, från hetvattencentralen ut till den minsta värmeförbrukaren. Ekonomiska aspekter talar dock för en central placering av enheterna vid huvudkulvertnätet. Modellen begränsas därför till sådana förläggningar.



Figur 1.3 Fjärrvärmesystem med decentraliserad energitillförsel

2. BELASTNING

2.1 Inledning

Belastningarna skapar vattenflödet i fjärrvärmenätet, eftersom ett momentant behov av värme omedelbart påkallar en avtappning av vatten från framledningen. Till modellen anges karakteristiken för varje belastningspunkt i nätet. Belastningspunktens namn har då definierats genom angivande av nätkonfigurationen. Därvid simuleras belastningarna på sina verkliga platser i systemet, så att rätt flödesbild kan ställas upp.

2.2 Klimatvärme

Behovet av klimatvärme är beroende av temperaturskillnaden mellan inne- och uteluften. En viss värmetröghet finns i byggnadsstommarna som gör att en ändring av denna temperaturskillnad inte momentant slår igenom i en ändring av värmebehovet. Värmetransmissionen genom fönster och värmebehovet för uppvärmning av ventilationsluft påverkas dock momentant av en ändrad temperaturskillnad. I tabell 2.1 visas den procentuella fördelningen på olika värmeförluster för ett äldre och ett nyare flerfamiljshus. Uppgifterna för det äldre huset är hämtat från Expertgruppen för energihushållning [2]. För det nyare huset har beräkningar gjorts på ett 3-plans hus med 18 lägenheter på 90 m². Isoleringsstandarden är enligt 75 års byggnorm med 50 %-ig återvinning av energin i ventilationsluften.

	Äldre hus	Nyare hus
Golv och tak	11	16
Väggar	33	28
Fönster	19	25
Ventilation	37	31

Tabell 2.1 Procentuell fördelning av värmeförluster

Tabellen visar att 56 % av värmeförlusterna för denna typ av hus är att hänföra till fönster och ventilation. En relativt stor del av värmeförlusterna påverkas därför av den momentana skillnaden mellan inne- och uteluften. Detta framgår också av mätningar [4].

I modellen beräknas för varje belastningsnod en värmebehovsfaktor enligt

$$G = \frac{P_{\text{dim}}}{(T_i - T_{\text{dim}})} \quad [\text{W}/^\circ\text{C}] \quad (2.1)$$

där

P_{dim}	värmebehov under stationära förhållanden i byggnaden vid temperaturen T_{dim}	[W]
T_{dim}	utetemperatur svarande mot P_{dim}	[$^\circ\text{C}$]
T_i	innetemperatur	[$^\circ\text{C}$]

Radiatorerna behöver inte tillföra hela klimatvärmebehovet. Genom elanvändning i hushållen, värmeavgivning från människor och vid bruk av tappvarmvatten tillförs byggnaderna så kallad "gratisvärme". Denna värmertilförsel kan antas ge en konstant temperaturhöjning hos inneluften. Uttryck 2.1 kan då skrivas om:

$$P_{\text{dim}} - P_g = G(T_i - \Delta T_i - T_{\text{dim}}) = G(T_i - T_{\text{dim}}) - G\Delta T_i \quad (2.2)$$

där

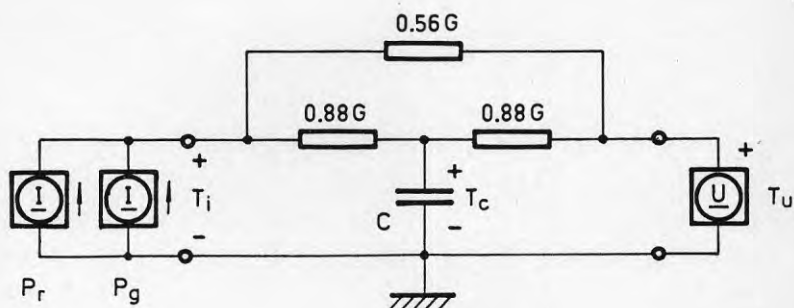
P_g	effektillskott i form av gratisvärme	[W]
ΔT_i	antagen temperaturförhöjning på grund av gratisvärme	[$^\circ\text{C}$]

I verkligheten är det oftast effektbehovet $P_{\text{dim}} - P_g$ som är känt genom belastningsmätningar. Då får temperaturhöjningen ΔT_i uppskattas och värmebehovsfaktorn beräknas ur 2.2 snarare än ur 2.1. Till modellen anges två värden på innetemperaturen. Den ena svarar mot förhållandena vid dimensioneringsfallet och den andra vid mera genomsnittliga förhållanden. Den senare temperaturen används för värmebehovsberäkningarna i simuleringen.

Genom identifiering erhålles ur uttryck 2.2:

$$P_g = G\Delta T_i \quad [\text{W}] \quad (2.3)$$

För modellering av byggnaderna används en elektrisk analogi av värmeväxlingen. Värmegenomgångstal (förlustfaktorn G) representeras då av admittanser, temperaturer av spänningar och värmeeffekter av ström. Värmekapacitet görs analog med kapacitans. Förlustfaktorn G delas upp enligt tabell 2.1 på en del som påverkas av värmetrögheten i byggnaden och på en del som inte påverkas av denna. Värmekapaciteten antas värmeledningsmässigt befinna sig mitt i klimatskärmen. Figur 2.1 visar det nätverk som avbildar byggnaderna.



Figur 2.1 Modell av byggnad

Förklaring till figur 2.1:

T_u	utetemperatur	[$^{\circ}\text{C}$]
T_c	temperatur i värmekapacitet	"
T_i	innetemperatur	"
P_r	radiatoreffekt	[W]
P_g	gratisvärme	"
0.56G	fönster- och ventilationsförluster	[W/ $^{\circ}\text{C}$]
0.88G	transmissionsförluster	"
C	värmekapacitet i byggnadens klimatskärm	[Ws/ $^{\circ}\text{C}$]

I figur 2.1 är spännings- och strömkällor av likspännings-typ vilket syftar på att utetemperatur och tillförda effekter är konstanta inom varje tidssteg. Temperaturen i värmekapaciteten förändras kontinuerligt på grund av ändringar i utetemperaturen. Innetemperaturen antas konstant, och radiatoreffekten P_r blir då den effekt som precis upprätthåller

denna temperatur. Detta sätt att beräkna radiatoreffekten är naturligtvis en idealisering av de verkliga förhållandena. De åtgärder som idag vidtas för att förbättra regleringen av värmeanläggningar gör dock att verkligheten kommer allt närmare denna idealisering.

Tidskonstanten för klimatskärmen är:

$$\tau = \frac{C}{2 \cdot 0.88G} = \frac{C}{1.76G} \quad [s] \quad (2.4)$$

Denna tidskonstant är åtminstone en tiopotens större än tidssteget (1 timme) i simuleringen. Därför kan en relativt enkel metod användas för integrering av den differentialekvation som avbildar temperaturförändringar i värmekapaciteten. Metoden kallad modifierad Euler används. Då beräknas derivatan för temperaturändringen under ett tidssteg ur medelvärdet av temperaturen vid början och slutet av tidssteget. Temperaturen $T_{C,k}$ är då definierad som värdet vid slutet av tidssteg k .

$$T_{C,k} = T_{C,k-1} + \Delta T_{C,k} \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} \Delta T_{C,k} = \frac{h}{C} & \left(0.88G \left(T_i - \frac{T_{C,k-1} + T_{C,k}}{2} \right) + \right. \\ & \left. + 0.88G \left(T_{u,k} - \frac{T_{C,k-1} + T_{C,k}}{2} \right) \right) \end{aligned} \quad (2.6)$$

Ur detta erhålles:

$$T_{C,k} = \frac{\left(T_{C,k-1} + \frac{h}{2\tau} (T_i + T_{u,k} - T_{C,k-1}) \right)}{1 + \frac{h}{2\tau}} \quad (2.7)$$

där h är tidssteget i simuleringen [s]

Radiatoreffekten P_r kan då beräknas enligt:

$$P_{r,k} = 0.56G(T_i - T_{u,k}) + 0.88G \left(T_i - \frac{T_{C,k-1} + T_{C,k}}{2} \right) - P_g \quad [W] \quad (2.8)$$

Om modellen finner denna relation negativ, sätts $P_{r,k}$ till noll. Dessutom finns det i modellen en dygnsmedeltemperatur över vilken radiator-kretsarna antas vara avstängda. Den to-

tala värmetrögheten inkluderande klimatskärmen, inre byggnadselement och inventarier gör då att temperatursvängningar utomhus inte påverkar innetemperaturen nämnvärt.

2.3 Cykliska förlopp

Simuleringar med modellen sker oftast med hjälp av dygn typiska för längre perioder (se kapitel 7 och 10) för att spara datortid. Ett sådant dygn anses teoretiskt vara omgivet av dygn med lika väderförhållanden. Därmed har temperaturen i en klimatskärms värmekapacitet antagit ett cykliskt förlopp. Detta betyder att för samma tidpunkt under olika dygn är temperaturen densamma. Innan den egentliga simuleringen börjar, tas temperaturförloppet fram på följande sätt.

Som första ansats för temperaturen vid tidssteg $k = 0$ tas medelvärdet av innetemperaturen och dygnets medeltemperatur.

$$T_{C,0} = \frac{T_i + \bar{T}_u}{2} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.9)$$

Utgående från detta värde beräknas sedan temperaturer i värmekapaciteten för alla tidssteg under dygnet med hjälp av relation 2.7. Eftersom ett cykliskt förlopp skall erhållas, skall det gälla att starttemperaturen skall vara lika med temperaturen 24 timmar senare:

$$T_{C,0} = T_{C,24} \quad (2.10)$$

Efter en första beräkning av temperaturerna enligt ovan satisfieras inte relation 2.10. Däremot gäller följande samband (där tidskonstanten τ är uttryckt i timmar):

$$T_{C,24} = \Delta T_C (1 - e^{-24/\tau}) + T_{C,0} \quad (2.11)$$

Ur relation 2.11 kan temperatursprånget ΔT_C lätt beräknas. Detta språng är det värde som skulle lagts till startvärdet enligt uttryck 2.9 för att direkt erhålla ett cykliskt förlopp i temperaturen hos värmekapaciteten. Ett andra korrekt startvärde blir:

$$T_{C,O}^* = T_{C,O} + \Delta T_C \quad (2.12)$$

Detta värde används sedan för att beräkna temperaturförloppet under dygnet enligt relation 2.7. Ovanstående beräkningssång genomförs för varje värde på tidskonstanten τ som ingår i simuleringen. För lika värden på τ kan dessutom en åtskillnad i innetemperatur göras.

2.4 Bestämning av tidskonstant

Av uttryck 2.7 framgår att temperaturen hos värmekapaciteten blir lika för olika byggnader förutsatt att innetemperatur och tidskonstant är lika. Detta har utnyttjats i modellen för att spara beräkningstid i datorn. Då värmekapacitetens temperatur har beräknats för en klass byggnader med lika tidskonstant och innetemperatur, beräknas radiator-effekten till varje byggnad från dess specifika förlustkonstanter enligt uttryck 2.8.

Om tidskonstanter för olika väggkonstruktioner beräknas, framkommer värden mellan 10 och 100 timmar. Det lägre värdet avser dåligt isolerade konstruktioner av lättbetong eller trä. Det övre värdet erhålles för tilläggsisolerade tegel- eller betongväggar.

I kapitel 11 tas tidskonstanten för ett specifikt fjärrvärmeområde fram. Ett sammanvägt värde visar sig då vara 11 timmar, vilket är lågt inom intervallet ovan. Detta låga värde kan bero på det sätt som radiatorkretsarna regleras. Framledningstemperaturen för dessa regleras momentant efter rådande utetemperatur enligt ett huvudsakligen lineärt samband. Flödet genom radiatorerna är ofta konstant. Radiatorsystemet kan då sägas sträva efter att tillföra en effekt som är direkt proportionell mot skillnaden mellan ute- och innetemperaturen. Tidskonstanten för klimatskärmen reduceras troligen också av köldbryggor som inte medräknats ovan. Tilläggsisolering och förbättrad reglering av radiatorsystemen (exempelvis genom radiatortermostater) kommer därför att öka tidskonstanten. Tilläggsisolering ger inget större bidrag till värmekapaciteten, men kan i vissa fall ge en kraftig sänkning av värmeförlusterna. Då ökar också tidskonstanten kraftigt, se uttryck 2.4.

2.5 Tappvarmvatten

Tappvarmvattenförbrukningen beräknas separat för varje timme. Till modellen anges dygnsvariationskurvor över tappvarmvattenbehovet, normerade med varmvattenbehovets topp effekt. Olika kurvor anges för att återspegla variationen i förbrukningsnivå mellan olika dygn och årstider. Den begränsade tillgången på data gör att dygnsvariationskurvorna är lika för alla belastningarna. Om kurvor fanns att tillgå för olika typer av belastningar, möter det inget hinder att utöka modellen för att räkna med dessa. Till varje belastningspunkt anges en fix topp effekt för varmvattenbehovet som tillsammans med de normerade variationskurvorna ger effektbehovet enligt:

$$P_{vv,k} = b_k \hat{P}_{vv} \quad [W] \quad (2.13)$$

där

$P_{vv,k}$ tappvarmvatteneffekt, tidssteg k [W]

b_k koefficient i dygnsvariationskurva, tidssteg k [-]

\hat{P}_{vv} topp effekt för varmvattenbehovet [W]

2.6 Frånluftsvärmepumpar

Frånluftsvärmepumpar tillvaratar värmen i ventilationsluft som annars skulle gå helt förlorad till omgivningen. Den erhållna värmen används främst till tappvarmvattenberedning men också inkoppling på radiatorkretsarna har börjat tillämpas. Installation av sådana pumpar i fjärrvärmeanslutna hus minskar värmeunderlaget för fjärrvärme på ett märkbart sätt. Det finns därför behov av att simulera frånluftsvärmepumpar tillsammans med fjärrvärmesystem. En enkel modell av sådana pumpar har därför inkluderats i simuleringsmodellen.

Frånluftsvärmepumpar arbetar under relativt konstanta förhållanden. På förångarsidan tillgrips en sänkning av frånluftens temperatur från 20°C till cirka 5°C. Flödet av frånluft är konstant, bestämt av hygieniska krav på inomhusluften. På kondensorsidan ansluts en mindre ackumulator (cirka 30 liter per

lägenhet) beroende på att tappvarmvattenbehovet har utpräg-
lade toppar. För bästa ekonomi i installationen skall retur-
ledningen från radiatorkretsarna även passera kondensorn [23].
Ackumulatorn och radiatorinkopplingen bör tillsammans ge jämna
driftsförhållanden vid kondensorn.

På grund av de jämna driftsförhållandena kan frånluftsvärme-
pumparna representeras med endast två variabler. En ger total
kondensoreffekt och den andra andelen lägenheter som har pum-
par. Dessa två variabler anges för varje belastningspunkt.
Ackumulatorn behöver ej simuleras eftersom den endast utjäm-
nar belastningen under en eller ett par timmar. Modellen an-
tar att frånluftsvärmepumpen också lämnar värme till radiato-
rerna.

Den maximala värmeeffekt $P_{a,k}$ som frånluftsvärmepumpar kan
täcka i varje belastningspunkt beräknas genom:

$$P_{a,k} = \beta (P_{r,k} + P_{vv,k}) \quad [W] \quad (2.14)$$

β andelen lägenheter som har frånluftsvärme-
pump [-]

$P_{r,k}$ klimatvärmebehov, tidssteg k [W]

$P_{vv,k}$ tappvarmvattenbehov, tidssteg k ["]

Värmeeffekten $P_{b,k}$ till belastning i punkten som inte har
frånluftsvärmepump blir:

$$P_{b,k} = (1 - \beta) (P_{r,k} + P_{vv,k}) \quad [W] \quad (2.15)$$

Sammanlagd belastningseffekt $P_{FJV,k}$ på fjärrvärmesystemet
blir då i punkten:

$$P_{FJV, k} = \begin{cases} P_{b,k} + (P_{a,k} - P_{FVP}) & P_{FVP} < P_{a,k} \\ P_{b,k} & P_{FVP} \geq P_{a,k} \end{cases} \quad [W] \quad (2.16)$$

P_{FVP} är tillgänglig kondensoreffekt i belastningspunkten.

2.7 Sekundärsystem

Med sekundärsystem avses de distributionsnät och reglercentraler som överför och styr energin från värmeväxlarna vid fjärrvärmnätet till de slutliga omvandlingsställena. För modellen är de viktigaste parametrarna de temperaturnivåer vid vilken denna distribution sker.

För tappvarmvatten antas en konstant leveranstemperatur om exempelvis 55 eller 45 °C. Äldre byggnormer har angivit 55 °C men nyare normer anser 45 °C vara tillräckligt. Framledningstemperaturen till radiatorerna antas regleras lineärt efter utetemperaturen. Modellen utgår från följande storheter då denna kurva etableras:

$t_{f,dim}$	framledningstemperatur vid dimensioneringspunkt	[°C]
T_{dim}	utetemperatur vid dimensioneringspunkt	"
T_i	innetemperatur	"
ΔT_g	temperaturhöjning inne på grund av "gratisvärme"	"

Konstanterna a och b för framledningstemperaturkurvan kan då beräknas ur ekvationssystemet:

$$\left\{ \begin{array}{l} t_{f,dim} = a + bT_{dim} \end{array} \right. \quad (2.17)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} T_i = a + b(T_i - \Delta T_g) \end{array} \right. \quad (2.18)$$

Ekvation 2.18 uttrycker att ingen värmeförsel behövs (radiatortemperatur lika med innetemperatur) då gratisvärmens ensam kan stå för värmeförseln.

Modellen behöver även känna returtemperaturen från radiatorerna. Vid dimensionerande förhållanden gäller:

$$\dot{m}_r c (t_{f,dim} - t_{r,dim}) = P_{dim} - P_g \quad (2.19)$$

där

$t_{r,dim}$	returtemperatur i dimensioneringspunkten	[°C]
\dot{m}_r	radiatorflöde	[m ³ /s]
P_{dim}	totalt effektbehov i dimensioneringspunkten	[W]
P_g	gratisvärme	[W]
c	vattens specifika värme	[Ws/m ³ °C]

Radiatorflödet antas konstant, varför följande samband råder mellan returtemperaturen $T_{r,k}$ och effektbehovet $P_{r,k}$ i ett tidssteg k . Utöver gratisvärmen kan effektbehovet vara reducerat med tillförd effekt från frånluftsvärmepumpar.

$$t_{r,k} = t_{f,k} - \frac{P_{r,k}}{\dot{m}_r c} \quad (2.20)$$

Om 2.19 sätts in i 2.20 erhålles:

$$t_{r,k} = t_{f,k} - \frac{P_{r,k}}{P_{dim}} (t_{f,dim} - t_{r,dim}) \quad (2.21)$$

Ofta sänks framledningstemperaturen till radiatorerna under natten i syfte att sänka inomhustemperaturen och därmed spara energi. Utförda mätningar [24] visar dock att denna nattsänkning ger en konstant innetemperatursänkning som svarar för 75 % av energibesparingen. För byggnader med nattsänkning kan därför i modellen såsom tidigare antas att innetemperaturen är konstant. Den överförda radiatoreffekten reduceras med hänsyn till den sänkta framledningstemperaturen. Den överförda värmeeffekten kan sägas vara proportionell mot skillnaden mellan framlednings- och innetemperaturen. Därvid erhålles:

$$P_{r,k} = P_{r,k}' \left(1 - \frac{\Delta t_f}{t_{f,k}' - T_i} \right) \quad [W] \quad (2.22)$$

där

$P_{r,k}'$	radiatoreffekt utan nattsänkning	[W]
$t_{f,k}'$	framledningstemperatur utan nattsänkning	[°C]
T_i	innetemperatur	"
Δt_f	nattsänkning av framledningstemperaturen	"

Det eftersträvas ofta en nattsänkning av 10 °C för framledningstemperaturen. Beräkningar med modellen ger då en energibesparing om 14 %. I verkligheten erhålles en besparing om 4 % med detta börvärde på nattsänkningen [24]. Denna lägre besparing motsvaras av en temperatursänkning på 3 °C.

2.8 Abonmentcentral

I abonmentcentralerna avkyls det heta framledningsvattnet och skickas ut i returledningen. Värmen har då överförts till sekundära kretsar för klimatvärme- och tappvarmvattendistribution. Denna överföring sker utan nämnvärd värmetröghet, varför följande relation kan ställas upp för en belastningspunkt under ett tidssteg k .

$$P_{FJV,k} = \dot{m}_k c (T_{f,k}^* - T_{r,k}) \quad [W] \quad (2.23)$$

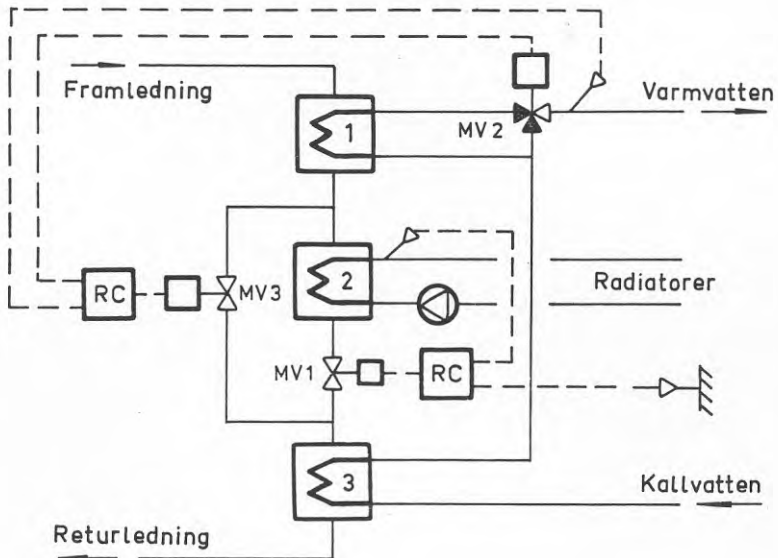
där

$P_{FJV,k}$	totalt effektbehov	[W]
\dot{m}_k	flöde genom abonmentcentralen	[m ³ /s]
$T_{f,k}^*$	framledningstemperatur vid belastningspunkten	[°C]
$T_{r,k}$	temperatur på utgående vatten	[°C]
c	vattnets specifika värme	[Ws/m ³ °C]

Framledningstemperaturen ges av temperaturen på utgående vatten vid hetvattencentralen med reduktion för förluster. Temperaturen $T_{r,k}$ på utgående vatten från abonmentcentralen (returtemperaturen) bestäms av temperaturer och flöden i radiator- och tappvarmvattencretsar. Framledningstemperaturen kan också spela en viss roll genom ändrade flöden och därmed ändrade värmeöverföringsförhållanden. Nedan visas hur returtemperaturen kan beräknas ur tre relativt enkla modeller. Dessa kan inte helt återbilda en abonmentcentralens beteende, men torde inom rimliga intervall ge goda värden på returtemperaturen vid ändrade sekundära temperaturer. Modellerna bygger på studium av fabrikantdata för 3-steps abonmentcentraler [25] samt på enkla värmeväxlarmodeller [26].

Principschema för en 3-steps abonmentcentral framgår av figur 2.2. Via reglerventil MV1 styrs framledningstemperaturen till radiatorerna efter rådande utetemperatur. Vid låga tappvarmvattentappningar och tillräckligt hög utgångstemperatur från värmeväxlare 2, kan värmeväxlare 3 ensam klara tapp-

varmvattenberedningen. Vid ökande varmvattenflöde måste MV2 styra in en del av flödet till värmeväxlare 1. Därmed ökar primärflödet något för att kompensera sjunkande inkommande temperatur till värmeväxlare 2. Vid mycket höga varmvattentappningar måste tryckfallet över abonnentcentralen sänkas för att få tillräckligt med primärflöde. Detta sker genom att koppla förbi radiatorvärmeväxlaren 2 med ventilen MV3. MV3 kan också öppna då varmvattenbehovet är högt och radiator effektiviteten är låg.



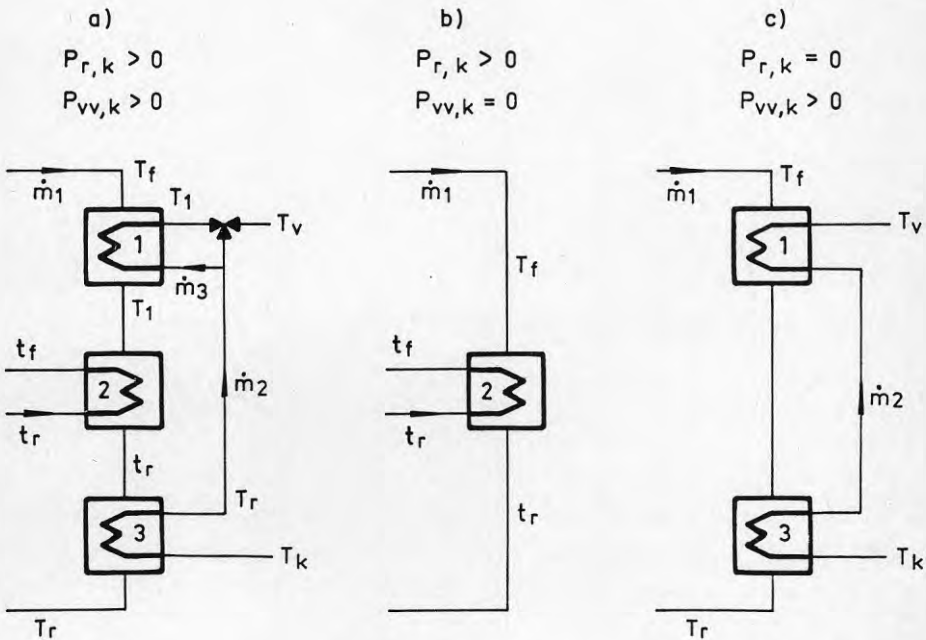
Figur 2.2 Principschema för 3-steps abonnentcentral

Svårigheten vid modellering av abonnentcentralen är att behandla kraftiga varmvattenflöden. Enligt ovan avläskas då flödet från radiatorvärmeväxlaren med reducering av radiator effektiviteten som följd. Detta ger en frihetsgrad i analysen som kräver passningsräkning. Mätningar visar dock att 90 % av tiden är tappvarmvattenbehovet under 25 % av det dimensionerande behovet [25]. 55 % av maximala behovet överskrides 1 % av tiden.

Av denna anledning bortser modellen från inverkan av förbi-kopplingsventilen MV3. Värmeövergångskoefficienterna i värmeväxlarna är beroende av flödena, vilket också kräver passningsräkning. Studium av datablad där ett flertal driftsituationer redovisas berättigar följande approximationer för att undvika detta:

- Utgående vatten på primärsidan av radiatorvärmewäxlaren har samma temperatur som radiatorreturen.
- Då radiatorvärme behövs, har utgående vatten på båda sidor av tappvarmvattenväxlarna lika temperatur.
- Då radiatorvärme inte hövs, är primärflödet och tappvarmvattenflödet så lika till storlek att ett förenklat uttryck för temperaturverkningsgraden kan användas.

Dessa approximationer medger uppställning av ekvationssystem för beräkning av returtemperaturen. Figur 2.3 utgör utgångspunkt då ekvationerna ställs upp. Där har flöden med samma temperatur fått lika beteckning. Tidsstegsbeteckningen k utelämnas för enkelhets skull.



Figur 2.3 Principschemor för abonnentcentralmodellerna

Beteckningar i figur 2.3:

$P_{r,k}$	radiatoreffekt	[W]
$P_{vv,k}$	tappvarmvatteneffekt	"
T_f	framledningstemperatur, primärt	[°C]
T_r	returtemperatur, primärt	"
T_1	utgående vattentemperatur vid eftervärmare	"
t_f	framledningstemperatur, sekundärt	"
t_r	returtemperatur, sekundärt	"
T_v	varmvattentemperatur	"
T_k	kallvattentemperatur	"
\dot{m}_1	primärflöde	[m ³ /s]
\dot{m}_2	varmvattenflöde	"
\dot{m}_3	flöde till eftervärmaren	"

Varmvattenflödet \dot{m}_2 kan direkt beräknas ur skillnaden mellan varm- och kallvattentemperatur samt den tidigare erhållna varmvatteneffekten $P_{vv,k}$.

Driftfall a) i figur 2.3 är det vanligaste under eldningssäsongen, och för detta kan följande ekvationssystem ställas upp:

$$\dot{m}_3 c(T_1 - T_r) + \dot{m}_2 c(T_r - T_k) = P_{vv} \quad [\text{W}] \quad (2.24)$$

$$\dot{m}_1 c(t_r - T_r) = \dot{m}_2 c(T_r - T_k) \quad " \quad (2.25)$$

$$\dot{m}_1 c(T_f - T_1) = \dot{m}_3 c(T_1 - T_r) \quad " \quad (2.26)$$

$$\dot{m}_1 c(T_1 - t_r) = P_r \quad " \quad (2.27)$$

Dessa uttrycker effektbalans i varmvattenkretsen (2.24) samt balans i varje värmeväxlare separat (2.25 till 2.27). Ekvationssystemet innehåller fyra obekanta; returtemperaturen T_r , eftervärmartemperaturen T_1 , primärflödet \dot{m}_1 , samt eftervärmareflödet \dot{m}_3 . Reducering ger ett andragsuttryck för returtemperaturen, vilket har visat sig ge en väl definierad lösning.

Driftfall b) avser främst de fall då frånluftsvärmepumpar står för hela tappvarmvattenberedningen. De kan dessutom ha gett en förhöjd sekundär returtemperatur, se uttryck 2.20 och 2.21. Den primära returtemperaturen ges här direkt av den sekundära enligt approximationerna ovan.

I driftfall c), vilket infaller under sommaren, är primär- och varmvattenflöde så lika att en total temperaturverkningsgrad η kan beräknas från flödet \dot{m}_1 enligt:

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{\dot{m}_1 c}{kA}} = \frac{T_f - T_r}{T_f - T_k} \quad [-] \quad (2.28)$$

Detta är ett specialfall av det mer allmänna uttrycket:

$$\eta = \frac{1 - e^{-\beta}}{1 - \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_b} e^{-\beta}} \quad (2.29)$$

där

$$\beta = kA \left(\frac{1}{\dot{m}_a c} - \frac{1}{\dot{m}_b c} \right), \quad \dot{m}_a < \dot{m}_b$$

Värmegenomgångskoefficienten kA är beroende av flödet. Uttrycket för temperaturverkningsgraden som används i modellen har då blivit enligt följande efter anpassning till fabrikantdata:

$$\eta = \frac{1}{1 + .7328 \sqrt{\dot{m}_1}} \quad [-] \quad 2.30)$$

Denna relation ger en avvikelse mot det korrekta värdet som ökar med tappningsintensiteten. Avvikelsen vid 60 % tappning är 8 %. Vid de mer förekommande tappningarna är avvikelsen runt 1 %. Ekvationssystemet för primärflödet och returtemperaturen blir:

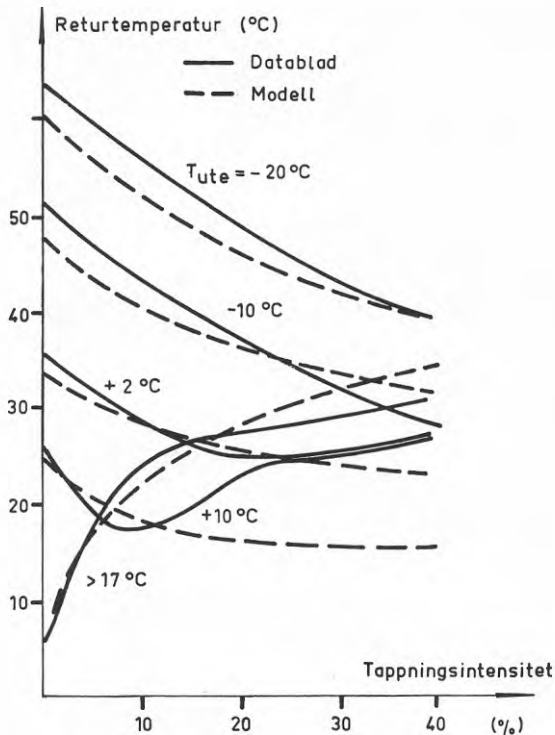
$$\frac{1}{1 + .7328 \sqrt{\dot{m}_1}} (T_f - T_k) = T_f - T_r \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.31)$$

$$\dot{m}_1 c (T_f - T_r) = P_v \quad [\text{W}] \quad (2.32)$$

Detta ger ett andragsuttryck för primärflödet \dot{m}_1 . Returtemperaturen beräknas sedan ur:

$$T_r = T_f - \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1} (T_v - T_k) \quad [^\circ\text{C}] \quad (2.33)$$

I figur 2.4 visas en jämförelse mellan returtemperaturer som erhålles med modellen och de som ges av fabrikanterdata. Centralen är dimensionerad för 80 °C framledningstemperatur och 60 °C returtemperatur för radiatorerna. Varmvattentemperaturen är 55 °C. Avvikelsen vid + 10 °C och tappningar om 20 % beror på att modellen inte tar hänsyn till förbikoppling av radiatorvärmväxlaren för att öka flödet vid låga radiator-effekter. Modellen antar i stället att sekundärsidans temperaturkrav kan uppfyllas vid ett lägre flöde och därmed erhålles en lägre returtemperatur.



Figur 2.4 Returtemperatur enligt modellen och enligt datablad

Både abonnentcentralmodellen och fabrikantdata ger returtemperaturer som är betydligt lägre än de som uppmäts i fjärrvärmenät, särskilt under sommarhalvåret. Detta beror på ofullkomligheter i dagens regulatorer men även på brister i tillsyn och skötsel av centralerna [27]. Bortglömda "rundgångar" (för flödesållning, se avsnitt 2.9) i distributionsnätet spelar också en stor roll. Dessutom kan belastningar med speciella temperaturkrav vara anslutna. För att kunna utföra simuleringar vid de returtemperaturer som uppmäts, kan modellen arbeta med kurvor som direkt ger returtemperaturen som funktion av utetemperaturen. Detta är en nödlösning eftersom det är temperaturer och flöden i de sekundära kretsarna tillsammans med den primära framlednings-temperaturen som bestämmer returtemperaturen. Dessa är dock beroende av utetemperaturen vilket rättfärdigar denna lösning.

Då returtemperaturen är beräknad för varje belastningspunkt i nätet kan alla flöden bestämmas, se kapitel 3. Därefter skall temperaturen i olika punkter av returledningen beräknas. Dessa temperaturer påverkas dels av utgående vatten från abonnentcentralerna och dels av energitillförsel från värmepumpar, solvärme eller industriell spillvärme. För att kunna behandla dessa två faktorer på lika sätt associeras till varje belastningspunkt en fiktiv effekttillförsel. Denna ger en temperaturhöjning av abonnentcentralens primärflöde som svarar mot temperatursprånget mellan 0 °C och returtemperaturen. För ett tidssteg k blir denna effekt för en belastningspunkt:

$$P_{f,k} = \dot{m}_k c (T_{r,k} - 0) \quad [W] \quad (2.34)$$

där

$P_{f,k}$	fiktiv produktion	[W]
\dot{m}_k	flöde genom abonnentcentralen	[m ³ /s]
$T_{r,k}$	returtemperatur från abonnentcentralen	[°C]
c	vattnets specifika värme	[Ws/m ³ °C]

Efter att dessa effekter har beräknats är returtemperaturerna från abonnentcentralerna obehövliga i simuleringen. Modellen behöver då endast räkna med effekter som tillförs returledningsvattnet.

2.9 Flödeshållning

Med flödeshållning menas den direkttillförsel av framledningsvatten som sker till returledningen då belastningen och därmed flödesbehovet är lågt. Detta håller uppe flödet i nätet så att temperaturfallen i framledningen inte blir så höga att temperaturkrav hos abonnenterna ej kan tillgodoses. Den praktiska utformningen av flödeshållning är idag ofta en konstant öppen ventil i avslutningar av ledningsnätet. Den ideala utformningen är en ventil som styrs av den rådande framledningstemperaturen i sin arbetspunkt i nätet. Därmed släpps inte mer flöde än nödvändigt fram varmed pumparbete sparas. Dessutom hålls returtemperaturen nere med positiv inverkan på värmepumpars värmefaktor.

Det flöde som passerar en öppen ventil mellan fram- och returledning beror av differenstrycket över ventilen. Modellen beaktar dock inte tryckbilden i nätet varför flödeshållning måste modelleras utan kännedom om differenstrycket. Utgångspunkt är då det ideala sättet att skapa flödeshållning. Principen för modellering av flödeshållning kan då uttryckas:

"Till valfria belastnings- eller produktionspunkter anges en minsta summa belastningseffekt, för denna punkt och punkter nedströms i framledningen, som inte kräver flödeshållning. Om summa effekt understiger detta minsta värde ökas belastningseffekten i punkten med mellanskillnaden".

Den belastningseffekt som enligt ovan eventuellt adderas till en punkt utgör en fiktiv belastning. För att denna inte skall märkas i energibalansen för systemet tillförs samma effekt som en fiktiv produktion till returledningen i punkten. Detta gör att flödet genom flödeshållningsventilen beror av temperatursprånget över abonnentcentralen i stället för differenstrycket:

$$\dot{m}_k = \frac{P_{FJV,k}}{c(T_{f,k}^* - T_{r,k})} + \frac{P_{FIK,k}}{c(T_{f,k}^* - T_{r,k})} \quad [m^3/s] \quad (2.35)$$

där

\dot{m}_k	flödesbehov i punkten, tidssteg k	$[m^3/s]$
$P_{FJV,k}$	belastningseffekt	$[W]$
$P_{FIK,k}$	fiktiv belastningseffekt för flödes- hållning	"
$T_{f,k}^*$	framledningstemperatur i punkten	$[^{\circ}C]$
$T_{r,k}$	returtemperatur från abonnentcentralen	"
c	vattnets specifika värme	$[Ws/m^3^{\circ}C]$

De fiktiva belastningseffekterna i olika punkter väljs dock fritt endast med beaktande av att lämpliga temperaturfall erhålles. Modellen ger då möjlighet att ta ut värdena på temperaturfallen så att ett passningsförfarande kan tillgripas. Genom att modellen också presenterar de erhållna returtemperaturerna vid centrala punkten, kan inverkan på returtemperaturen studeras.

3. NÄT

3.1 Representation

Som redan nämnts i avsnitt 1.2 skall nätet vara radiellt, och huvuddelen av produktionen i hetvattencentraler koncentrerad till en central punkt. Nätet antas vara lagt så att framledning och returledning löper bredvid varandra i samma rörgrav. Varje belastningspunkt och produktionspunkt måste anges som namn på en ändpunkt för en eller flera ledningar.

För att representera nätet i modellen anges:

- Namnet på centrala punkten

och sedan för varje ledning:

- Namn på ändpunkterna -
- Längd [m]
- Innerdiameter [m]
- Termiska förluster per längdenhet [W/m⁰C]
- Friktionsfaktor för rördelen -
- Motståndstal på grund av engångsmotstånd -

3.2 Termiska förluster i framledningen

Med termiska förluster avses den energi som genom värmeledning bortförs från vattnet i fjärrvärmenätet ut till omgivande jord. Förlusteffekten är direkt proportionell mot temperaturskillnaden mellan vattnet och jorden och orsakar en successiv sänkning av framledningstemperaturen. Denna temperatursänkning påverkar flödet i nätet, eftersom en abonnentcentral vid oförändrat värmebehov och temperatur på utgående vatten påkallar mer flöde vid sjunkande framledningstemperatur. Flödet påverkar i sin tur temperatursänkningen. Låga flöden ger långa transporttider för vattnet och därmed en större temperatursänkning.

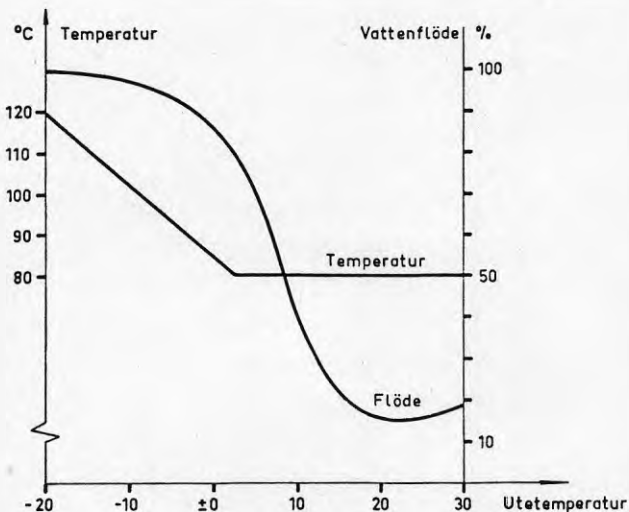
Denna komplexa natur hos de termiska förlusterna kan simuleras genom iterativa beräkningar. Genom antagande av framledningstemperaturer i nätet beräknas förluster, abonnentflöden och nätflöden. Med denna flödesbild kan nya temperaturer beräknas.

Detta ger nya flöden som ger nya temperaturer, och förloppet upprepas tills två successiva iterationer ger praktiskt taget samma temperaturbild. Temperatur- och flödesbilden för nätet under ett tidssteg i simuleringen är då funnen.

För att slippa tidsödande iterativa beräkningar görs följande approximationer vid beräkning av termiska förluster i framledningen.

- Förlusteffekterna beräknas utifrån en temperaturbild i framledningen som är opåverkad av förluster.
- Transporttiderna försummas.

Den första approximationen ger för stora förlusteffekter, speciellt mot nätet periferi. Om jordtemperaturen är 10°C och förlusteffekterna beräknas från en vattentemperatur av 80°C i stället för 75°C , erhålles en 8 % för hög effekt. Detta måste accepteras. En annan approximation som till viss del motverkar detta fel behandlas i avsnitt 3.3. Den andra approximationen ovan rättfärdigas av att då transporttiderna är långa på grund av lågt flöde, hålls framledningstemperaturen vid hetvattencentralerna konstant. Då framledningstemperaturen börjar regleras uppåt, är redan flödena höga och transporttiderna korta. Se figur 3.1 som har [5] som grund.



Figur 3.1 Framledningstemperatur och relativt flöde i ett fjärrvärmesystem

Då vattnet strömmar genom rörnätet uppkommer friktionsvärme mot rörens väggar. Utpräglade rörkrökar orsakar dessutom förluster som blir värme. Då värmemotståndet från rörens inneryta ut mot jorden är flera tiopotenser större än övergångsmotståndet mot det strömmande vattnet, tillförs praktiskt taget all friktionsvärmen vattnet. Detta gör att nettoförlusteffekten minskar. För att beräkna strömningsförlusterna i nätet måste flödesbilden vara känd, se avsnitt 3.4. Då förlusteffekterna skall beräknas i ett tidssteg i simuleringen, är dock flödena inte kända. För att undvika iterativa beräkningar, används flödesbilden från närmast föregående tidssteg för att beräkna strömningsförlusterna i ett tidssteg. Eftersom förhållandena i nätet oftast ändras långsamt, och strömningsförlusterna alltid är relativt små, är detta en rimlig approximation.

De termiska förlusterna beräknas från temperaturskillnaden mellan vattnet och jorden. En utvidgning av denna enkla modell skulle inkludera värmekapaciteterna för isolering och omgivande jord, se appendix.

$$P_{t,ki} = K_i \ell_i (T_{f,k} - T_n) \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [W] \quad (3.1)$$

där

$P_{t,ki}$	termisk förlusteffekt, ledning i , tidssteg k	[W]
$T_{f,k}$	framledningstemperatur under tidssteg k	[°C]
T_n	jordtemperatur under dygn n	[°C]
K_i	förlustkonstant, ledning i	[W/m°C]
ℓ_i	ledningslängd, ledning i	[m]
L	antal ledningar	-

K_i beräknas ur rörisoleringens och jordens värmeledningstal.

Jordtemperaturen varierar långsamt, approximativt sinusformigt under året. Den beräknas därför en gång per simulerat dygn enligt relationen 3.2. Lägsta temperatur uppträder i slutet på februari, och högsta temperatur i slutet av augusti.

$$T_n = \bar{T} - \hat{T} \cos\left(\frac{N - N_{\min}}{365} 2\pi\right) \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.2)$$

där

\bar{T} medeltemperatur för jorden $[^{\circ}\text{C}]$

\hat{T} jordtemperaturens amplitud $[^{\circ}\text{C}]$

N dygnets nummer, 1 till 365 -

N_{\min} dygnsnummer för minimum temperatur -

Då de termiska förlusterna har beräknats enligt 3.1 och strömningsförlusterna har beräknats enligt avsnitt 3.4 kan sänkningen av framledningstemperaturen beräknas för varje ledning.

$$\Delta T_{ki} = \frac{P_{t,ki} - P_{s,ki}}{\dot{m}_{ki} c} \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.3)$$

där

ΔT_{ki} temperatursänkning, ledning i , tidssteg k $[^{\circ}\text{C}]$

$P_{t,ki}$ termiska förluster, " " $[\text{W}]$

$P_{s,ki}$ strömningsförluster, " " $[\text{W}]$

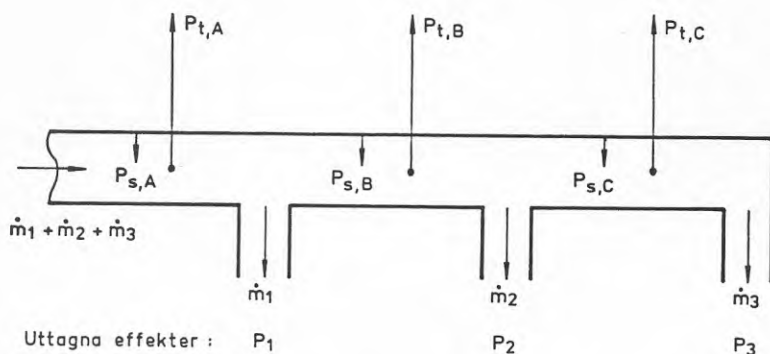
\dot{m}_{ki} ledningsflöde, " " $[\text{m}^3/\text{s}]$

c vattnets specifika värme $[\text{Ws}/\text{m}^3\text{C}]$

L antal ledningar -

3.3 Flöden

Nätflödena bestäms i huvudsak av belastningarna. Mindre hetvattencentraler ute i nätet påverkar dock flödena. Storleken på dessa hetvattencentralers produktion begränsas av att flödet ej får byta riktning i någon nåtdel, se avsnitt 1.2. Betrakta figur 3.2 som används för att uttrycka sambanden för beräkning av flöden.



Figur 3.2 Flöden och effekter kring framledningen

Temperaturfallen kan tecknas:

$$\Delta T_A = \frac{P_{t,A} - P_{s,A}}{c(\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3)} = \frac{P_A}{c(\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3)} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.4)$$

$$\Delta T_B = \frac{P_{t,B} - P_{s,B}}{c(\dot{m}_2 + \dot{m}_3)} = \frac{P_B}{c(\dot{m}_2 + \dot{m}_3)} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.5)$$

$$\Delta T_C = \frac{P_{t,C} - P_{s,C}}{c \dot{m}_3} = \frac{P_C}{c \dot{m}_3} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.6)$$

där nettoförlusteffekt har tecknats P_A osv.

För de från fjärrvärmenätet uttagna effekterna gäller följande teckenregel.

$$\begin{aligned} P_i > 0 & \text{ avser belastning} \\ P_i < 0 & \text{ avser produktion} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Sambanden mellan uttagna effekter och flöden ut från framledningen kan tecknas, se avsnitt 2.8. P_i , \dot{m}_i och T_i betecknar belastningseffekt, flöde och returtemperatur för en belastningspunkt i .

$$P_1 = \dot{m}_1 c (T_f - \Delta T_A - T_1) \quad [W] \quad (3.8)$$

$$P_2 = \dot{m}_2 c (T_f - \Delta T_A - \Delta T_B - T_2) \quad [W] \quad (3.9)$$

$$P_3 = \dot{m}_3 c (T_f - \Delta T_A - \Delta T_B - \Delta T_C - T_3) \quad [W] \quad (3.10)$$

Om 3.4 till 3.6 sätts in i 3.8 till 3.10 fås efter förenklingar.

$$\dot{m}_1 c (T_f - T_1) = P_1 + \frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} P_A \quad (3.11)$$

$$\dot{m}_2 c (T_f - T_2) = P_2 + \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} P_A + \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_2 + \dot{m}_3} P_B \quad (3.12)$$

$$\dot{m}_3 c (T_f - T_3) = P_3 + \frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} P_A + \frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_2 + \dot{m}_3} P_B + \frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_3} P_C \quad (3.13)$$

Detta är ett ekvationssystem med tre ekvationer och tre o-bekanta, vilket bör gå att lösa. Det ger dock uttryck med de sökta flödena upphöjda till minst fjärde potens. Därför görs approximationen att temperaturfallen i ledningarna är mycket mindre än temperaturfallen över abonnentcentralerna.

$$\Delta T_A + \Delta T_B + \Delta T_C \ll T_f - T_3 \quad (3.14)$$

Då kan kvoterna i ekvationerna 3.11 till 3.13 uttryckas på följande sätt.

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} \approx \frac{P_1}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (3.15)$$

$$\frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} \approx \frac{P_2}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (3.16)$$

$$\frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} \approx \frac{P_3}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (3.17)$$

osv.

Denna approximation motverkar något beräkningsfelen i perifera delar av nätet, då de termiska förlusteffekterna beräk-

nas utifrån en temperaturbild opåverkad av förluster, se avsnitt 3.2. Om alla uttagna effekter är lika, och temperaturfallen antas lika för alla ledningarna fås följande kvoter enligt 3.15 och 3.17

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} = \frac{1}{1 + \frac{\Delta T - \Delta T_A}{\Delta T - 2\Delta T_A} + \frac{\Delta T - \Delta T_A}{\Delta T - 3\Delta T_A}} < \frac{1}{3} \quad (3.18a)$$

$$\frac{P_1}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{1}{3} \quad (3.18b)$$

där $T_f - T_r = \Delta T$

$$\frac{\dot{m}_3}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3} = \frac{\Delta T - 3\Delta T_A}{\Delta T - \Delta T_A} + \frac{\Delta T - 3\Delta T_A}{\Delta T - 2\Delta T_A} + 1 > \frac{1}{3} \quad (3.19a)$$

$$\frac{P_3}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{1}{3} \quad (3.19b)$$

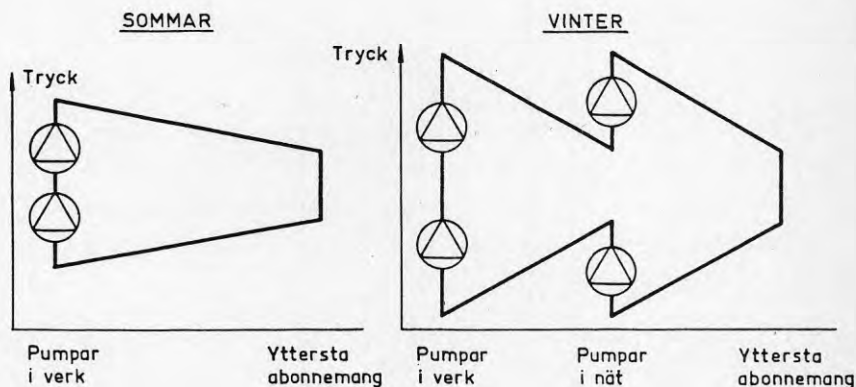
Förlusteffekten P_A kommer därför, då approximationen införs, att i mindre grad belasta de punkter som ligger i nätets perifera delar. Beräkningsfelet i P_C kommer dock helt att belasta de perifera delarna.

Då kvoterna i 3.11 till 3.13 har approximerats med kvoterna mellan de kända uttagna effekterna, kan abonnentflödena beräknas utan lösning av något ekvationssystem. Beräkningen blir alltså snabb och effektiv. Ledningsflöden erhålles sedan genom summering av abonnentflöden. Flödet i returledningen antas sedan vara motriktat flödet i framledningen för varje ledningssträcka.

3.4 Tryckförluster

Då vatten strömmar i fjärrvärmenätet uppkommer tryckfall på grund av friktion mot rörens väggar och oregelbundenheter i rörutläggningen. Därmed sjunker det absoluta trycket i framledningen ut mot periferin av nätet. I returledningen strömmar vattnet åt motsatt håll, varför det absoluta trycket sjunker in mot den centrala produktionspunkten. Tryckfallen är

proportionella mot flödet i kvadrat, vilket gör att tryckprofilen blir brantast vid vinterns höga flöden, se figur 3.3. Tryckfallen kan då bli så stora att det krävs pumpar ute i nätet för att hålla uppe tryckdifferensen mellan framledning och returledning. Denna tryckdifferens får ej underskrida ett bestämt värde för att abonnentcentralerna skall kunna leverera önskade värmemängder till belastningarna.



Figur 3.3 Tryckprofiler i fjärrvärmenätet.

Tryckfallet på grund av friktion mot rörväggar beräknas i varje tidssteg av simuleringen enligt följande relation.

$$\Delta P_{\lambda ki} = \frac{8}{\pi^2} \lambda_i \frac{\ell_i \rho}{d_i^5} \dot{m}_{ki}^2 \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [\text{Pa}] \quad (3.20)$$

där

λ_i	friktionsfaktor, ledning i		
ℓ_i	rörets längd	" "	[m]
d_i	rörets diameter,	" "	[m]
\dot{m}_{ki}	flöde	" " , tidssteg k	[m ³ /s]
ρ	vattnets densitet,		[kg/m ³]
L	antalet ledningar		-

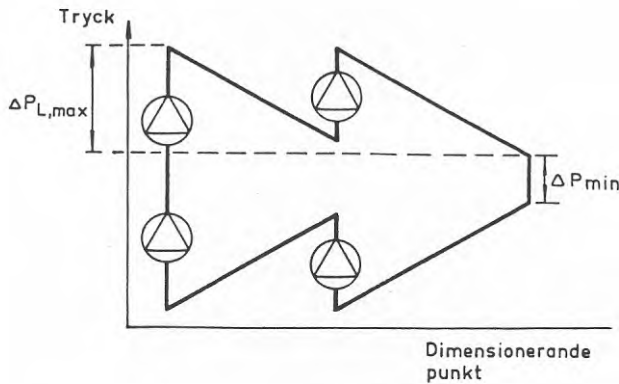
Engångsmotstånd uppkommer vid starka oregelbundenheter i rörförläggningen. Dessa kan vara förgreningar eller de U-formade kompensatorer som numera används för att ta upp längdförändring i rören. Tryckfallen beräknas på följande sätt:

$$\Delta p_{\xi_{ki}} = \frac{8}{\pi} \xi_i \frac{\rho}{d_i^4} \dot{m}_{ki}^2 \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [\text{Pa}] \quad (3.21)$$

ξ_i motståndstal, ledning i

Över abonnentcentralerna uppstår också ett tryckfall, som måste kompenseras med en tryckuppsättning i pumpar. För att exakt beräkna dessa tryckfall måste hela tryckbilden vara känd i nätet, vilket ger en komplicerad beräkning för nät med förgreningar och pumpstationer. Dessutom är pumparbetet orsakat av dessa tryckfall litet, varför en förenklad beräkningsmetod enligt följande används i modellen.

I ett fjärrvärmenät finns oftast en belastningspunkt som är dimensionerande vad gäller erforderlig tryckuppsättning. Till denna punkt anges en minimal tryckdifferens Δp_{\min} och ett maximalt tryckfall $\Delta p_{L,\max}$ från den centrala punkten. Se figur 3.4.



Figur 3.4 Tryckdifferenser för den dimensionerande punkten.

Tryckfallet $\Delta p_{\ell k}$ från den centrala ut till den dimensionerande punkten bestäms i varje tidssteg k enligt:

$$\Delta p_{\ell k} = \text{minimum} \begin{cases} \sum_{i \in L'} (\Delta p_{\lambda ki} + \Delta p_{\xi ki}) \\ \Delta p_{\ell, \max} \end{cases} \quad [\text{Pa}] \quad (3.22)$$

L' är mängden ledningar som försörjer den dimensionerande punkten med flöde.

Vi söker nu en medeltryckdifferens Δp_{bk} för samtliga belastningspunkter. Den uppfyller följande villkor:

$$\Delta p_{\min} \leq \Delta p_{bk} \leq \Delta p_{\min} + 2\Delta p_{\ell k} \quad [\text{Pa}] \quad (3.23)$$

Modellen sätter medeltryckdifferensen till medelvärdet av sina två begränsningar.

$$\overline{\Delta p_{bk}} = \frac{\Delta p_{\min} + \Delta p_{\min} + 2\Delta p_{\ell k}}{2} = \Delta p_{\min} + \Delta p_{\ell k} \quad [\text{Pa}] \quad (3.24)$$

För varje ledning kan nu värmertilskottet till vattnet från strömningsförlusterna beräknas.

$$P_{s,ki} = \dot{m}_{ki} (\Delta p_{\lambda ki} + \Delta p_{\xi ki}) \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [\text{W}] \quad (3.25)$$

Pumpeffekten som stryps bort i en abonnentcentral uppgår maximalt till 1 procent av uttagen värmeeffekt. Då har antagits ett tryckfall på 1.6 MPa, vilket är det maximala drifttrycket för konventionella fjärrvärmesystem, och ett temperaturfall på 30°C. Eftersom denna väl tilltagna övre gräns är så låg, försummas värmertilskottet från strömningsförlusterna genom abonnentcentralerna.

Den erforderliga eleffekten till pumparna i fjärrvärmenätet beräknas genom:

$$P_{el,k} = \frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^L \dot{m}_{ki} (\Delta p_{\lambda ki} + \Delta p_{\xi ki}) + \frac{\overline{\Delta p_{bk}}}{\eta} \sum_{i=1}^N \dot{n}_{ki} \quad [\text{W}] \quad (3.26)$$

där

\dot{n}_{ki} flöde genom abonnentcentral i , tidssteg k $[\text{m}^3/\text{s}]$

η verkningsgrad hos pumparna

N antalet belastningspunkter

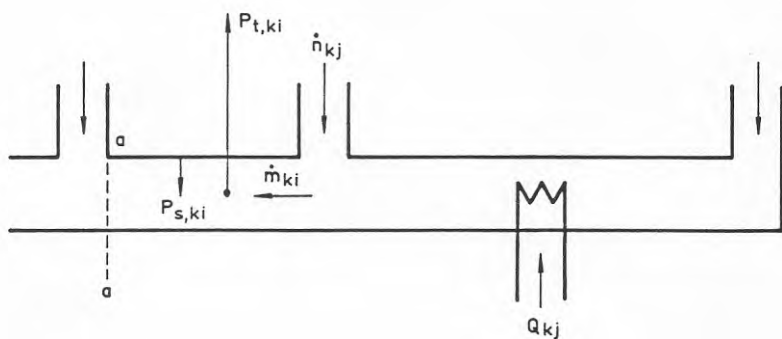
3.5 Förluster i returledningen

Samma approximationer som görs vid beräkning av termiska förluster i framledningen, görs vid beräkning av förluster i returledningen.

- Transporttider försummas
- Förlusteffekterna beräknas från en temperaturfördelning opåverkad av förluster.

Försummande av transporttider kan ge en underskattning av förlusterna under tider med vattenmängder av hög temperatur och låg flödes hastighet. Solvärmeförsel under sommaren utgör exempel på detta driftfall. Approximationen ger då för kort uppehållstid för dessa vattenmängder i nätet, varför de inte exponeras för förluster under tillräckligt lång tid. Beräkning av förlusteffekter från en temperaturfördelning opåverkad av förluster ger en överskattning, eftersom dessa effekter antas direkt proportionella mot temperaturskillnaden mellan returledningsvattnet och omgivande jord.

Betrakta figur 3.5. Det som skall beräknas är temperaturändringen orsakad av förluster i den ände av varje ledning som är närmast den centrala punkten. Denna ände har för ledning nummer "i" markerats med snittet "a" i figuren.



Figur 3.5 Flöden och effekter kring returledningen

Temperaturen i en ledning blir under ett tidssteg k utan hänsyn tagen till förluster och med försummande av transporttider:

$$T_{ki} = \sum_{j \in N_i} Q_{kj} / (\dot{m}_{ki} \cdot c) \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.27)$$

där

Q_{kj}	produktion i punkt j , eller fiktiv fillförd effekt till returflödet från en abonnent-central i punkt j	[W]
N_i	mängden av punkter vid returledningen vars flöde passerar ledning i	-
\dot{m}_{ki}	ledningsflöde, tidssteg k , ledning i	[m ³ /s]
c	vattnets specifika värme	[Ws/m ³ °C]

Beräkningar av energitillförseln från produktionsenheter vid returledning kräver att temperaturförhållandena är kända vid tillförselpunkterna. Därför måste också förlusterna vara kända. Då dessa är beroende av energitillförseln till returledningen, krävs ett passningsräknande mellan förluster och produktion. Ett sådant tidsödande beräkningsarbete undviks i modellen genom att använda de tillförda effekterna från föregående tidssteg. Den tillförda effekten Q_{kj} i uttryck 3.27 sätts då lika med $Q_{k-1,j}$.

Den termiska förlusteffekten blir:

$$P_{t,ki} = K_i \ell_i (T_{ki} - T_n) \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [\text{W}] \quad (3.28)$$

där

T_n	jordtemperatur under dygn n	[°C]
K_i	förlustkonstant, ledning i	[W/m°C]
ℓ_i	ledningslängd, ledning i	[m]

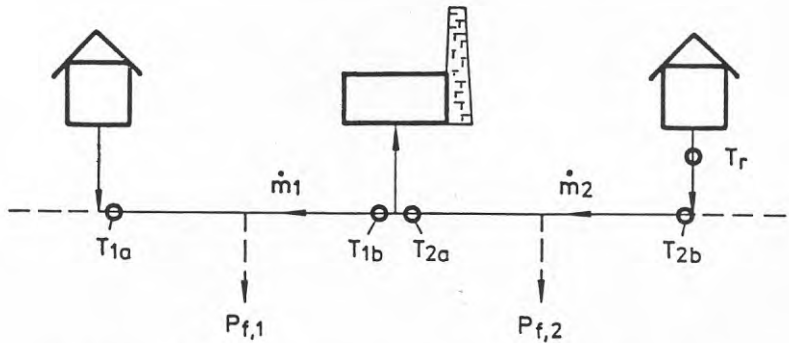
Nettoförlusteffekt blir sedan:

$$P_{f,ki} = P_{t,ki} - P_{s,ki} \quad i = 1, 2, \dots, L \quad [\text{W}] \quad (3.29)$$

där

$P_{s,ki}$	strömningsförluster, tidssteg k , ledning i	[W]
------------	---	-----

Temperaturändringarna i varje ledningsände är refererade till en temperaturbild utan förluster. Då dessa beräknas för en ledningsände så beaktas vilka förlusteffekter som det sammanlagda flödet i ledningsändan utsatts för. Därmed beaktas den successiva temperatursänkningen hos en strömmande vattenmassa. Då en vattenmassa passerar en produktionspunkt med en hetvattencentral avlänkas en del av flödet tillbaka till framledningen. En del av förlusterna kommer då att uppvägas av produktion i denna hetvattencentral. Se figur 3.6.



Figur 3.6 Flöden, temperaturer och effekt i returledningen vid en hetvattencentral.

Med beteckningar enligt figuren fås:

$$T_{1a} = T_{1b} - \frac{P_{f,1}}{\dot{m}_1 c} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.30)$$

$$T_{1b} = T_{2a} = T_{2b} - \frac{P_{f,2}}{\dot{m}_2 c} \quad " \quad (3.31)$$

$$T_{1a} = T_{2b} - \frac{P_{f,2}}{\dot{m}_2 c} - \frac{P_{f,1}}{\dot{m}_1 c} \quad " \quad (3.32)$$

Efter omformning fås:

$$T_{1a} = T_{2b} - \frac{\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_2} P_{f,2} + P_{f,1}}{\dot{m}_1 c} \quad " \quad (3.33)$$

Om hetvattencentralen ersättes med en belastning fås:

$$T_{1b} = \frac{T_r(\dot{m}_1 - \dot{m}_2) + T_{2a} \dot{m}_2}{\dot{m}_1} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.34)$$

$$T_{1a} = \frac{T_r(\dot{m}_1 - \dot{m}_2) + (T_{2b} - \frac{P_{f,2}}{\dot{m}_2 c})\dot{m}_2}{\dot{m}_1} - \frac{P_{f,1}}{\dot{m}_1 c} \quad (3.35)$$

$$= \frac{T_r(\dot{m}_1 - \dot{m}_2) + T_{2b} \dot{m}_2}{\dot{m}_1} - \frac{P_{f,2} + P_{f,1}}{\dot{m}_1 c} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.36)$$

De första termerna i (3.33) och (3.36) ger temperaturen om inga förluster finns. Den andra termen ger temperatursänkningen, då denna beräknas på formen:

$$\Delta T_{ki} = \frac{\sum_{j \in L_i} P_{f,kj}^*}{\dot{m}_{ki} c} \quad i=1,2,\dots,L \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.37)$$

där

L_i mängden av ledningar vars flöde passerar ledning i

$P_{f,kj}^*$ ett modifierat set av förlusteffekter [W]

Enligt ovan erhålles de modifierade förlusteffekterna genom bildandet av kvoter av formen,

$$\alpha_{knm} = \begin{cases} 1 & \dot{m}_{kn} \geq \dot{m}_{km} \\ \frac{\dot{m}_{kn}}{\dot{m}_{km}} & \dot{m}_{kn} < \dot{m}_{km} \end{cases} \quad (3.38)$$

där n avser ledning närmare den centrala punkten än ledning m .

Temperatursänkningen kan nu skrivas,

$$\Delta T_{ki} = \frac{\sum_{j \in L_i} P_{f,kj} (\prod_{n, m \in L_{ij}} \alpha_{kpm})}{\dot{m}_{ki} c} \quad i=1,2,\dots,L \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.39)$$

där

$L_{i,j}$ mängden ledningar som passerar av flödet från ledning j på väg till ledning i

3.6 Transporttider

Vattenhastigheterna i fjärrvärmenätet varierar kraftigt över året. Vid maximal belastning kan hastigheten vara ca 10 km per timme, och vid låglast ca 2 km per timme. Detta ger starkt föränderliga transporttider för värmemängder som har tillförts returledningsvattnet. Transporttidernas storlek och variation kräver att dessa behandlas i simuleringsmodellen, annars förbises en viktig del av systemets dynamik.

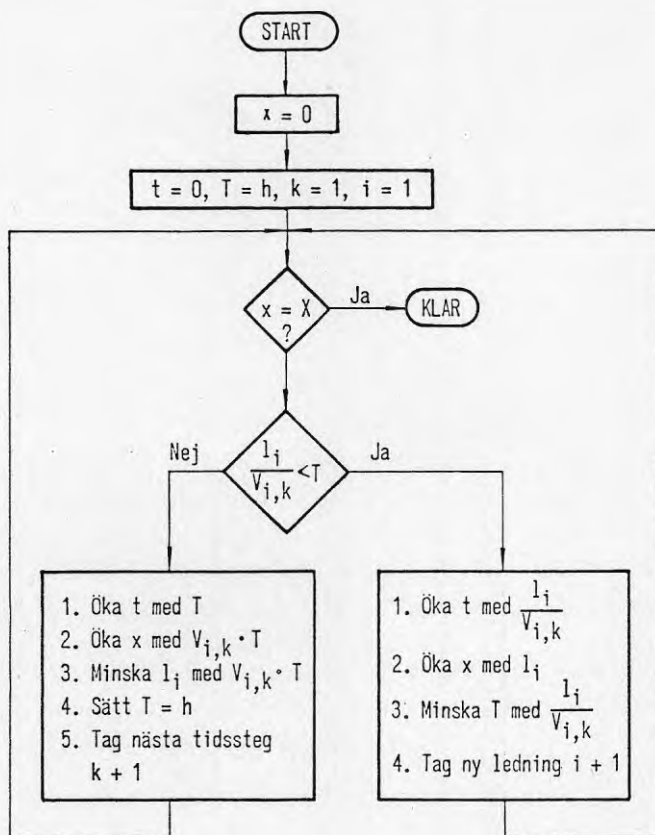
Energitillförseln till returledningen är av två slag. Det ena är den fiktiva produktion i varje belastningspunkt som svarar mot returtemperaturen från abonnentcentralen. Det andra är tillförsel från värmepumpar, solvärmesystem eller industriell spillvärme. Från alla sådana tillförselpunkter beräknas transporttider till enbart produktionspunkter, eftersom temperaturen vid dessa är avgörande för nivå och effektivitet i varje enhets produktion. Då flödena i varje ledning för de kommande 10 tidsstegen är beräknade, räknar modellen successivt framåt i ledningsnätet längs sträckorna mellan punkterna. Då en ledning har passerats, byts ledning och därmed flödes-hastighet. Då ett tidssteg har åtgått, byts hela flödes-bilden.

Transporttidsberäkningen framgår av figur 3.7. Avbrottskriteriet utgörs av att den ackumulerade transportsträckan i beräkningen skall vara lika med den på förhand givna sträckan mellan de två punkterna. I figuren har antagits att vattenflödet går genom ett set av ledningar som kan numreras $i = 1, 2, \dots, I$.

Beteckningar:

x	ackumulerad transportsträcka	[m]
X	total transportsträcka	"
k	tidsstegets nummer	
l_i	längd för ledning i	"
$V_{i,k}$	flödes-hastighet, ledning i , tidssteg k	[m/s]

T	kvarvarande disponibel tid i tidssteget [s]	
h	tidsstegets längd	"
t	transporttid	"

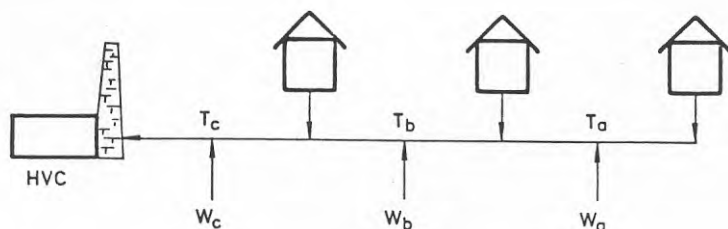


Figur 3.7 Flödesschema för transporttidsberäkning.

3.7 Energitillförsel och energitransport i returledningen

Betrakta figur 3.8 som schematiskt visar en returledning dit tre belastningar injicerar flöde. I den centrala punkten finns en hetvattencentral (HVC) och längs

ledningen tillförs lågvärdigt värme i tre punkter a, b och c. Temperaturerna där är T_a , T_b respektive T_c och tillförd energi är W_a , W_b respektive W_c under ett tidssteg.



Figur 3.8 Returledning med energitillförsel och belastningar.

I ett första steg beräknas temperaturerna i produktionspunkterna med hänsyn till temperaturen på de flöden som injiceras av abonnentcentralerna. Enligt avsnitt 2.8 görs detta genom att en fiktiv produktion är förknippad med varje belastningspunkt. Därmed blir denna beräkning analog med nedan redovisade beräkningsgång för tillförda effekter från produktionsenheter vid returledningen.

I varje nät finns det åtminstone en tillförselpunkt, som är opåverkad av annan energitillförsel. För nätet i figur 3.8 är det punkten a. Temperaturen här är känd genom att returledningens förluster och flöden har beräknats samt genom att temperaturen på utgående vatten från abonnentcentralen är beräknad. Även temperaturerna T_b och T_c kan vara kända, men detta beror på flöde- hastigheterna i nätet. Låga flöde- hastigheter gör att en energimängd tillförd vid punkt a, ej påverkar energi- tillförseln i punkt b förrän efter flera tidssteg. Alla temperaturer T_a , T_b och T_c , och inte enbart T_a , är då kända vid påbörjande av beräkningar för ett tidssteg. I det allmänna fallet är dock endast T_a känd, varför modellen alltid först bestämmer produktionen vid en sådan perifer punkt.

Då tillförd energi W_a är beräknad, skall temperatur- höjningen på grund av denna energitillförsel beräknas

i punkterna b och c samt vid HVC. Genom beräkning av transporttider, se avsnitt 3.6, har tidpunkterna beräknats då energimängden W_a precis har passerat punkterna b och c samt helt inkommit till HVC. Då kan temperaturhöjningarna i punkt b beräknas under åtminstone det aktuella tidssteget. (Se vidare nedan.) Sedan beräknas energitillförseln vid punkt b och dess bidrag till temperaturhöjning vid punkt c samt vid HVC. Punkt c och HVC påverkas både av energitillförsel i punkt a och b, varför temperaturhöjningen som dessa orsakar får adderas. Sedan beräknas energitillförsel och temperaturhöjning för produktionsenheten vid c och slutligen produktionen i HVC.

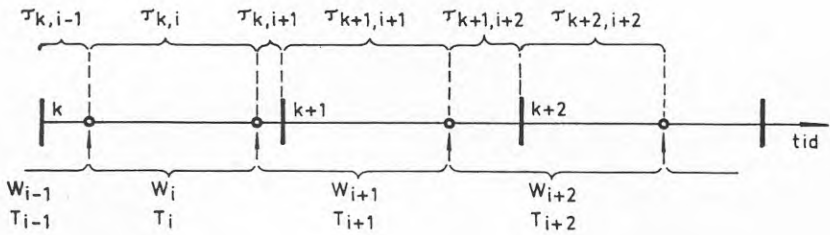
Det sätt varpå hetvattencentralen känner av tillförseln av lågvärdig värme är alltså genom en förhöjd returvattentemperatur. Detta gör att noggrannheten i beräkningarna av transporttider och temperaturförhöjningar blir avgörande för om simuleringsmodellen skall ge balans mellan energitillförsel och energianvändning.

Temperaturhöjningar beräknas som medelvärden över tidsstegen. Då antas att de tillförda energimängderna är jämnt fördelade i de vattenmängder som bär dem längs returledningen till den centrala punkten. Eftersom en energimängd i allmänhet inte anländer till eller lämnar en punkt vid ett tidsstegs början eller slut, måste tidsstegen delas efter ankomsttiderna. Sedan kan energimängden delas upp på berörda tidssteg. Temperaturhöjningen ställs upp enligt "hinkmetoden". Enligt denna blir temperaturen den som erhålles i en behållare dit de olika tempererade vattenmängderna förs och blandas.

Figur 3.9 visar hur energimängder från en produktionspunkt kan fördelas över tiden vid en mottagande punkt. De inringade tidpunkterna på tidsaxeln har beräknats i transporttidsberäkningen.

Beteckningar i figur 3.9 och i uttrycken nedan:

k	tidsstegets nummer	
i	nummer på tidssteget då energitillförseln skedde	
h	tidsstegets längd	[s]
W_i	energimängd tillförd i tidssteg i	[Ws]
T_i	tid för energimängden W_i att passera mottagarpunkten	[s]
$\tau_{k,i}$	tid som energimängden W_i berör mottagarpunkten under tidssteg k	[s]
\dot{m}_k	summa flöde till mottagarpunkten, tidssteg k	[m ³ /s]
c	vattnets specifika värme	[Ws/m ³ °C]



Figur 3.9 Energimängders placering i tiden vid en punkt.

Temperaturhöjningen i punkten under tidssteg k kan tecknas:

$$\begin{aligned} \Delta T_k &= \left(\frac{W_{i-1}}{T_{i-1}} \tau_{k,i-1} \dot{m}_k \tau_{k,i-1} \frac{1}{\dot{m}_k c \tau_{k,i-1}} + \right. \\ &+ \frac{W_i}{T_i} \tau_{k,i} \dot{m}_k \tau_{k,i} \frac{1}{\dot{m}_k c \tau_{k,i}} + \\ &+ \left. \frac{W_{i+1}}{T_{i+1}} \dot{m}_k \tau_{k,i+1} \frac{1}{\dot{m}_k c \tau_{k,i+1}} \right) / (\dot{m}_k h) = \\ &= \left(\frac{W_{i-1}}{T_{i-1}} \tau_{k,i-1} + \frac{W_i}{T_i} \tau_{k,i} + \frac{W_{i+1}}{T_{i+1}} \tau_{k,i+1} \right) / (\dot{m}_k h c) = \end{aligned}$$

$$= \left(\sum_{j=i-1}^{i+1} \frac{W_j}{T_j} \tau_{k,j} \right) / (\dot{m}_k h c) \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.40)$$

Det enda mellanresultat som behöver lagras i dessa beräkningar är summationen i (3.40) samt senaste ankomsttid för en energimängd. Detta görs för varje kombination av tillförsel- och mottagarpunkt, där ett beroende finns. Då summationen i (3.40) är avslutad för ett tidssteg, beräknas ΔT_k och summeras till en variabel som ger den resulterande temperaturändringen i varje tillförselpunkt. I denna ingår då också temperaturändringar på grund av förluster, och är relaterad till temperaturen på utgående vatten från abonnentcentralerna.

Om det finns en hetvattencentral i den mottagande punkten, kommer denna att extrahera flöde från returledningen. Eftersom flödet inte får ändras i efterhand för att transporttidsberäkningarna skall fungera, måste hetvattencentralen styra ner sin produktion. Framlednings-temperatur och flöde är konstant, medan inkommande vatten har en högre temperatur än vad som antagits vid flödesberäkningarna, se avsnitt 5.2. Denna minskning i produktionen måste motsvaras av en minskning av energimängderna som passerar i returledningen efter produktionspunkten. Detta energibortfall kan tecknas:

$$\Delta W_{i+1} = \frac{W_{i+1}}{T_{i+1}} \tau_{k,i+1} \frac{\dot{n}_k}{\dot{m}_k} + \frac{W_{i+1}}{T_{i+1}} \tau_{k+1,i+1} \frac{\dot{n}_{k+1}}{\dot{m}_{k+1}} \quad [\text{Ws}] \quad (3.41)$$

där

\dot{n}_k är flödet till returledningen från produktionspunkten (<0), tidssteg k [m³/s]

4. PRODUKTIONSENHETER VID RETURLEDNINGEN

4.1 Inledning

Nätberäkningarna ger temperaturer och flöden vid varje produktionsenhet. Dessa storheter används sedan i de modeller som beräknar energitillförseln från produktionsenheter vid returledningen. Värmepumpar, solvärmesystem och system för industriell spillvärmeförsel beskrivs i separata modeller. Varje produktionspunkt har sedan en egen uppsättning koefficienter, som sammanförs med aktuell modell, då produktionen i punkten skall beräknas.

Modellerna av värmepumpar, solvärmesystem och industriell spillvärme har utvecklats med tanke på att erhålla korta beräkningstider på dator. De väsentliga systemegenskaperna har dock inte tillåtits förvanskas. Ändringar i temperatur och flöde i returledningen skulle påverka energitillförseln på ett riktigt sätt. Begränsningar i värmekällor och samspelet mellan solinstrålning och utetemperatur skulle också återbildas i modellerna.

Produktionsenheterna antas anslutna till fjärrvärmens huvudkylvertsystem, där det kylande flödet är högt. Därmed får enheterna de gynnsammaste driftförhållandena.

I en produktionspunkt med värmepump, solvärmesystem eller industriell spillvärme får i modellen ej anslutas en hetvattencentral eller en belastning.

4.2 Värmepump

De värmepumpar som idag är realistiska att ansluta till fjärrvärmesystem är av typen vatten/vatten. Värmekällan utgörs då av vatten med en tillräckligt hög temperatur och värmemottagaren utgörs av fjärrvärmensätets

returledningsvatten. Endast denna typ av värmepumpar behandlas i modellen.

En värmepump utgör ett olinjärt system, vars matematiska modell kräver förenklingar, om effektiva beräkningar skall göras. Följande förenklingar har gjorts i detta syfte. Fjärrvärmevattnet som passerar genom kondensorn kallas värmebärare. Det vatten från värmekällan som passerar genom förångaren kallas köldbärare.

- Värmepumpens kondenseringstemperatur antas överstiga temperaturen på utgående värmebärare med ett fixt antal grader.
- Värmepumpens förångningstemperatur antas understiga temperaturen på utgående köldbärare med ett fixt antal grader.
- Utgående köldbärartemperatur skall antingen ges ett fixt värde eller läggas ett fixt antal grader under inkommande köldbärartemperatur. En lägsta tillåten temperatur beaktas dock. Inkommande köldbärartemperatur anges för varje värmepump och för varje simulerat dygn.
- Flödet genom kondensorns fjärrvärmesida antas vara det maximalt möjliga med hänsyn till värmepumpfabrikantens specifikationer och flödet i fjärrvärmenätet. Detta ger lägsta möjliga kondenseringstemperatur, vilket inverkar gynnsamt på värmepumpsystemets prestanda.
- Flödet genom förångarens köldbärarsida bestäms av den effekt som uttas ur värmekällan, eftersom temperaturförhållandena för köldbäraren är fixerade.
- Värmepumpfabrikanter specificerar ett lägsta tillåtet flöde genom kondensorerens fjärrvärmesida. Vid låga nätflöden måste därför värmebäraren återcirkuleras. För att då undvika passningsräkning mellan avgiven effekt och temperatur på inkommande

värmebärare beräknas denna temperatur med hjälp av kondenseringstemperaturen under föregående tidssteg.

Den maximala värmeeffekt som en värmepump kan lämna och den eleffekt som därvid måste uppoffras vid olika förångnings- och kondenseringstemperaturer finns dokumenterad av värmepumpfabrikanter. Dessa driftfall, som nedan kallas normal drift, kan med god noggrannhet beskrivas med följande uttryck.

$$Q = d_1 + d_2 T_f + d_3 T_f^2 + d_4 T_k + d_5 T_k^2 + d_6 T_f T_k \quad [W] \quad (4.1)$$

$$E = d_7 + d_8 T_f + d_9 T_f^2 + d_{10} T_k + d_{11} T_k^2 + d_{12} T_f T_k \quad [W] \quad (4.2)$$

där

Q	värmeeffekt genom kondensorn	[W]
E	eleffekten till kompressorns motor	[W]
T_f	förångningstemperatur	[°C]
T_k	kondenseringstemperatur	[°C]
$d_1 \dots d_{12}$	konstanter	[W], [W/°C] eller [W/°C ²]

Minsta-kvadrat-anpassningar har gjorts för att finna koefficienterna $d_1 - d_{12}$ i uttryck (4.1) och (4.2) för en värmepump av storleksklassen 4 MW. Maximala relativa felet i uttrycket för värmeeffekten blev 0.5%, och maximala felet för eleffekten 2%.

Kvoten mellan värmeeffekt och eleffekt kallas värmefaktorn och skrivs ofta COP (coefficient of performance). Den skrivs matematiskt enligt följande relation:

$$\text{COP} = \frac{Q}{E} = \eta_c \frac{T_k + 273}{T_k - T_f} \quad [-] \quad (4.3)$$

där η_c är den Carnotska verkningsgraden. Den utgör kvoten mellan värmefaktorerna för den verkliga processen och den ideala Carnot-processen. Om denna beräknas för ett antal driftfall framkommer ett beroende

av kondenserings- och förångningstemperaturen. I modellen beräknas därför denna verkningsgrad enligt:

$$\eta_c = d_{13} + d_{14}T_f + d_{15}T_k \quad [-] \quad (4.4)$$

där

$$d_{13}, d_{14} \text{ och } d_{15} \text{ är konstanter} \quad [-], [^{\circ}\text{C}^{-1}]$$

Detta är en stark förenkling av de förhållanden som bestämmer värdet på den Carnotska verkningsgraden. En värmepump ansluten till ett fjärrvärmesystem arbetar dock vid relativt små variationer i förångnings- och kondenserings-temperatur. Temperaturerna kan variera mellan -5°C och 10°C respektive mellan 60°C och 80°C . En enkel relation enligt 4.4 är då berättigad.

För eleffekten skall gälla (se figur 4.1):

$$E = \frac{Q - P}{\eta_m} \quad [\text{W}] \quad (4.5)$$

där

$$P \quad \text{kyleffekt (uttagen effekt ur värmekällan)} \quad [\text{W}]$$

$$\eta_m \quad \text{verkningsgrad hos elmotorn} \quad -$$

Värmekällan modelleras genom att för varje simulerat dygn ange dess temperatur och relativa flöde. En normalkurva för flödet har då specificerats, vilken för varje dygn skalas med det angivna relativa flödet. Flödeskurvan har getts ett sinusformigt förlopp, vilket svarar mot förhållandena vid kommunala reningsverk [6,20].

$$\dot{m}_s = \bar{m} + \Delta\dot{m} \cos\left(\frac{k - k_{\max}}{24} 2\pi\right) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (4.6)$$

där

$$\bar{m} \quad \text{medelflöde} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$\Delta\dot{m} \quad \text{amplitud hos flödesvariationen} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$k \quad \text{tidsstegsnummer} \quad -$$

$$k_{\max} \quad \text{tidssteg då flödet är maximalt} \quad -$$

$$\dot{m}_s \quad \text{värmekällans flöde} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

För vissa värmekällor kan ett flöde ej definieras. Någon flödesfunktion behöver då ej användas, utan flödet genom förångaren bestäms utifrån de begränsningar i flöde som måste anges.

För köldbärrarflödet \dot{m}_f skall gälla:

$$\dot{m}_{f,min,spec} \leq \dot{m}_f \leq \dot{m}_{f,max,spec} \quad [m^3/s] \quad (4.7)$$

På samma sätt anges till värmebärrarflödet:

$$\dot{m}_{k,min,spec} \leq \dot{m}_k \leq \dot{m}_{k,max,spec} \quad [m^3/s] \quad (4.8)$$

Om värmekällans eller fjärrvärmevattnets flöde är för lågt för att 4.7 respektive 4.8 skall uppfyllas, tillgrips åter-cirkulation. Därvid blir flödet det lägsta tillåtna, och ingående köldbärrar- respektive värmebärrar temperatur modifieras med hänsyn till de speciella flödesbilderna, se nedan.

Det finns även en övre gräns för kondenseringstemperaturen:

$$T_k \leq T_{k,max,spec} \quad [^{\circ}C] \quad (4.9)$$

Utgående köldbärrar temperatur T_{fu} erhålles genom:

$$T_{fu} = T_s - \Delta T_s \quad [^{\circ}C] \quad (4.10)$$

eller

$$T_{fu} = T_{fu,spec} \quad [^{\circ}C] \quad (4.11)$$

T_s värmekällans temperatur $[^{\circ}C]$

ΔT_s specificerad temperatursänkning "

$T_{fu,spec}$ specificerad utgående köldbärrar temperatur "

Vilken av uttrycken 4.10 eller 4.11 som skall användas anges av modell användaren. Det beaktas dock alltid att:

$$T_{fu} \geq T_{fu,min} \quad [^{\circ}C] \quad (4.12)$$

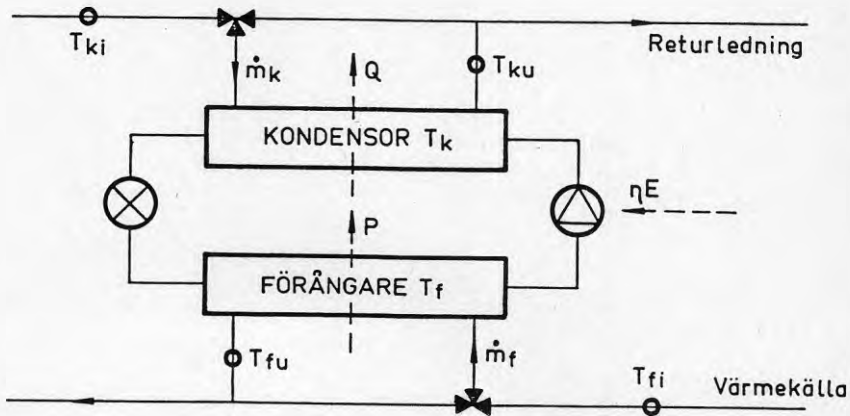
Värmeeffekten Q och kyleffekten P kan tecknas som funktioner av flöden och temperaturer, se figur 4.1 och 4.2.

$$Q = \dot{m}_k c (T_{ku} - T_{ki}) = \dot{m}_k c (T_k - \Delta T_k) - T_{ki}) \quad [\text{W}] \quad (4.13)$$

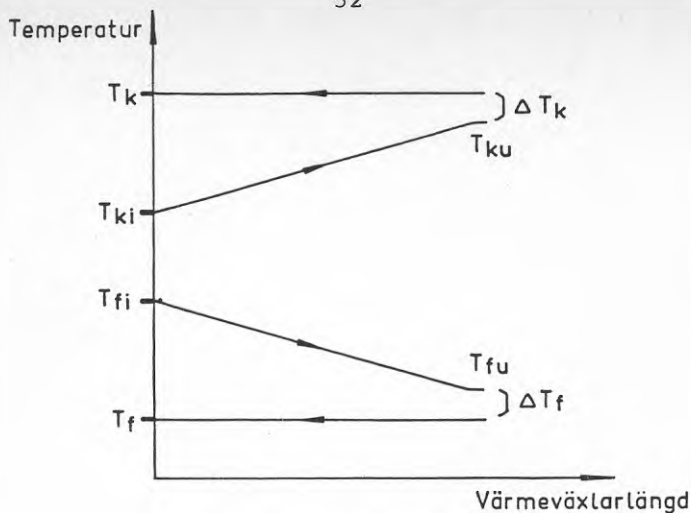
$$P = \dot{m}_f c (T_{fi} - T_{fu}) = \dot{m}_f c (T_{fi} - (T_f + \Delta T_f)) \quad [\text{W}] \quad (4.14)$$

där

\dot{m}_k	värmebärarens flöd	$[\text{m}^3/\text{s}]$
\dot{m}_f	köldbärarens flöde	$[\text{m}^3/\text{s}]$
T_{ku}	utgående värmebärartemperatur	$[\text{°C}]$
T_{ki}	inkommande värmebärartemperatur	"
T_{fi}	inkommande köldbärartemperatur	"
T_{fu}	utgående köldbärartemperatur	"
T_k	kondenseringstemperatur	"
T_f	förångningstemperatur	"
ΔT_k	temperaturdifferens i kondensorn	"
ΔT_f	temperaturdifferens i förångaren	"
c	vattens specifika värme	$[\text{Ws}/\text{m}^3\text{°C}]$



Figur 4.1 Temperaturer och effekter vid värmepumpen



Figur 4.2 Temperaturförhållanden i kondensor och förångare

Om flödet i returledningen vid värmepumpen är så lågt att lägsta tillåtna flöde hos värmebäraren underskrides, återcirkuleras utgående värmebärare. En viss del av utgående värmebärare blandas då med inkommande värmebärare så att det lägsta tillåtna flödet erhålles. Den resulterande inkommande temperaturen T_{ki} blir då (se figur 4.1):

$$T_{ki} = \frac{\dot{m}_\ell T_\ell + (\dot{m}_{k,\min,\text{spec}} - \dot{m}_L)(T'_k - \Delta T_k)}{\dot{m}_{k,\min,\text{spec}}} \quad [^\circ\text{C}] \quad (4.15)$$

där

\dot{m}_ℓ ledningsflöde $[\text{m}^3/\text{s}]$

T_ℓ temperatur på inkommande fjärrvärmevatten $[\text{m}^3/\text{s}]$

T'_k kondenseringstemperatur i föregående tidssteg $[^\circ\text{C}]$

Om värmekällans flöde är för lågt, sker en motsvarande återcirkulation av utgående köldbärare till inkommande köldbärare.

Det allmänna uttrycket för temperaturen T_{fi} på inkommande köldbärare är vid återcirkulation:

$$T_{fi} = \frac{\dot{m}_s T_s + (\dot{m}_{f,\min,\text{spec}} - \dot{m}_s) T_{fu}}{\dot{m}_{f,\min,\text{spec}}} \quad [^\circ\text{C}] \quad (4.16)$$

där

\dot{m}_s värmekällans flöde $[\text{m}^3/\text{s}]$

Pumpning av värmebäraren från och tillbaka till fjärrvärmenätet samt genom kondensorn kräver el för drift av pumpar. Även pumpning av köldbäraren ger ett behov av el. Dessa eleffekter beräknas i modellen genom:

$$E_{pk} = d_{16} \dot{m}_k^3 \quad [W] \quad (4.17)$$

$$E_{pf} = d_{17} \dot{m}_f^3 \quad [W] \quad (4.18)$$

där

E_{pk} eleffekt för pumpning på kondensorsida [W]

E_{pf} " " " " förångarsida [W]

d_{16}, d_{17} proportionalitetskonstant [kg s²/m⁷]

Eleffekten för drift av pumpar på kondensorsidan tillförs delvis till värmebäraren. Eleffekterna enligt 4.17 och 4.18 adderas till eleffekten för kompressordriften för att erhålla en värmefaktor för hela värmepumpsystemet.

$$COP_{syst} = \frac{Q}{E + E_{pk} + E_{pf}} \quad [-] \quad (4.19)$$

I det följande skall beräkningsgången vid bestämmande av värmepumpens driftpunkt redovisas. Beräkningarna kan delas in i fyra fall: begränsningar, normal drift, för hög värmeeffekt och för hög kyleffekt.

Begränsningar

Den maximala värmeeffekt som kan avges bestäms av flödet och temperaturerna på kondensorns fjärrvärmesida. I varje tidssteg har flödet en övre gräns som antar det minsta värdet av returledningsflöde och maximalt tillåtet flöde. Temperaturen på inkommande värmebärare bestäms av förhållandena i fjärrvärmenätet. Maximal temperatur på utgående värmebärare sätts av högsta tillåtna kondenseringstemperatur. Således:

$$\dot{m}_{\max} = \text{minimum} \begin{cases} \dot{m}_{\ell} \\ \dot{m}_{k, \max, \text{spec}} \end{cases} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$T_{\text{ut}, \max} = T_{k, \max, \text{spec}} - \Delta T_k \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$Q_{\max} = \dot{m}_{\max} c (T_{\text{ut}, \max} - T_{ki}) \quad [\text{W}]$$

där

$$\dot{m}_{\max} \quad \text{maximalt möjligt flöde} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$T_{\text{ut}, \max} \quad \text{maximalt möjlig temperatur på utgående värmebärare} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$Q_{\max} \quad \text{maximala värmeeffekten}$$

$$c \quad \text{vattnets specifika värme} \quad [\text{Ws}/\text{m}^3\text{C}]$$

Den maximala kyleffekten bestäms på ett liknande sätt.

$$\dot{m}_{\max} = \text{minimum} \begin{cases} \dot{m}_s \\ \dot{m}_{f, \max, \text{spec}} \end{cases} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$T_{\text{fu}} = T_s - \Delta T_s \quad \text{eller} \quad T_{\text{fu}} = T_{\text{fu}, \text{spec}} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$P_{\max} = \dot{m}_{\max} c (T_s - T_{\text{fu}}) \quad [\text{W}]$$

där

$$\dot{m}_{\max} \quad \text{maximalt möjligt flöde} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$P_{\max} \quad \text{maximal kyleffekt} \quad [\text{W}]$$

Normal drift

Eftersom värmebärarflödet fås genom:

$$\dot{m}_k = \text{minimum} \begin{cases} \dot{m}_{k, \max, \text{spec}} \\ \dot{m}_{\ell} \end{cases} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

och förångningstemperaturen ges av

$$T_f = T_s - \Delta T_s - \Delta T_f \quad \text{eller} \quad T_f = T_{fu, spec} - \Delta T_f \quad [^{\circ}\text{C}]$$

kan värmeeffekt Q och kondenseringstemperatur T_k lösas ur följande ekvationssystem.

$$\begin{cases} Q = \dot{m}_k c ((T_k - \Delta T_k) - T_{ki}) & [\text{W}] \\ Q = d_1 + d_2 T_f + d_3 T_f^2 + d_4 T_k + d_5 T_k^2 + d_6 T_f T_k & [\text{W}] \end{cases}$$

Detta ger ett andragsuttryck för kondenseringstemperaturen, vilket har visat sig ge en väl definierad lösning. Då kondenserings- och förångningstemperaturerna är kända beräknas eleffekten genom uttryck 4.2. Sedan kan kyleffekten erhållas med relation 4.5. Om inga begränsningar i värme- eller kyleffekt överskridits, beräknas köldbärarflöde (relation 4.14) och eleffekter till pumparna (relation 4.17 och 4.18). Driftpunkten är funnen.

För hög värmeeffekt

Om värmeeffekten är för stor begränsas den till sitt maximala värde. Kondenseringstemperaturen erhålles genom lösning av:

$$Q_{\max} = \dot{m}_k c ((T_k - \Delta T_k) - T_{ki}) \quad [\text{W}]$$

Eftersom värmepumpen går med reducerad effekt, gäller ej uttrycken 4.1 och 4.2. I stället beräknas värmefaktorn COP genom:

$$\text{COP} = (d_{13} + d_{14} T_f + d_{15} T_k) \frac{T_k + 273}{T_k - T_f} \quad [-]$$

Eleffekten E erhålles sedan enligt:

$$E = \frac{Q_{\max}}{\text{COP}} \quad [\text{W}]$$

Därmed kan övriga storheter såsom kyleffekt, köldbärarflöde och pumpeffekter beräknas.

För hög kyleffekt

Om kyleffekten är för stor sätts denna till sitt maximala värde. Värmeeffekt och kondenseringstemperatur erhålles sedan ur följande ekvationssystem:

$$\begin{cases} Q = \dot{m}_k c ((T_k - \Delta T_k) - T_{ki}) & [W] \\ \frac{Q}{Q-P_{\max}} = \frac{d_{13} + d_{14}T_f + d_{15}T'_k}{\eta_m} \frac{T_k + 273}{T_k - T_f} & [W] \end{cases}$$

där det har utnyttjats att:

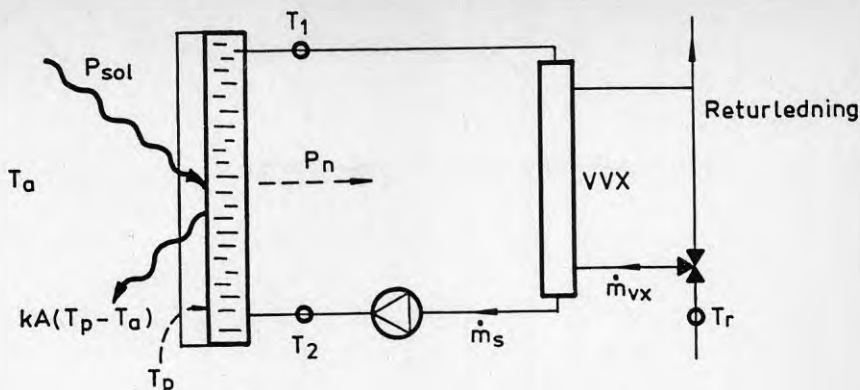
$$\text{COP} = \frac{Q}{E} = \frac{Q}{Q-P} = \frac{Q\eta_m}{Q-P} \quad [-]$$

T'_k avser kondenseringstemperaturen i föregående tidssteg. Om ej denna användes skulle en ekvation med T_k i tredje potens erhållas. Då ekvationssystemet är löst, kan övriga storheter såsom köldbärarflöde och pumpeffekter beräknas.

4.3 Solvärmesystem

Solfångarna antas kopplade till returledningen över en värmeväxlare. Flödet genom dennas fjärrvärmesida antas vara så högt som möjligt, dock med en begränsning som sätts av maximalt tillåtet flöde. Solfångarna är kopplade parallellt med varandra, vilket gör att de får lägsta möjliga arbetstemperatur. Flödet genom solfångarna är konstant.

Solfångaren modelleras som en värmeväxlare med den solbelysta absorbatoren som den varma sidan, och det kylande vattnet som den kalla sidan. Absorbatorytans temperatur sätts approximativt till en medeltemperatur över hela ytan. Figur 4.3 visar inkopplingen av solfångarna och redovisar några storheter som ingår i modellen.



Figur 4.3 Temperaturer, flöden och effekter vid solfångaren.

Den effekt som når absorbatoren från solen kan tecknas:

$$P_{\text{sol}} = (a_D I_D \cos\varphi + a_d I_d) A \quad [\text{W}] \quad (4.20)$$

där

I_D den direkt solstrålningens intensitet i infallsriktningen $[\text{W}/\text{m}^2]$

I_d den diffusa strålningen mot absorbatoren $[\text{W}/\text{m}^2]$

φ infallsvinkel för den direkta solstrålningen -

a_D absorptionskoefficient för direkt solstrålning -

a_d absorptionskoefficient för diffus strålning -

A absorbatorarea $[\text{m}^2]$

Modell användaren kan ange att solfångaren följer solens höjd och/eller azimut. Koncentrerande solfångare kan därmed simuleras.

Följande ekvationssystem kan ställas upp för solvärmesystemet:

$$\begin{cases} P_n = P_{\text{sol}} - kA(T_p - T_a) & [\text{W}] \quad (4.21) \end{cases}$$

$$\begin{cases} P_n = \dot{m}_s c (T_1 - T_2) & [\text{W}] \quad (4.22) \end{cases}$$

$$\begin{cases} T_1 = (1-\epsilon)T_2 + \epsilon T_p & [^\circ\text{C}] \quad (4.23) \end{cases}$$

$$\begin{cases} T_1 - T_2 = \alpha(T_1 - T_r) & [^\circ\text{C}] \quad (4.24) \end{cases}$$

där

P_n	nyttig effekt som solfångaren lämnar	[W]
T_p	absorbatortemperatur	[°C]
T_a	omgivande utelufts temperatur	"
T_1	temperatur vid solfångarens utlopp	"
T_2	temperatur vid solfångarens inlopp	"
T_r	temperatur i fjärrvärmenätet vid solvärme-systemet	"
k	förlustfaktor mot omgivningen	[W/m ² °C]
A	solfångararea	[m ²]
\dot{m}_s	flöde i solfångarkretsen	[m ³ /s]
ϵ	temperaturverkningsgrad vid värmeväxling mellan absorbatör och kylande vatten	-
α	temperaturverkningsgrad i värmeväxlaren till fjärrvärmenätet	-
c	vattens specifika värme	[Ws/m ³ °C]

I ekvationssystemet är nyttiga effekten P_n , absorbatortemperaturen T_p samt inlopps- respektive utloppstemperaturerna T_1 och T_2 okända. Detta ger fyra obekanta och fyra ekvationer, varför systemet är lösbart. Det ger ett enkelt lineärt uttryck för exempelvis temperaturen T_1 .

Temperaturverkningsgraden α beräknas med hänsyn till flödet \dot{m}_{vx} på fjärrvärmesidan, och flödet \dot{m}_s på solfångarsidan.

$$\dot{m}_1 = \text{minimum} \begin{cases} \dot{m}_{vx} \\ \dot{m}_s \end{cases} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (4.25)$$

$$\dot{m}_2 = \text{maximum} \begin{cases} \dot{m}_{vx} \\ \dot{m}_s \end{cases} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (4.26)$$

$$x = \frac{G_{vx}}{\dot{m}_1 c}, \quad y = \dot{m}_1 / \dot{m}_2 \quad [-] \quad (4.27a, b)$$

$$\alpha = \frac{1}{1 - \dot{m}_1 c / G_{vx}} \quad [-] \quad (4.29)$$

där

G_{vx} värmeövergångstal i värmeväxlaren [W/°C]

Solfångarens temperaturverkningsgrad ϵ beräknas enligt:

$$\epsilon = 1 - e^{-G_s / \dot{m}_s c} \quad [-]$$

där

G_s värmeövergångstal i solfångaren [W/°C]

Då ekvationssystemet 4.21 till 4.24 har gett utloppstemperaturen, jämförs denna med temperaturen T_r i fjärrvärmenätet.

Ingen solenergi kan utnyttjas om

$$T_1 \leq T_r \quad [^\circ\text{C}] \quad (4.30)$$

Om villkoret 4.30 ej är uppfyllt, jämförs T_1 med en övre begränsning som är en följd av att solfångarna måste skyddas för höga temperaturer.

$$T_1 > T_{lmax} \Rightarrow T_1 = T_{lmax} \quad [^\circ\text{C}] \quad (4.31)$$

Eleffekten för drift av pumpar på värmeväxlarens fjärrvärmesida beräknas enligt:

$$E_{pvx} = r_{vx} \dot{m}_{vx}^3 \quad [\text{W}] \quad (4.32)$$

där

r_{vx} proportionalitetskonstant [kg s²/m⁷]

\dot{m}_{vx} flöde genom värmeväxlaren [m³/s]

Eleffekten enligt uttryck 4.32 och den av modellanvändaren angivna pumpeffekten för solfångarkretsen, upptas till $\epsilon\%$ som nyttig värme.

Den till fjärrvärmenätet tillförda effekten blir då enligt 4.22, 4.23 och 4.32.

$$P_{ut} = \dot{m}_s c \alpha (T_1 - T_r) + \frac{\epsilon}{100} (r_{vx} \dot{m}_{vx}^3 + E_{ps}) \quad [\text{W}] \quad (4.33)$$

där

E_{ps} effekten för drift av pumpar i solfångarkretsen [W]

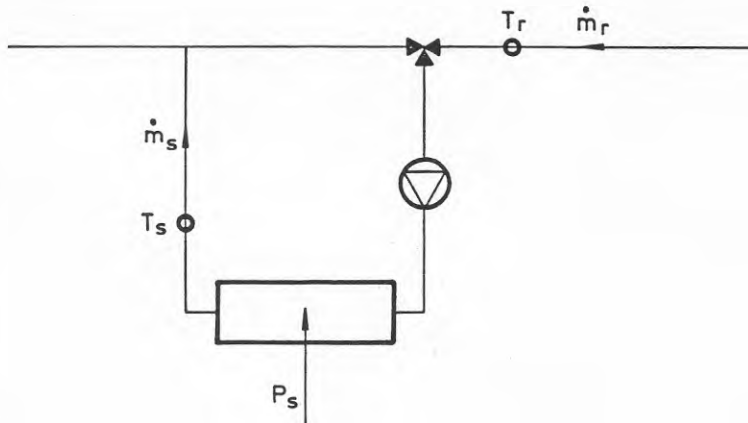
och

$T_l > T_r$ samt $T_l \leq T_{lmax}$ [°C]

4.4 Industriell spillvärme

Med industriell spillvärme avses värme av sådan termisk kvalitet att den kan utnyttjas direkt för tillförsel till fjärrvärmesystemet. Någon värmepumpning, som kräver användning av värmepumpmodellen enligt 3.1, behöver alltså ej tillgripas.

Utformningen av system för industriell spillvärme kan variera från fall till fall, kanske mer än för värmepump- eller solvärmesystem. Därför har en relativt enkel modell utvecklats, som huvudsakligen har uppgiften att definiera spillvärmemodellens plats i den övergripande simuleringsmodellen. Figur 4.4 visar spillvärmesystemet, där själva processen som ger värmen endast återbildas med en effekt och en maximal temperatur på vättnet som tillförs fjärrvärmesystemet.



Figur 4.4 Flöden, temperatur och effekter vid spillvärmesystemet

För den tillgängliga effekten P_s anges för varje tidssteg och simulerat dygn ett maximalt värde $P_{s,max}$. Temperaturen T_s har en fix övre gräns $T_{s,max}$ vilket skall återge den begränsade temperaturnivån hos värmekällan. Flödet \dot{m}_s maximeras med en övre gräns som antingen sätts av ledningsflödet \dot{m}_ℓ eller specificerat maximalt flöde $\dot{m}_{s,max}$.

$$\dot{m}_s = \text{minimum} \begin{cases} \dot{m}_\ell \\ \dot{m}_{s,max} \end{cases} \quad [m^3/s] \quad (4.34)$$

Temperaturen T_s beräknas för fallet att all tillgänglig effekt kan utnyttjas.

$$T_s = T_r + \frac{P_{s,max}}{\dot{m}_s c} \quad [^\circ C] \quad (4.35)$$

där

$$T_r \quad \text{temperatur på tillfört ledningsvatten} \quad [^\circ C]$$

$$c \quad \text{vattens specifika värme} \quad [Ws/m^3^\circ C]$$

Temperaturen T_s jämförs sedan med sin övre begränsning.

$$T_s \leq T_{s,max} \Rightarrow P_{ut} = P_{s,max} \quad [W] \quad (4.36)$$

$$T_s > T_{s,max} \Rightarrow P_{ut} = \dot{m}_s c (T_{s,max} - T_r) \quad [W] \quad (4.37)$$

där

$$P_{ut} \quad \text{nyttiggjord effekt} \quad [W]$$

Pumparbetet beräknas genom:

$$E_{ps} = r_s \dot{m}_s^3 \quad [W] \quad (4.38)$$

där

$$r_s \quad \text{proportionalitetskonstant} \quad [kg \ s^2/m^7]$$

Pumparbetet E_{ps} tillförs delvis det framströmmande fjärrvärmevattnet.

4.5 Styrning av produktionen vid returledningen

Tillförseln av lågvärdigt värme till returledningen kan behöva styras för att uppnå vissa mål för driften av fjärrvärmesystemet. Det kan finnas hetvattencentraler som genom en hög investering kan utnyttja billiga bränslen, varför dessa skall utgöra basproduktion. Tillförseln av lågvärdig värme måste därför begränsas, så att produktionen i dessa hetvattencentraler hålls på önskvärd nivå. Det kan också förekomma överskott på produktion vid situationer med låg belastning och stor tillförsel av lågvärdig värme. Detta överskott resulterar i att returledningstemperaturen överskrider framledningstemperaturen vid den centrala punkten. Det är ej önskvärt att släppa ut detta heta vatten i framledningen, eftersom abonnentcentralerna då dramatiskt ändrar sitt flöde. För att undvika sådana driftsituationer måste tillförseln av lågvärdig värme styras.

Reglering av tillförseln till returledningen är en iterativ process om produktionsenheterna påverkar varandra. Då produktionen i en enhet regleras ner, sänks temperaturen i returledningar mellan enheten och den centrala punkten. Därvid får andra produktionsenheter lägre arbetstemperatur och ökar då effektiviteten i sin energitillförsel. De ökar därför sin produktion, och motverkar något nedregleringen av den första enheten. Dessutom måste transporttiderna för energimängder i returledningen beaktas. Ett överskott vid en tidpunkt kan härstamma från produktion vid en tidpunkt flera timmar tidigare.

Simuleringsmodellen har byggts upp med tanke på fjärrvärmesystem där tillförsel av lågvärdig värme prioriteras högt och klassas som basproduktion. Värmepumpar, solvärmesystem och system för industriell spillvärme tillför därför maximalt med energi till returledningen. Tillgången på primärenergi och produktionsenheternas tekniska egenskaper är de enda begränsningarna. En modell för styrning av produktionen vid returledningen för att vidmakthålla produktion i någon hetvattencentral har därför inte utvecklats. Eftersom tillförseln av lågvärdig värme ofta inte är i fas med energibehovet, har en

modell för hetvattenackumulator utvecklats, se kapitel 6. En sådan ackumulator laddas under tider med stor tillförsel av lågvärdig värme, och laddas ur då denna produktion inte täcker energibehovet. Vid en väl avvägd dimensionering av ackumulatorn skall överskott ej uppkomma. Om ett sådant överskott uppkommer under simuleringen, redovisas detta för modellanvändaren. Därvid kan energibalansen för systemet alltid kontrolleras.

Redovisningen av överskott ger också möjlighet att i efterhand reglera produktionen. För varje produktionsenhet kan produktionen specificeras tidssteg för tidssteg under valfritt dygn. Ett dygn med överskott kan simuleras på nytt och nya kontrollåtgärder kan vidtas. Till slut fås ett dygn utan överskott, och en bild av hur systemet reagerar vid produktionsstyrning.

5. KONVENTIONELL PRODUKTION

5.1 Inledning

Huvuddelen av den konventionella produktionen, dvs i hetvattencentraler och kraftvärmeverk, antas ske i den centrala punkten. Mindre hetvattencentraler decentraliserat förlagda i nätet kan ingå i systemet, men dessa får inte ändra flödesriktningen i nätet, se avsnitt 1.2. En produktionspunkt i nätet får inte samtidigt vara en belastningspunkt.

I modellen antas produktionsenheter för tillförsel av lågvärdig värme utgöra basproduktionen. Konventionella produktionsenheter har därför till uppgift att tillföra de sista energimängder som ger balans mellan tillförsel och behov. De små hetvattencentralerna ute i nätet har dock som uppgift att vid toppbelastningar avlänka en del av flödet från den centrala punkten. Sådan drift gör att huvudkylvertarna inte behöver dimensioneras för toppbelastning.

5.2 Centraliserad

Efter att energitillförseln från hetvattenackumulatören har beräknats, se kapitel 6, bestäms den effekt P_C som behöver tillföras av produktionsenheterna i den centrala punkten.

$$P_C = \dot{m}_C c (T_f - T_r) \quad [W] \quad (5.1)$$

där

\dot{m}_C	flödet till den centrala punkten	$[m^3/s]$
T_f	specificerad framledningstemperatur	$[^\circ C]$
T_r	temperatur på returvattnet efter ackumulatören	$[^\circ C]$
c	vattens specifika värme	$[Ws/m^3 \ ^\circ C]$

I den centrala punkten kan två konventionella bränslebaserade produktionsenheter simuleras. De kan priorite-

ras inbördes, varvid högsta prioritet ges till enhet med index 1 (se nedan) och lägsta till enhet med index 2. Hänsyn tas dock till lägsta tillåtna produktion. Till produktionsenheterna i den centrala punkten kan även läggas en elpanna. På grund av prisrelationen mellan el och bränsle utnyttjas elpannor främst under sommarmånaderna. Till modellen anges därför de datum mellan vilka elpannan får användas. Under övrig tid, vilket är huvuddelen av året, fördelas produktionen mellan de två bränslebaserade enheterna enligt följande.

Produktionen i varje enhet skall ligga mellan två gränser:

$$P_{1,\min} \leq P_1 \leq P_{1,\max} \quad [W] \quad (5.2)$$

$$P_{2,\min} \leq P_2 \leq P_{2,\max} \quad [W] \quad (5.3)$$

där

$$P_i \quad \text{produktion i enhet nummer } i=1,2 \quad [W]$$

$$P_{i,\min} \quad \text{minimum produktion, enhet } i=1,2 \quad [W]$$

$$P_{i,\max} \quad \text{maximum produktion, enhet } i=1,2 \quad [W]$$

Någon av enheterna måste ha en undre gräns lika med noll.

$$\text{Om } P_c < P_{1,\min} \Rightarrow P_2 = P_c, P_1 = 0 \quad [W] \quad (5.4)$$

$$\text{Om } P_c > P_{1,\min} \quad [W] \quad (5.5)$$

fås två möjligheter:

$$P_c < P_{1,\max} \Rightarrow P_1 = P_c, P_2 = 0 \quad [W] \quad (5.6)$$

$$P_c > P_{1,\max} \Rightarrow P_1 = P_{1,\max}, P_2 = P_c - P_{1,\max} \quad [W] \quad (5.7)$$

Om elpannan kan användas, tillkommer en enhet, men principerna är lika. Det troliga är dock att elpannan är dimensionerad för att möta hela belastningen under

den del av året den kan användas. Den bränslebaserade produktionsapparaten kan därmed stå kall, varvid förlusterna vid successiva start och stopp undviks. En sådan driftstrategi medför att elpannan ges högsta prioritet i modellen, men att de angivna datumgränserna gör att elpannan förbises under en del av året.

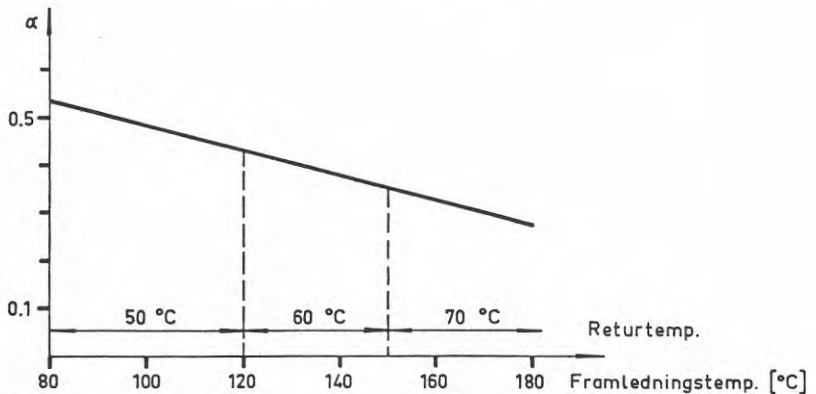
För den bränslebaserade produktionen definieras en värmeutstyrningsgrad x_i enligt:

$$x_i = \frac{P_i}{P_{i,max}} \quad [-] \quad (5.8)$$

Om produktionsenheten är ett kraftvärmeverk beräknas en elutbytesfaktor med utgångspunkt från värmeutstyrningsgraden. Endast ren mottrycksdrift beaktas, där elproduktionen helt är slav under värmeproduktionen. Elutbytesfaktorn påverkas, förutom av värmeproduktionen, också av retur- och framledningstemperatur. Returtemperaturen är då temperaturen på vattnet, där det inkommer till enheten, och framledningstemperaturen är temperaturen vid utloppet från enheten. Vattentemperaturen kan därefter höjas med produktion vid ytterligare enheter för att specificerad framledningstemperatur skall erhållas. Följande uttryck används för elutbytesfaktorn, se figur 5.1.

$$\alpha_i = (e_{1i} + e_{2i}x_i + e_{3i}x_i^2)(1 - e_{4i}(T_f - 90))(1 - e_{5i}(T_r - 50)) \quad [-] \quad (5.9)$$

α_i elutbytesfaktor, enhet $i = 1, 2$
 e_{ki} , $k=1, 5$, konstanter enhet $i = 1, 2$



Figur 5.1 Elutbytesfaktorns beroende av retur- och framledningstemperatur, [7]

Elproduktionen erhålles sedan genom

$$E_i = \alpha_i P_i \quad i = 1, 2 \quad [W] \quad (5.10)$$

Då värme- och elproduktionen är bestämd beräknas bränsleåtgången. För varje produktionsenhet har då angetts vilken typ av bränsle som används. Verkningsgraden beräknas genom:

$$\eta_i = c_{1i} + c_{2i}x_i + c_{3i}x_i^2 \quad i = 1, 2 \quad [-] \quad (5.11)$$

där

$$\eta_i \quad \text{verkningsgrad} \quad i = 1, 2 \quad [-]$$

$$c_{1i}, c_{2i}, c_{3i} \quad \text{konstanter} \quad i = 1, 2 \quad [-]$$

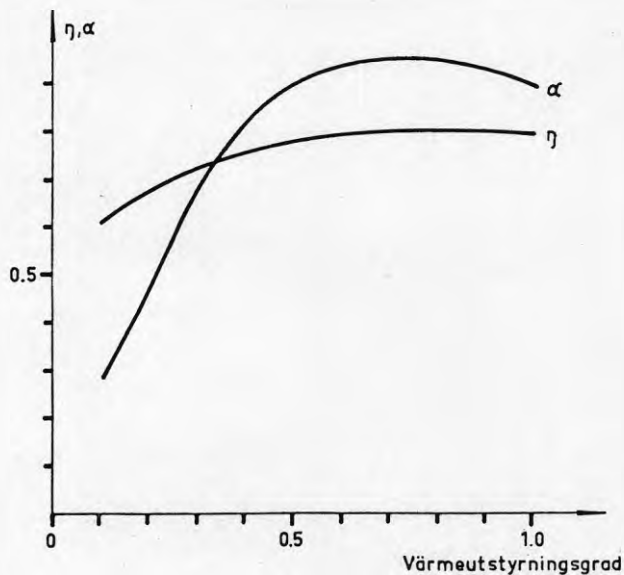
Bränsleåtgången B_i blir:

$$B_i = \frac{(P_i + E_i)h}{\eta_i} \quad i = 1, 2 \quad [ws] \quad (5.12)$$

där

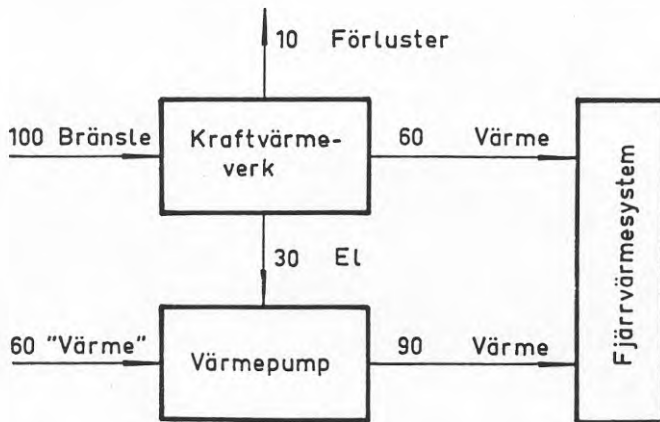
$$h \quad \text{tidsstegets längd} \quad [s]$$

Figur 5.2 visar verkningsgraden och elutbytesfaktorn för ett dieselkraftvärmeverk. Kurvorna har erhållits ur [8].



Figur 5.2 Verkningsgrads- och elutbyteskurva för dieselkraftvärmeverk

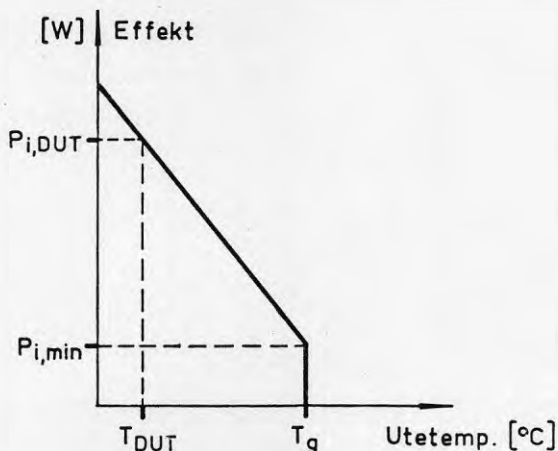
Genom beräkning av elproduktionen kan studeras hur tillförsel av lågvärdig värme till fjärrvärmesystemet påverkar en kommuns kraftbalans. Inte minst vid totalekonomiska överväganden är denna kraftbalans av intresse, se kapitel 9. Kraftbalansen är också intressant då kraftvärmeverk och värmepumpar integreras i syfte att skapa ett väl balanserat system. Figur 5.3 visar schematiskt hur 100 enheter högvärdigt bränsle och 60 enheter lågvärdigt värme omvandlas till 150 enheter värme som tillförs ett fjärrvärmesystem.



Figur 5.3 Energibalans för ett integrerat system

5.3 Decentraliserad

Produktionen i decentraliserade hetvattencentraler antas regleras enligt figur 5.4.



Figur 5.4 Reglering av decentraliserade hetvattencentraler

Då flödena i nätet skall beräknas, måste produktionen i decentraliserade hetvattencentraler vara känd, se avsnitt 3.3. Denna produktion påverkas av de uppkomna temperaturerna i returledningen, varför den endast kan bestämmas approximativt inför flödesberäkningen. Den sätts då till:

$$P_{di}^* = P_{i,min} + \frac{\Delta P_i}{\Delta T_i} (T_a - T_{gi}) \quad i = 1, 2 \dots M \quad [W] \quad (5.13)$$

$$\Delta P_i = P_{i,DUT} - P_{i,min} \quad [W] \quad (5.14)$$

$$\Delta T_i = T_{DUT} - T_{gi} \quad [^\circ C] \quad (5.15)$$

där

P_{di}^*	estimerad produktion, enhet i	[W]
$P_{i,min}$	minsta möjliga produktion, enhet i	"
$P_{i,DUT}$	produktion vid dimensionerande utetemperatur, enhet i	"
		[$^\circ C$]
T_{gi}	gränstemperatur, enhet i	"
T_{DUT}	dimensionerande utetemperatur	"
T_a	utomhustemperatur	"
M	antalet decentraliserade hetvattencentraler	[-]

Då temperaturförhållandena i nätet har bestämts, kan den verkliga produktionen bestämmas. Eftersom flödet genom hetvattencentralen inte får ändras och framledningstemperaturen är konstant, är det bara själva produktionen som kan ändras. I flödesberäkningen antogs temperaturen på returledningsvattnet vid hetvattencentralerna vara lika med temperaturen på utgående vatten från abonnentcentralerna. Därmed är det skillnaden mellan denna temperatur och den verkliga som bestämmer produktionsändringen.

$$P_{di} = P_{di}^* + \dot{n}_i c (T_{ri} - T_{ab}) \quad i = 1, 2, \dots, M \quad [W] \quad (5.16)$$

där

P_{di}	verklig produktion, enhet i	[W]
\dot{n}_i	flöde genom enhet i (<0)	[m ³ /s]
T_{ri}	returledningstemperatur vid enhet i	[°C]
T_{ab}	temperatur på utgående vatten från abonnentcentraler	[°C]

Returledningstemperaturen T_{ri} är en funktion både av förluster och produktion vid returledningen. I avsnitt 3.5 analyserades hur hetvattencentraler påverkade allokeringen av returledningsförlusterna. I avsnitt 3.7 visades hur hetvattencentraler avlänkade en del av den energi som tillförs returledningen. Uttryck 5.16 är därför nödvändig för att ge energibalans i det simulerade systemet.

Bränsleförbrukningen beräknas på samma sätt som för den centrala produktionen.

$$x_i = \frac{P_{di}}{P_{i,DUT}} \quad i = 1, 2, \dots, M \quad [-] \quad (5.17)$$

$$\eta_i = c_{d1,i} + c_{d2,i} x_i + c_{d3,i} x_i^2 \quad " \quad [-] \quad (5.18)$$

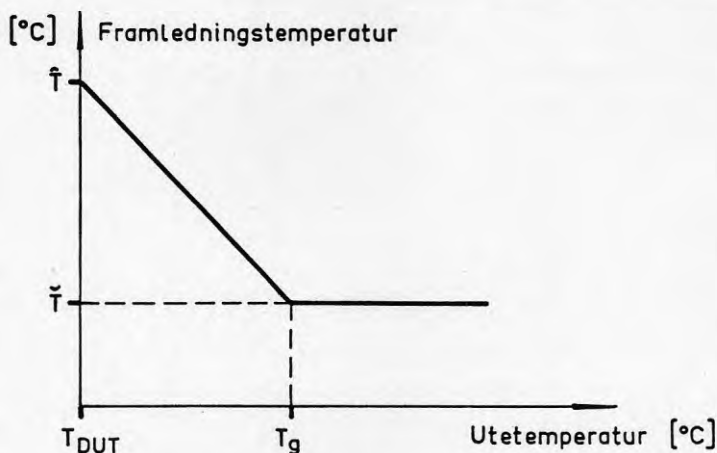
$$B_{di} = \frac{P_{di} h}{\eta_i} \quad " \quad [Ws] \quad (5.19)$$

där

B_{di}	bränsleförbrukning	[Ws]
h	tidsstegets längd	[s]
$c_{d1,i}, c_{d2,i}, c_{d3,i}$	konstanter	[-]

5.4 Framledningstemperatur

Framledningstemperaturen sätts vid den centrala punkten, och antas följa en kurva enligt figur 5.5.



Figur 5.5 Reglering av framledningstemperatur

Kurvans parametrar anges till simuleringsmodellen, varefter framledningstemperaturen för varje tidssteg kan beräknas. Olika parametrar kan ges för olika delar av året. Därmed kan speciella program för framledningstemperaturen studeras. Sådana program har till syfte att exempelvis anpassa framledningstemperaturen till maximalt tillåten utgående temperatur från en värmepump. Därmed kan denna stå för hela värmeproduktionen i systemet under vissa tider av året.

Framledningstemperaturen används för bestämning av förluster, flöden och produktion i den centrala punkten. Genom flödesberäkningens uppbyggnad fås att decentraliserade hetvattencentraler levererar hetvatten till precis den temperatur som ges av framledningstemperaturen vid centrala punkten minus temperaturfallet ut till produktionspunkten.

6. HETVATTENACKUMULATOR

6.1 Modell

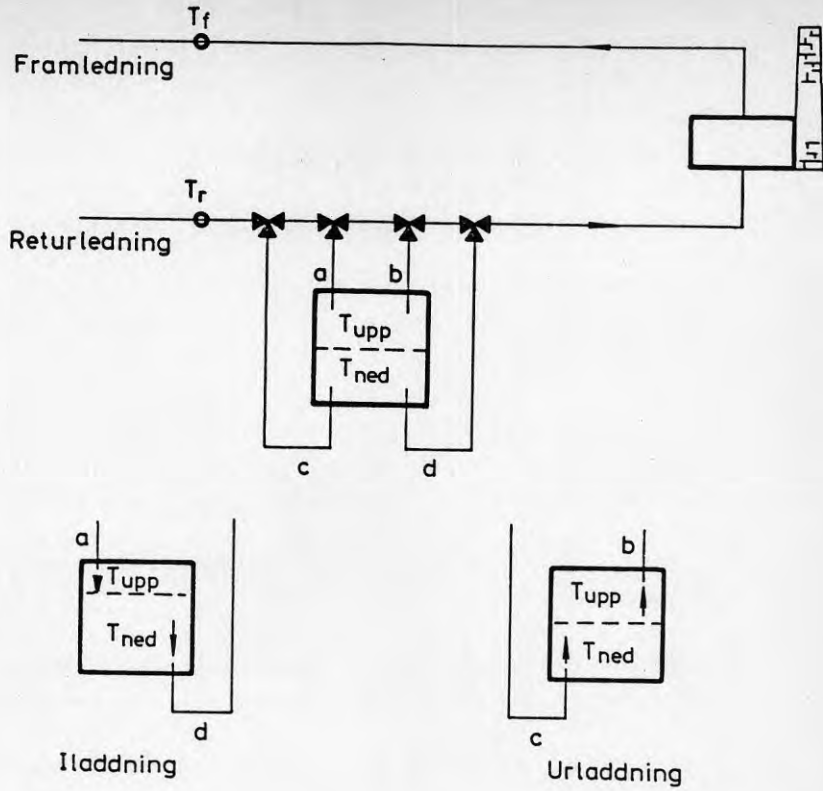
I simuleringen kan ingå en icke trycksatt hetvattenackumulator i den centrala produktionspunkten. Syftet med ackumulatoren är att då returtemperaturen överstiger erforderlig framledningstemperatur lagra detta överskott. Värmepumpar, solvärmesystem och industriellt spillvärme utnyttjas då till fullo. Då detta inte räcker till för att täcka energibehovet börjar ackumulatoren att tömmas på sin eventuellt upplagrade energimängd. Om detta inte räcker, startas konventionell produktion upp.

Akkumulatoren modelleras som en cistern med två skarpt avgränsade vattenmassor. Vid iladdning tillförs det övre varmaste skiktet hett vatten från returledningen. Samtidigt pumpas samma volym ut från det kallare nedre skiktet och blandas med returledningstvatten för att ge rätt framledningstemperatur. Om lagret blir fulladdat redovisas ett energiöverskott. Det nedre skiktet är då näst intill utplånat, och det övre antar maximalt tillåten temperatur. Vid urladdning leds returvattnet till det nedre skiktet. Vatten från det övre skiktet blandas med returledningstvatten för att ge rätt framledningstemperatur. Om rätt framledningstemperatur inte kan erhållas, tillförs energi från konventionell produktion. Tryckreducerings- och pumphuset vid ackumulatorns inlopp respektive utlopp beaktas inte i modellen. Cirka hälften av pumparbetet kan erhållas genom att vattnet vid inloppet tryckreduceras genom en turbin vilken driver pumparna vid utloppet [9].

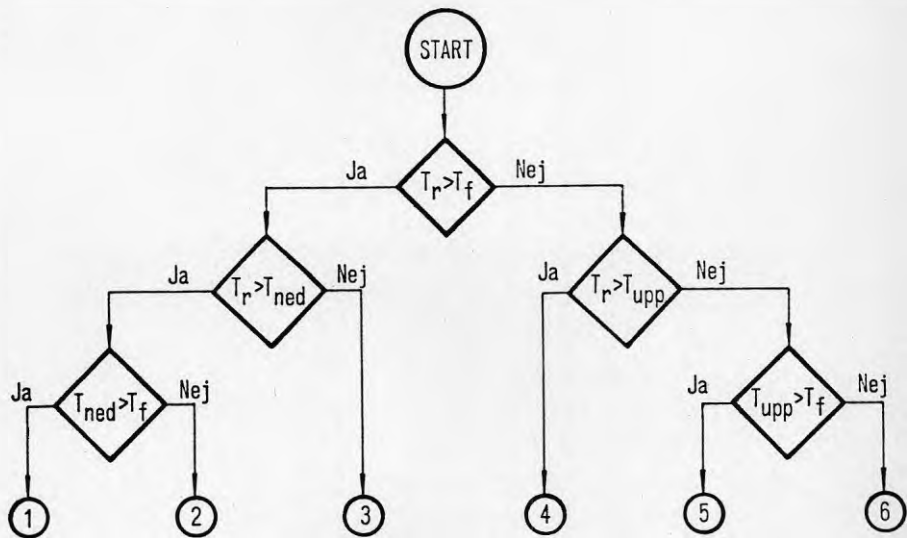
Figur 6.1 visar ackumulatorns inkoppling i systemet och vilka temperaturer som måste beaktas.

Beteckningar i figur 6.1:

T_r	returvattentemperatur	[°C]
T_f	framledningstemperatur	"
T_{upp}	temperatur i ackumulatorns övre skikt	"
T_{ned}	temperatur i ackumulatorns nedre skikt	"



Figur 6.1 Ackumulators inkoppling i systemet



Figur 6.2 Driftläggningschema för ackumulatören

Figur 6.2 visar i stora drag villkoren för ackumulatorns driftläggning. Siffrorna hänvisar till följande driftfall.

1. Ackumulatorn laddas. Överskott uppkommer dock eftersom det nedre skiktet har en temperatur överskridande framledningstemperaturen. Ett ovanligt driftfall.
2. Ackumulatorn laddas. Rätt framledningstemperatur erhålles genom blandning av vatten från nedre skiktet med returvatten.
3. Ackumulatorn kan ej öka sitt energiinnehåll, eftersom returtemperaturen är lägre än temperaturen hos det kallaste skiktet. Överskott uppkommer. Ett ovanligt driftfall.
4. Ackumulatorn är urladdad. Konventionell produktion måste användas.
5. Ackumulatorn laddas ur. Returvatten och vatten från det varmaste skiktet blandas till rätt framledningstemperatur.
6. Ackumulatorn laddas ur. Ett tillskott från konventionell produktion behövs dock.

I det följande skall beräkningsgången visas för de driftfall som innebär förändring av ackumulatorns tillstånd. Tillståndet beskrivs då av övre och nedre skikttemperatur samt övre och nedre skiktets andelar av den totala volymen. Följande beteckningar används där k avser tidsstegets nummer:

f_{uk}	övre skiktets volymandel	[-]
f_{nk}	nedre skiktets volymandel	[-]
T_{uk}	övre skikttemperatur	[°C]
T_{nk}	nedre skikttemperatur	"
T_{fk}	framledningstemperatur	"
T_{rk}	returledningstemperatur	"
ΔV_{uk}	övre skiktets volymförändring	[m ³]
ΔV_{nk}	nedre skiktets volymförändring	"
V_{uk}	övre skiktets volym	"
V_{nk}	nedre skiktets volym	"
V_o	totala vattenvolymen	"

\dot{m}_k	flödet till centrala punkten	$[m^3/s]$
$\dot{m}_{\ell k}$	flöde genom ackumulatorn	$[m^3/s]$
h	tidssteg vid simulering av ackumulatorn	$[s]$

Volymandelarna beräknas generellt genom:

$$f_{uk} = \frac{V_{uk}}{V_0} \text{ och } f_{nk} = \frac{V_{nk}}{V_0} \quad (6.1)$$

Driftfall 1

Hela returledningsflödet passerar genom ackumulatorn

$$f_{uk} = \frac{f_{u,k-1}V_0 + \dot{m}_k h}{V_0} \quad [-] \quad (6.2)$$

$$T_{uk} = \frac{T_{u,k-1} f_{u,k-1} + T_{rk} (f_{uk} - f_{u,k-1})}{f_{uk}} \quad [^{\circ}C] \quad (6.3)$$

$$T_{nk} = T_{n,k-1} \quad " \quad (6.4)$$

$$f_{nk} = 1 - f_{uk} \quad [-] \quad (6.5)$$

Driftfall 2

Returledningsvatten och vatten från nedre skiktet blandas till rätt framledningstemperatur. Flödet $\dot{m}_{\ell k}$ genom ackumulatorn erhålles genom:

$$T_{fk} = \frac{(\dot{m}_k - \dot{m}_{\ell k})T_{rk} + \dot{m}_{\ell k}T_{nk}}{\dot{m}_k} \quad [^{\circ}C] \quad (6.6)$$

vilket ger:

$$\dot{m}_{\ell k} = \dot{m}_k \frac{T_{fk} - T_{rk}}{T_{nk} - T_{rk}} \quad [m^3/s] \quad (6.7)$$

$$\Delta V_{uk} = \dot{m}_{\ell k} h \quad [m^3] \quad (6.8)$$

$$f_{uk} = \frac{f_{u,k-1}V_0 + \Delta V_{uk}}{V_0} \quad [-] \quad (6.9)$$

Övre och nedre skikttemperatur samt nedre skiktets volymandel erhålles nu genom uttrycken (6.3) till (6.5)

Driftfall 5

Här sker en blandning av returledningsvatten och vatten från övre skiktet för att erhålla rätt framledningstemperatur.

Analogt med relation (6.6) erhålles:

$$\dot{m}_{lk} = \dot{m}_k \frac{T_{fk} - T_{rk}}{T_{uk} - T_{rk}} \quad [m^3/s] \quad (6.10)$$

$$\Delta V_{nk} = \dot{m}_{lk} h \quad [m^3] \quad (6.11)$$

$$f_{nk} = \frac{f_{n,k-1} V_o + \Delta V_{nk}}{V_o} \quad [-] \quad (6.12)$$

$$T_{nk} = \frac{T_{n,k-1} f_{n,k-1} + T_{rk} (f_{n,k} - f_{n,k-1})}{f_{nk}} \quad [^{\circ}C] \quad (6.13)$$

$$T_{uk} = T_{u,k-1} \quad [^{\circ}C] \quad (6.14)$$

$$f_{uk} = 1 - f_{nk} \quad [-] \quad (6.15)$$

Driftfall 6

Hela returledningsflödet passerar genom ackumulatorn

$$f_{nk} = \frac{f_{n,k-1} V_o + \dot{m}_k h}{V_o} \quad (6.16)$$

Nedre och övre skikttemperatur samt övre skiktets volymandel erhålles nu genom uttrycken (6.13) till (6.15).

För driftfallen 1 och 2 tillkommer följande situation.

Då returvattnet är så varmt att övre skiktet antar maximalt tillåten temperatur, får detta inte hindra vidare iladdning om det finns tillräckligt med kallt vatten i det nedre skiktet. Därför blandas vatten från nedre skiktet med returledningsvatten och tillförs det övre skiktet. Proportionerna är sådana att precis maximalt tillåten temperatur erhålles.

I fallen ovan har eventuell utplåning av något skikt inte beaktats. Av beräkningstekniska skäl kan inte det nedre skiktet utplånas helt, se avsnitt 6.2. I situationer där detta skulle kunna inträffa, sker all till- och utförsel av vatten till

det övre skiktet. Det laddas då till maximalt tillåten temperatur. Det övre skiktet kan dock utplånas helt, vilket krävs för att samma energimängd som iladdas också urladdas.

För att temperatur- och volymändringar inte skall vara för kraftiga i varje tidssteg, simuleras ackumulatorns drift i 6-minuterssteg. De yttre förhållandena är då fastlagda under en timme åt gången, vilket är tidssteget i den övriga delen av simuleringsmodellen. För övre och nedre skikttemperatur samt volymandelarna i uttrycken (6.1) till (6.16) tillkommer därmed ett index. Det räknar upp tio 6-minuters-steg medan tidsstegsnumret k från övriga modellen är konstant.

6.2 Estimering av begynnelsestillstånd

Mycket beräkningsarbete kan sparas om simuleringen görs med dygn som anses typiska för längre perioder, se avsnitt 7.3. Detta förutsätter att ackumulatorns tillstånd vid det simulerade dygnets början kan beräknas. Tillståndet bestäms av driftförhållandena under dygnet före, om ackumulatören är relativt liten. Om ackumulatören är stor, bestäms tillståndet av förhållandena under flera dygn tillbaka. I detta fall försvåras simuleringar med typiska dagar. Att bestämma begynnelsestillståndet utgör speciellt ett problem vid simulering av dygn med långa transporttider och i tiden koncentrerad tillförsel av energi till returledningen. Sommar-dygn med solvärmestillförsel är ett exempel på sådana driftfall. För sådana dygn används mer än ett dygns insvängnings-simulering före det egentliga simulerade dygnet, se avsnitt 8.1.

Genom simulering av fjärrvärmesystem med solvärmestillförsel under sommar-dygn konstaterades följande:

- Temperaturen i ackumulatorns övre skikt erhöll relativt snabbt ett konstant värde.
- Temperaturen i nedre skiktet antog vid helt urladdad ackumulator ett värde som var en sammanvägning av returtemperaturerna vid urladdning. Skiktet tilläts då inte att helt utplånas.

- En insvängningstid av ett dygn var inte tillräcklig för att ge rätt förhållanden i ackumulatorn vid det simulerande dygnets början.

Mot bakgrund av detta utvecklades en metod för estimering av starttillståndet i ackumulatorn, med resultaten under insvängningsperioden som grund. Denna metod skall redovisas nedan genom uttrycken (6.17) till och med (6.28).

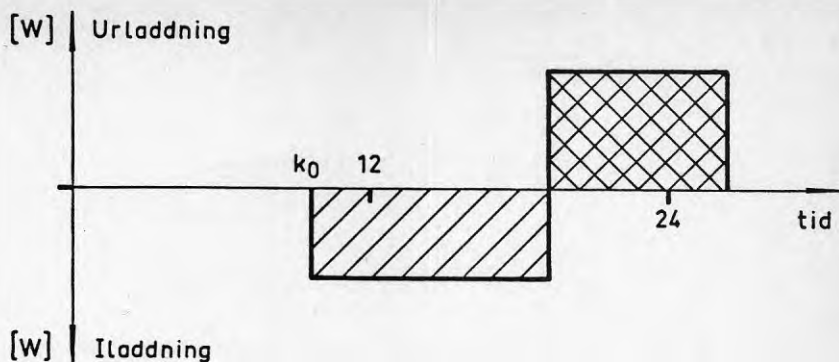
Beteckningar (k avser tidsstegets nummer):

T_{nk}	temperatur i nedre skiktet	[$^{\circ}\text{C}$]
ΔV_{nk}	volymförändringar i nedre skiktet	[m^3]
V_{nk}	volym hos nedre skiktet	[m^3]
\dot{m}_k	flöde till centrala punkten	[m^3/s]
T_{rk}	returtemperatur vid centrala punkten	[$^{\circ}\text{C}$]
T_{fk}	framledningstemperatur	[$^{\circ}\text{C}$]
W_{uk}	energiinnehåll i övre skiktet	[Ws]
W_{bk}	energibehov	[Ws]
T_u	temperatur i övre skiktet (konstant)	[$^{\circ}\text{C}$]
V_o	total vattenvolym i ackumulatorn	[m^3]
k_o	tidssteg då ackumulatorn sist var urladdad	[-]
c	vattnets specifika värme	[$\text{Ws}/\text{m}^3\text{C}$]
h	tidsstegets längd	[s]

Under insvängningssimuleringen sparas följande storheter:

$$T_{nk}, \Delta V_{nk}, V_{nk}, \dot{m}_k, T_{rk}, T_{fk} \quad k = 1, 2, \dots, 24 \quad (6.17)$$

Simuleringen är så uppbyggd att tidsstegsnummer 1 svarar mot dygnets första timme. En förutsättning för metoden är att ingen iladdning sker av ackumulatorn under denna och de närmast följande timmarna. Endast en kontinuerlig urladdning ned till urladdat tillstånd får ske. Figur 6.3 visar hur ackumulatorns dygnscykel skall se ut. Denna cykel är den som erhålles vid solvärmertilförsel.



Figur 6.3 Utnyttjning av ackumulatorn.

Urladdningen efter midnatt i figur 6.3 fanns inte med i insvängningssimuleringen, eftersom den ilagrade energimängden ej hunnit uppkomma. Denna urladdning måste nu beaktas för att beräkna ändringar i skiktets volymer. Urladdning påverkar temperaturen i nedre skiktet, och den i sin tur påverkar relationen mellan skiktvolymerna vid det simulerade dygnets början. För att beräkna volymförändringarna görs en simulering med urladdning av kvarvarande energi vid midnatt. Denna görs efter insvängningssimuleringen då storheterna enligt (6.17) är kända.

Simuleringen går till så att först beräknas energiinnehållet i övre skiktet under det första tidssteget och jämförs med energibehovet. Om urladdning sker, ökas volymen av det nedre skiktet. Simuleringen fortsätter sedan med nästa tidssteg. Proceduren avbryts efter att urladdad energi första gången underskridit energibehovet. Följande samband gäller:

$$W_{uk} = (V_o - V_{nk}) (T_u - T_{rk}) c \quad [Ws] \quad (6.18)$$

$$W_{bk} = \dot{m}_k c (T_{fk} - T_{rk}) h \quad [Ws] \quad (6.19)$$

$$W_{uk} \geq W_{bk} \Rightarrow \Delta V_{nk} = \frac{W_{bk}}{(T_u - T_{rk}) c} \quad [m^3] \quad (6.20)$$

$$W_{uk} < W_{bk} \Rightarrow \Delta V_{nk} = \frac{W_{uk}}{(T_u - T_{rk}) \cdot c} \quad [m^3] \quad (6.21)$$

$$V_{n,k+1} = V_{nk} + \Delta V_{nk} \quad [m^3] \quad (6.22)$$

En första approximativ uppsättning volymförändringar är nu funnen för hela dygnet.

Sedan beräknas temperaturen i nedre skiktet för tidssteget k_0 , som är det sista tidssteget då ackumulatorn var urladdad. Den ges av en sammanvägning av returtemperaturerna vid urladdning.

$$T_{nk_0} = \frac{\sum_{k=1}^{24} \delta_k T_{rk} \Delta V_{nk}}{\sum_{k=1}^{24} \delta_k \Delta V_{nk}} \quad [^{\circ}C] \quad (6.23)$$

där

$$\delta_k = \begin{cases} 1 & \text{då } \Delta V_{nk} > 0 \\ 0 & \text{då } \Delta V_{nk} \leq 0 \end{cases} \quad (6.24)$$

Från och med tidssteg k_0+1 och fram till sista tidssteget beräknas nu successivt temperaturen i nedre skiktet.

$$T_{nk} = \frac{T_{n,k-1} V_{n,k-1} + T_{rk} \delta_k \Delta V_{nk}}{V_{n,k-1} + \delta_k \Delta V_{nk}} \quad k=k_0+1, k_0+2, \dots, 24 \quad [^{\circ}C] \quad (6.25)$$

$$V_{nk} = V_{n,k-1} + \Delta V_{nk} \quad k=k_0+1, k_0+2, \dots, 24 \quad [m^3] \quad (6.26)$$

Volymförändringarna ΔV_{nk} ändras i de fall där:

$$T_{nk} < T_{fk} \text{ och } \Delta V_{nk} < 0 \quad k=k_0+1, k_0+2, \dots, 24 \quad [^{\circ}C] \quad (6.27)$$

I dessa fall sker vid iladdningen en blandning av hett

returvatten och vatten från nedre skiktet i ackumulatortorn. Därmed blir volymförändringen beroende av temperaturen i nedre skiktet. Förändringen $d\Delta V_{nk}$ för volymförändringen kan tecknas (se driftfall 2 i avsnitt 6.1):

$$\begin{aligned} d\Delta V_{nk} &= \Delta V_{nk} - \Delta V'_{nk} = \dot{m}_k h \frac{T_{fk} - T_{rk}}{T_{nk} - T_{rk}} - \dot{m}_k h \frac{T_{fk} - T_{rk}}{T'_{nk} - T_{rk}} = \\ &= \frac{T'_{nk} - T_{nk}}{T_{nk} - T_{rk}} \frac{T_{fk} - T_{rk}}{T_{nk} - T'_{rk}} \dot{m}_k h = \frac{T'_{nk} - T_{nk}}{T_{nk} - T_{rk}} \Delta V'_{nk} \quad [\text{m}^3] \quad (6.28) \end{aligned}$$

där

$\Delta V'_{nk}$ volymförändring sparad från insvängningssimuleringen $[\text{m}^3]$

T'_{nk} nedre skikttemperatur sparad från insvängningssimuleringen $[^\circ\text{C}]$

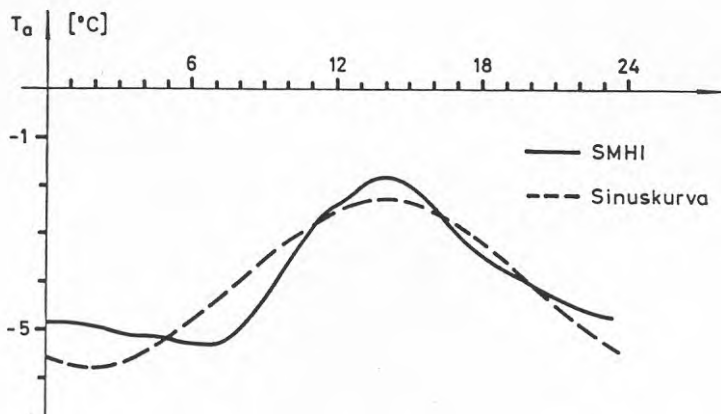
Då temperaturen i nedre skiktet enligt (6.25) samt volymförändringar enligt (6.28) har beräknats till och med det sista tidssteget, finns en förbättrad estimate-ring av ackumulatortornets tillstånd vid det simulerade dygnets början.

7. KLIMATMODELL

7.1 Utetemperatur

Utetemperaturen ges till simuleringsmodellen i form av temperaturvärden för varje tidssteg. Detta ger en relativt stor mängd indata till modellen men ger en korrekt representation av utetemperaturen. Alternativet är att använda någon form av matematiskt uttryck för utetemperaturen. Ett vanligt sätt är då att anta en sinusformig variation av utetemperaturen under dygnet. En sådan modell använder tre parametrar för varje dygn: medeltemperatur, temperaturamplitud och tidpunkt för dygnets maximala temperatur. Sinuskurvans förlopp gör att minimitemperaturen inträffar 12 timmar före (eller efter) maximitemperaturen.

I figur 7.1 visas medeltemperaturen för varje timma under februaridygn enligt SMHI [10]. Som jämförelse visas en sinuskurva varvid parametrarna enligt ovan erhöles ur SMHI's kurva.



Figur 7.1 Temperaturförlopp för februaridygn

Figur 7.1 bekräftar att sinuskurvan inte kan placera både högsta och lägsta temperatur vid rätt tidpunkt. Dessutom framkommer inte varaktigheten av dygnets lägsta tempera-

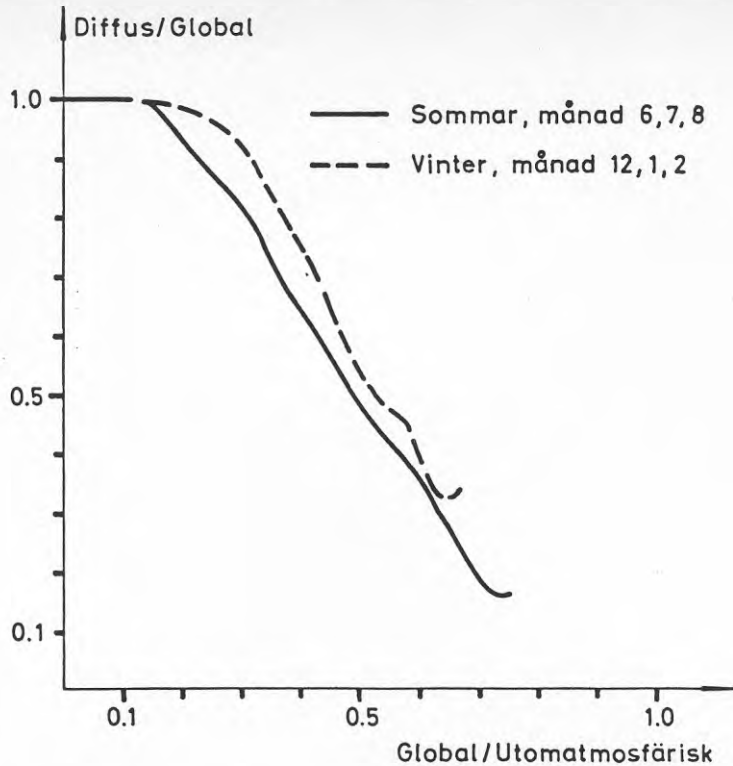
turer. Utetemperaturen är den viktigaste klimatvariabeln som påverkar värmebelastningen. Därmed är den också avgörande för nätflöden och utnyttningen av produktionsenheter. På grund av denna betydelse skall utemperaturen anges timme för timme av modell användaren. Detta ger också valfrihet mellan mätserier eller någon form av syntetisk generering av klimatvariabler.

7.2 Solinstrålning

Solinstrålningen anges i form av globalstrålning mot en horisontell yta. Den behöver endast anges då solvärmsystem ingår i det simulerade fjärrvärmesystemet. Globalstrålningen ges då timme för timme under varje simulerat dygn. Därmed kan samspelet mellan utetemperatur och globalstrålning återbildas i modellen. Skälet till att globalstrålningen valts till att representera solinstrålningen är att den finns uppmätt för många orter under längre tidsperioder.

För att beräkna instrålningen mot godtyckligt orienterade ytor måste globalstrålningen delas upp i sina två huvudkomponenter. Dessa är direkt strålning från solen och diffus strålning. Den diffusa andelen sätts samman av reflekterad strålning från omgivande terräng och strålning från himlavalvet. En metod för denna delning är att använda en relation mellan kvoten diffus strålning - globalstrålning och kvoten globalstrålning - utomatmosfärisk strålning. Utomatmosfärisk strålning är den som faller på en horisontell yta, uppflyttad ovanför atmosfären. Genom omfattande beräkningar har nyligen sådana relationer tagits fram vid SMHI [11]. Figur 7.2 visar resultaten för två årstider.

Dessa kurvor är framtagna på basis av dygnssummor för globalstrålningen. Den relativa andelen diffus strålning som kurvorna ger, svarar då mot ett medelvärde över dygnet. Inom dygnet varierar denna andel på ett komplicerat sätt, beroende på atmosfärens egenskaper, molnigheten



Figur 7.2 Kurvor för separering av diffus strålning från globalstrålning.

och solens läge relativt reflekterande ytor. Trots denna variation används ovan nämnda relationer för att separera diffus och direkt strålning från globalstrålning på timbasis. Någon bättre metod har ej hittats.

För att beräkna utomatmosfärisk strålning och strålningen mot godtyckligt orienterade ytor måste solens höjd och azimut bestämmas. Azimuten anger solens vinkelavstånd från sydriktningen och räknas negativa öster om denna riktning. För detta måste först tidsekvationen och deklinationen för aktuellt dygn samt timvinkeln för aktuell timma beräknas.

Tidsekvationen ger skillnaden mellan sann soltid och medelsoltid. Den beräknas genom:

$$\begin{aligned}
 T_{eq} = \frac{1}{60} & (-0.0002 + 0.4197 \cos d - 3.2265 \cos 2d - \\
 & - 0.0903 \cos 3d - 7.3509 \sin d - 9.3912 \sin 2d - \\
 & - 0.3361 \sin 3d) \quad [h] \quad (7.1)
 \end{aligned}$$

$$d = \frac{2\pi}{365} D$$

där

D dagens ordningsnummer

Deklinationen är vinkeln mellan ekvatorplanet och solstrålningens riktning vid sann middagstid. Följande uttryck används:

$$\begin{aligned}
 \delta = \frac{\pi}{180} & (0.302 - 22.93 \cos d - 0.229 \cos 2d - \\
 & - 0.234 \cos 3d + 3.851 \sin d + 0.002 \sin 2d - \\
 & - 0.055 \sin 3d) \quad [\text{rad}] \quad (7.2)
 \end{aligned}$$

Timvinkeln anger i radianer solens avstånd från sitt läge vid kl 12.00 sann soltid. Den ges av:

$$\omega = \frac{\pi}{12} (t - 12 + T_{mer} + T_{eq}) - L_{ew} \quad [\text{rad}] \quad (7.3)$$

där

t	tidpunkt på dagen	[h]
T _{mer}	tidsmeridian (Sverige = 23)	[h]
L _{ew}	longitud	[rad]

Solens höjd h och azimut a kan nu beräknas genom lösning av följande ekvationer,

$$\sin h = \sin L_{ns} \sin \delta + \cos L_{ns} \cos \delta \cos \omega \quad (7.4)$$

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \quad (7.5)$$

där

L _{ns}	latitud	[rad]
-----------------	---------	-------

Den utomatmosfäriska strålningen mot en horisontell yta kan tecknas:

$$I_{ex} = I_{sc} \sin h \quad [W/m^2] \quad (7.6)$$

där I_{sc} är solarkonstanten vilken varierar över året. Den har minimum kring 1 juli och maximum kring 1 januari och beräknas enligt,

$$I_{sc} = I_o (1 + 0.033 \cos d) \quad [W/m^2] \quad (7.7)$$

där

I_o solarkonstantens medelvärde (1370 W/m²) [W/m²]

Då globalstrålningen är given och den utomatmosfäriska strålningen beräknad för ett tidssteg, kan andelen diffus strålning bestämmas. Därvid används styckevis lineära regressioner till kurvor enligt figur 7.2. Dessa regressioner anges också av referens [11]. Diffus och direkt strålning blir då för varje tidssteg:

$$K_d = \text{funktion av } \{I_{TH} I_{ex}, \text{årstid}\} \quad (7.8)$$

$$I_{dH} = K_d I_{TH} \quad [W/m^2] \quad (7.9)$$

$$I_{DH} = I_{TH} - I_d \quad [W/m^2] \quad (7.10)$$

där

K_d andel diffus strålning av globalstrålningen [-]

I_{dH} diffus strålning mot horisontell yta [W/m²]

I_{DH} direkt strålning " " " "

I_{TH} globalstrålning " " " "

Den direkta solstrålningen mot en godtyckligt orienterad yta kan sedan beräknas med kännedom om infallsvinkeln ϕ .

$$I_D = \frac{I_{DH} \cos \phi}{\sin h} \quad [W/m^2] \quad (7.11)$$

$$\cos\varphi = \cosh \cos\gamma \cos(a - a_y) + \sinh \sin\gamma \quad (7.12)$$

$$\gamma = \frac{\pi}{2} - \alpha \quad (7.13)$$

där

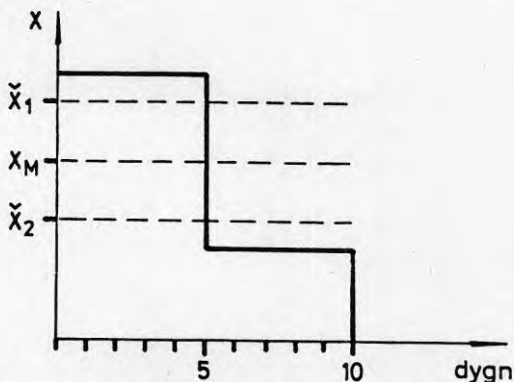
φ strålningens infallsvinkel mot ytan [rad]
 a_y ytans azimut "
 α ytans lutningsvinkel mot horisontal- "
 planet

Den diffusa strålningen måste reduceras med hänsyn till ytans lutning. Då antas den diffusa strålningen vara likformigt fördelad från alla riktningar.

$$I_d = I_{dH} \frac{1 + \sin\gamma}{2} \quad [W/m^2] \quad (7.14)$$

7.3 Uppbyggnad av klimatdata

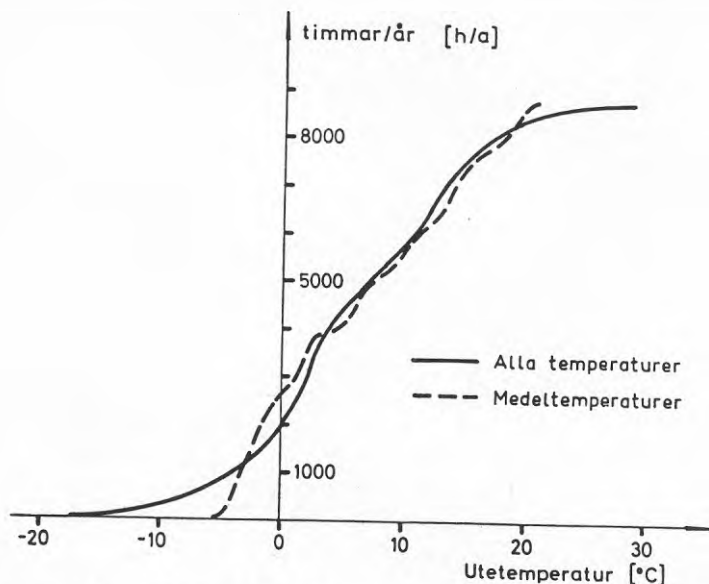
För varje simulerat dygn anges en viktsfaktor som specificerar hur många dygn som det representerar. På detta sätt kan beräkningsarbete sparas. Klimatet under detta dygn måste då utgöra ett medelklimat för alla de dagar som dygnet representerar. Medelvärdesbildningen medför dock att alla extremvärden hos klimatvariablerna försvinner. Det finns då en risk att missvisande resultat erhålles från simuleringen. Figur 3.3 visar som ett illustrativt exempel förloppet av en klimatvariabel x under 10 dagar.



Figur 7.3 Variation hos en klimatvariabel x .

Klimatvariabeln x har för alla dagarna ett medelvärde \bar{x}_m . Vi antar nu att det finns en produktionsenhet som endast kan vara i drift om x överstiger värdet \bar{x} . Om nu dagarna representeras av ett dygn där x antar värdet \bar{x}_m kommer produktionsenheten antingen anses vara i drift eller ur drift under alla 10 dagarna. Om tröskelvärdet är \bar{x}_1 är den inte i drift och om tröskelvärdet är \bar{x}_2 är den i drift. Det riktiga förhållandet är att den är i drift hälften av dagarna vid båda värdena på tröskelvärdet.

Vid uppbyggnad av klimatdata för en simulerad period, oftast ett år, bör därför klimatvariablerna få anta såväl ytterlighetsvärden som mer normala värden. Om utetemperaturen får variera på ett sådant sätt, erhålles även en korrektare bild av belastningseffekternas varaktighet än om medelvärden under längre perioder används. Figur 7.4 visar två varaktighetskurvor för utetemperaturen vid Stockholm-Bromma. Den ena har alla temperaturer under en längre period som grund [12]. Den andra har medeltemperaturer för varje timme under ett typiskt dygn per månad som grund [10].



Figur 7.4 Varaktighetskurvor för utetemperatur

Medelvärdesbildningen gav alltså en förvrängning av varaktighetskurvan. Denna förvrängning är särskilt märkbar under en utetemperatur av 3 °C. Under denna temperatur omsätts ca 25% av årsenergibehovet för bebyggelsen. Detta är en tillräckligt stor andel för att produktionsförhållandena inom detta temperaturområde bör återbildas i simuleringsmodellen. Inom detta område är dessutom värmepumpars elbehov av intresse för studium av dessas påverkan på kraftsystemets drift och planering.

För att erhålla korrekt varaktighet för klimatvariablerna kan ett flertal år simuleras och sedan vägas samman, så att ett typiskt driftår erhålles. Därvid simuleras varje dygn under året med mätserier på utetemperatur och solinstrålning som grund. Detta ger ett mycket stort beräkningsarbete, ett par år med sammanlagt flera tusen dygn bör simuleras för att erhålla ett statistiskt riktigt resultat.

Ett andra sätt är att använda ett referensår. Genom BFR's försorg har data för året 1971 samlats till ett sådant referensår. I Danmark har en omfattande statistisk analys gjorts för att framställa ett sådant år genom val av enskilda månader ur en 30-årsperiod [13].

De kriterier som då användes var följande. Månader där någon av 20 klimatvariabler avvek mer än sin standardavvikelse från sitt medelvärde under de 30 åren fick ej ingå i referensåret. Månaderna i referensåret skulle ha de korrekteste medelvärdena på utetemperatur och globalstrålning. Variationen i utetemperatur och globalstrålning mellan successiva dagar inom en månad i referensåret skulle ha sitt mest typiska förlopp.

Ett tredje sätt att erhålla klimatdata kan vara att generera temperaturer och solinstrålning ur statistiska fördelningar. Då måste fördelningar användas som givet värde på den ena klimatvariabeln ger fördelningen för

den andra. De erhållna värdena för varje dygn måste grupperas på ett lämpligt sätt, så att orealistiska variationer mellan successiva dagar ej erhålls.

Vilken typ av klimatdata som skall väljas blir en avvägning mellan olika beräkningsvolymmer, krav på noggrannhet i resultat och noggrannhet i olika typer av indata. Referens [14] diskuterar för- och nackdelar hos olika sätt att representera uteklimatet. I kapitel 10 behandlas en metod för generering av klimatdata ur statistiska fördelningar. Denna metod visade sig genom representation av varje månad med fyra typiska dagar, ge en hygglig återbildning av utetemperaturens varaktighet.

8. SIMULERINGSALGORITM

8.1 Begynnelsetillstånd

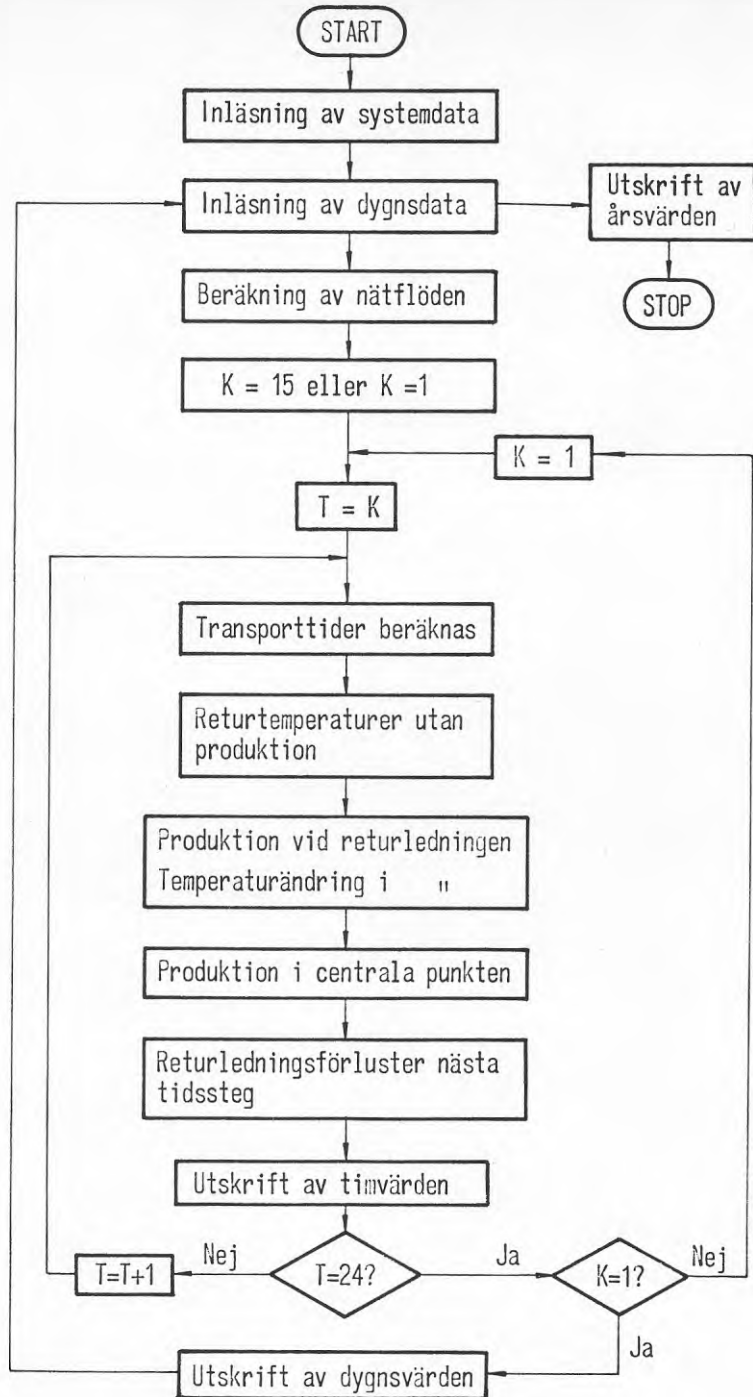
Transporttiderna för energimängderna som tillförs returledningen gör att fjärrvärmesystemets tillstånd har ett beroende bakåt i tiden. Om dygnen hänger ihop datummsigt i en kontinuerlig följd ges begynnelsetillståndet för ett dygn av förhållandena vid det föregående dygnets slut. Om dygnen inte hänger ihop måste en insvängningssimulering göras för varje dygn för att finna begynnelsetillståndet. För den sista typen av dygn måste begynnelsetillståndet vara lika med tillståndet vid dygnets slut, om balans mellan energitillförsel och energianvändning skall råda.

Insvängningssimuleringen är analog med den vanliga simuleringen utom vad gäller produktionen i den centrala punkten. Denna kan förbises, eftersom det är temperaturförhållandena i returledningen som måste bestämmas. Längden av insvängningssimuleringen är satt till 10 timmar, vilket också är den längsta transporttid i returledningen som modellen kan räkna med. System med solvärmertilförsel och energiackumulator kan behöva längre insvängningssimulering för att bestämma starttillståndet i ackumulatorn, se avsnitt 6.2. I dessa fall används 30 timmars insvängning, och det är då somradygn med låg belastning som kräver denna långa tid.

8.2 Flödesschema

Figur 8.1 utgör ett översiktligt flödesschema för hela simuleringssmodellen som den har implementerats på dator.

Inläsning av systemdata omfattar behandling av data för nät, produktion och belastning. Nätstrukturen lagras i packade matriser vilket sparar minnesutrymme och beräkningstid.



Figur 8.1 Flödesschema för modellen

Data för ett dygn utgörs av utetemperatur och solinstrålning samt temperaturer och flöden vid värmepumpars värmekällor. Även vissa administrativa data såsom datum, antalet dygn som det simulerade dygnet representerar och val av utskriftsform ingår. Eftersom transporttiderna i slutet av ett dygn sträcker sig in i nästa dygn har modellen alltid data för två dygn tillgängliga. Genom att jämföra datum för de två dyggen avgörs om de är i kronologisk följd eller inte. Data för ett dygn kan också utgöra indikation på att simuleringen skall avbrytas. Då sammanställs resultat för hela den simulerade perioden, varefter beräkningarna avslutas.

Då datum och utetemperaturer är kända beräknas nätflöden för alla dygnets timmar. Dessa värden sparas sedan inför beräkningen av produktionen, då alla flöden behövs för bestämning av transporttider. Dessutom kan 10 timmars insvängningssimulering samt 10 timmars transporttid in i nästkommande dygn behövas. För varje ledningssträcka behövs därför 44 timvärden. De 10 första värdena för insvängning kopieras från slutet av de ursprungliga timvärdena under dygnet. De 10 sista värdena för nästkommande dygn beräknas ur data för detta. Beräkning av flöden utförs av flera omfattande delmoment. Det är bestämning av framledningstemperatur, förluster i framledning, belastningseffekter, returtemperaturer från abonnentcentraler samt slutligen alla belastningsflöden och därefter ledningsflöden.

Därefter börjar simuleringen av produktionen. Vid insvängningssimulering är första tidssteget den 15:e timmen under dygnet. Om dygnet kronologiskt hänger ihop med det tidigare simulerade dygnet är begynnelsestillståndet känt och simuleringen kan direkt börja med den första timmen.

Det första momentet inom varje tidssteg är att beräkna transporttider mellan olika punkter i returledningen. I det första tidssteget behövs både "ankomst-" och "avgångstider" för vattenmängder som rör sig mellan punkterna. I de efterföljande tidsstegen behövs bara avgångstider. Därmed är tidpunkterna kända, då energimängder tillförda under tidssteget anländer till och lämnar mottagande punkter. Beräkningarna

av temperaturförhöjningar under aktuellt tidssteg kan därmed slutföras, vilket är en förutsättning för att produktionen i alla enheter skall kunna bestämmas.

Därefter beräknas temperaturer vid produktionsenheter invid returledningen utifrån temperaturer på det vatten som lämnar abonnentcentralerna. Beräkning av produktionen i alla enheter vid returledningen börjar sedan med den enhet som ligger längst ut från den centrala punkten. De temperaturförhöjningar som denna produktion ger i returledningen beräknas sedan, varefter nästa enhet behandlas, osv.

Därefter bestäms driftförhållandena i centrala punkten, både vad gäller ackumulatorns utnyttjning och produktion i konventionella enheter. För denna punkt sker också en omfattande registrering av belastnings- och produktionsförhållanden i form av varaktighetskurvor. Även statistik över returtemperatur och flöde vid centrala punkten byggs upp.

Returledningsförlusterna beräknas med ett tidsstegs eftersläpning för att undvika iterativa förlopp. Denna beräkning sker nu efter att all produktion är känd.

För tidssteg som inte ingår i insvängningssimulering kan sedan en resultatutskrift ske. Denna omfattar belastning, förluster, produktion i varje enhet och elbehov för varje enhet.

Därefter kontrolleras om dygnet är avslutat eller inte. För ett avslutat dygn skrivs dygnssummor av belastning, förluster, produktion och elbehov ut.

8.3 Datorimplementering

Simuleringsmodellen har implementerats på en Digital Equipment dator av typen VAX 11/780.

Beräkningstiderna stiger huvudsakligen lineärt med antalet knutpunkter. För ett system med 71 knutpunkter var beräkningstiden 6.9 CPU-sekunder för varje dygn. Med 34 knutpunkter och i övrigt lika data sjönk datortiden till 3.2 CPU-sekunder per

simulerat dygn. Om dygnen är i kronologisk följd sjönk datortiden för det större nätet med 1 CPU-sekund per dygn, eftersom ingen insvängningssimulering behövs. Minnesbehovet är 390 kbytes vid en övre gräns på 100 knutpunkter. Den använda datorn arbetar med virtuell minnesteknik vilket bidrar till att göra beräkningstiderna långa. På en stor dator av typen IBM torde tiderna sjunka med en faktor 5.

9. EKONOMISK UTVÄRDERING

9.1 Modell

Simuleringsmodellen ger en stor mängd information om ett fjärrvärmesystems drift. En del av denna information överförs till en modell för ekonomisk utvärdering. Huvudsyftet är att göra investeringsbedömningar av nya produktionsenheter, varför besparingar i driftskostnader diskonteras till nutidpunkten och jämförs med investeringen. Besparingar i driftskostnader erhålles genom att använda simuleringsresultat från två system, ett med och ett utan investering i nya produktionsenheter. De simuleringsresultat som används i den ekonomiska utvärderingen är:

- Förbrukat bränsle över året uppdelat på varje enhet.
- Årsproduktion i varje enhet.
- Elbehov eller elproduktion för varje enhet samt elbehov för fjärrvärmenätets cirkulationspumpar och för frånluftsvärmepumpar. Dessa behov är uppdelade på olika perioder för att säsongsberoende elenergiavgifter skall kunna användas i analysen.

Dessa data kompletteras med följande ekonomiska uppgifter:

- Investering i varje ny enhet
- Fast och rörlig underhållskostnad för varje enhet.
- Elenergiavgifter med och utan elskatt uppdelade på följande säsonger: maj-juni, juli, augusti, september och övrig tid (oktober-april).
- Effektaavgift för el.
- För kraftvärmeverk anges kostnaden för reservkraft.
- Bränslepriser.

- Priser på industriell spillvärme. Denna kan ha en relativt hög termisk kvalitet. Levererande industriföretag kan därför åsätta den ett viss pris som motsvarar nyttan i alternativ egen användning.
- Real kalkylränta.
- Ekonomisk livslängd.
- Real elprisökning per år.
- Real bränsleprisökning per år.
- Real ökning av underhållskostnader för varje enhet per år.

Till varje investeringsbedömning kan ett flertal uppsättningar av kalkylränta och ekonomisk livslängd samt pris- och kostnadsökningar anges. Därmed fås en känslighetsanalys för dessa parametrar.

Genom att exempelvis jämföra förbrukning av ett bränsle för de båda simulerade systemen erhålles en besparing b_1 för det första året i analysen. Denna besparing kan vara positiv (minskade kostnader efter investering) eller negativ (ökade kostnader efter investering). Om priset på bränsle ökar med p andelar per år och kalkylräntan är r blir nuvärdet av besparingar under N år:

$$B = b_1 \frac{1+p}{1+r} + b_1 \left(\frac{1+p}{1+r} \right)^2 + \dots + b_1 \left(\frac{1+p}{1+r} \right)^N \quad [\text{kr}] \quad (9.1)$$

vilket ger:

$$B = b_1 \frac{1 - y^N}{\frac{1}{y} - 1} \quad [\text{kr}] \quad (9.2)$$

där $y = \frac{1+p}{1+r} \quad [-]$

$$p \cdot 100 = \text{prisökning} \quad [\%/\text{år}]$$

$$r \cdot 100 = \text{kalkylräntan} \quad [\%]$$

Den totala underhållskostnaden U_i för en produktionsenhet i erhålles genom fasta underhållskostnaden u_{fi} , rörliga u_{ri} och årsproduktionen W_i .

$$U_i = u_{fi} + u_{ri} W_i \quad [\text{kr}/\text{år}] \quad (9.3)$$

För att beräkna elkostnader görs en uppdelning efter hur produktionsenheter påverkar effektagifter och om de belastas med elskatt eller ej. Värmepumpar i fjärrvärmesystemet, frånluftsvärmepumpar, cirkulationspumpar och el till anläggningar för industriell spillvärme antas bidra till effektkostnader samt belastas med elskatt. El till solvärmeanläggningar antas ej ge några effektkostnader. Elpannor för sommarbruk är i skrivande stund befriade från elskatt, och ger i detta fall inte heller någon effektkostnad. El producerad i kraftvärmeverk värderas enligt alternativkostnaden som är eltariffens energiavgifter. Då medräknas ej elskatt eftersom denna måste betalas oavsett hur elen produceras.

Värmepumpar, cirkulationspumpar och industriell spillvärmeutnyttjning har en relativt jämn utnyttjning under högbelastningssäsongen (oktober till april). Därför beräknas dessa anläggningars effektbehov som ett medelvärde:

$$P_i = \frac{E_{i,5}}{5088} \quad [\text{MW}] \quad (9.4)$$

där

$$\begin{aligned} P_i & \text{ effektbehov för anläggning } i & [\text{MW}] \\ E_{i,5} & \text{ elbehov under säsong 5 (oktober-april) } & [\text{MWh}] \\ 5088 & \text{ är antalet timmar oktober-april } & [\text{h}] \end{aligned}$$

Efter att dessa effekter är beräknade kan elkostnader eller elintäkter beräknas utifrån de givna tarifferna.

Kostnad för bränsle kan direkt beräknas från det givna priset och de framsimulerade förbrukningarna. Kostnad för industriell spillvärme tas fram på analogt sätt genom den mängd spillvärme som tillförts fjärrvärmesystemet.

Då besparingar i alla kostnadsposter är beräknade erhålles den totalt diskonterade besparingen SB genom summering av de enskilda besparingsposterna. Från detta dras summa investering SI för att ge det resulterande nuvärdet av alla betalningsströmmar som ett investeringsprogram medför.

$$N = SB - SI \quad [\text{kr}] \quad (9.5)$$

Om detta nuvärde är större än noll är investeringsprogrammet lönsamt. Det kan dock inom detta program finnas investeringar som är olönsamma. Därför bör utvärderingen ske stegvis genom att simulera och därefter ekonomiskt utvärdera successiva utbyggnader av produktionsapparaten. För att se hur de ekonomiska förutsättningarna förändras för produktionsenheter då en ny enhet tillförs systemet beräknas produktionskostnader för de enheter som ingår i investeringsprogrammet. Dessa beräknas enligt:

$$P_i = \frac{(I_i + (SK)_i) * ANF}{W_i} \quad [\text{kr/MWh}] \quad (9.6)$$

där

I_i	investering i enhet nummer i	[kr]
$(SK)_i$	totala diskonterade driftskostnader för enheten	"
ANF	annuitetsfaktor svarande mot använd kalkylränta och ekonomisk livslängd	[-]
W_i	årsproduktion i enheten	[MWh]

Dessa produktionskostnader tjänar som indikatorer på väsentligt ändrade förhållanden för enheterna. En tillkommande värmepump uppströms returledningen relativt en befintlig värmepump, kommer genom sin produktion att ge höjda kondenseringstemperaturer för den senare. Därmed ökar elbehovet med ökad produktionskostnad till följd.

9.2 Användning

I en investeringsbedömning ingår följande moment:

- 1) Bedömning av om en investering är lönsam eller ej.
- 2) Rangordning av ömsesidigt uteslutande investeringsalternativ.

Under moment 1 beaktas netto nuvärde. Om detta är större

än noll är investeringen lönsam. En höjning av kalkylräntan nedvärderar än mer framtida nettointäkter. Om nuvärdet är större än noll i en utvärdering tål då också investeringen en höjning av kalkylräntan. Investeringen ger därför vid ett positivt nuvärde en avkastning som är större än kalkylräntan.

Vid moment 2 rangordnas investeringsalternativen efter storleken på nuvärdet. Detta är i strikt tillämpning av nuvärdeometoden endast möjligt då alternativen har lika brukbarhetstid. I simuleringsmodellen och vid den ekonomiska utvärderingen antas dock oförändrade förhållanden i fjärrvärmesystemet under hela scenariets längd. Denna längd får då också vara brukbarhetstiden för investeringarna. Om tillgängligt kapital är begränsat, kan nuvärdekvoten beaktas vid rangordningen. Denna är kvoten mellan nuvärdet och investeringen och kan användas så att nuvärdet inom ramen för en investeringsbudget maximeras.

10. STATISTISK METOD FÖR GENERERING AV KLIMATDATA

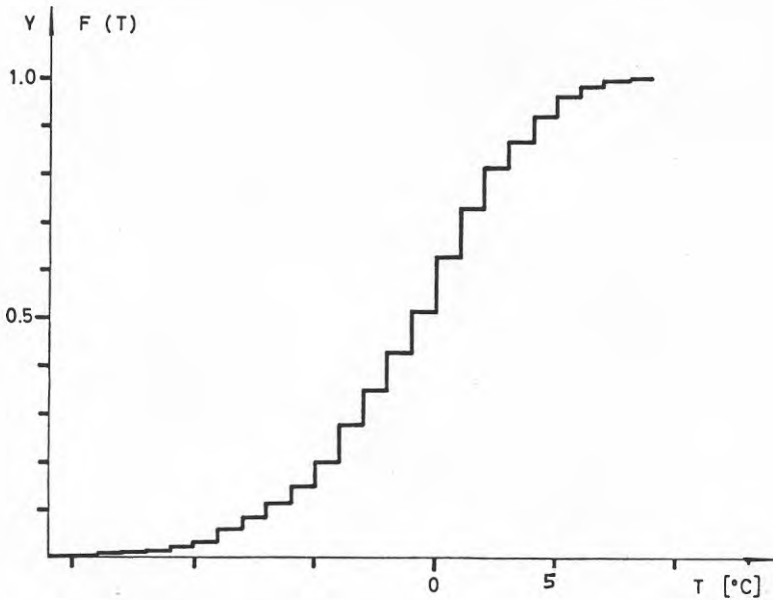
10.1 Inledning och metodformulering

Som framgick av avsnitt 7.3 är det av vikt att klimatdata återspeglar klimatvariablernas fluktuationer. Detta är en följd av att fjärrvärmesystem med sina produktionsenheter är ett olinjärt system. Medelvärdesbildning bör därför ske i slutet av länken mellan ingångs- och utgångsdata för simuleringsmodellen. Till kravet på fluktuationer hos klimatvariablerna kan fogas kravet att variablernas inbördes beroende skall återbildas i klimatdata.

I detta kapitel redovisas en metod för generering av klimatdata på statistisk väg. Den primära klimatvariabeln är dygnsmedeltemperaturen. Den erhålles genom lottning med slumpstal ur en fördelningsfunktion. Olika funktioner används under olika delar av året. Dygnsmedeltemperaturerna grupperas inom varje månad efter stigande värde. En medelvärdesbildning sker så att fyra dagar erhålles per månad. Detta reducerar kraftigt den nödvändiga beräkningstiden. Genom en deterministisk relation mellan dygnsmedeltemperatur och temperaturens amplitud, kan dygnsvariationskurvor beräknas. Molnighetsgrader vid två tillfällen på dygnet lottas sedan ur fördelningsfunktioner. Dessa funktioner är olika för olika temperaturer och årstider. Genom framttagande av två molnighetsgrader per dygn återbildas regelbundenheter i molnighetsvariationen. Molnighetsgraderna används sedan för beräkning av molnighetsfaktorer. Dessa utgör kvoten mellan instrålningen vid en specifik molnighetsgrad och instrålningen vid klart väder. Därmed kan instrålningen beräknas timme för timme.

10.2 Utetemperatur

Figur 10.1 visar fördelningsfunktionen för medeltemperaturen under en godtycklig månad för en viss plats. Temperaturerna antar diskreta värden, vilket också är det sätt varpå verkliga temperaturfördelningar redovisas [12].



Figur 10.1 Fördelningsfunktion för medeltemperaturer

Fördelningsfunktioner anger sannolikheten för att en variabel X skall ligga inom vissa intervall:

$$P(X_a < X < X_b) = F(X_b) - F(X_a) \quad (10.1)$$

Fördelningsfunktionen enligt figuren har erhållits genom addering av frekvensen f för olika temperaturer.

$$F(T_k) = \sum_{i=1}^k f(T_i) \quad (10.2)$$

Detta ger att följande definition kan göras:

$$\Delta F(T_k) = \sum_{i=1}^k f(T_i) - \sum_{i=1}^{k-1} f(T_i) = f(T_k) \quad (10.3)$$

Om vi slumpmässigt väljer tal på y -axeln (värden på F) i figur 10.1 kan fördelningsfunktionen ge oss motsvarande temperaturvärden. Sannolikheten att då hamna i ett visst

temperaturintervall, är proportionell mot summan av de sträckor som fördelningsfunktionen vänder parallellt mot y-axeln i detta intervall. Om intervallets nedre gräns är T_m och dess övre är T_n kan sannolikheten skrivas:

$$\begin{aligned}
 P(y \rightarrow T; T_m \leq T \leq T_n) &= \sum_{i=m}^n \Delta F(T_i) = \sum_{i=m}^n f(T_i) = \\
 &= \sum_{i=1}^n f(T_i) - \sum_{i=1}^{m-1} f(T_i) = F(T_n) - F(T_{m-1}) \quad (10.4)
 \end{aligned}$$

Om intervallet kring temperaturen T görs mycket litet, inses att det är fördelningsfunktionen som avgör den relativa förekomsten av olika temperaturer T . En uppsättning temperaturer, fördelade enligt den ursprungliga fördelningen, kan därför erhållas genom slumpmässigt val av värden på fördelningsfunktionen och bokföring av motsvarande temperaturer. I uttryck 10.2 till 10.4 har fördelningsfunktionen antagits vara diskret, det vill säga temperaturerna har aggregerats till ett begränsat antal nivåer. Vid en kontinuerlig fördelning övergår summationerna i 10.2 till 10.4 i princip till integrering.

I metoden för generering av klimatdata används olika fördelningsfunktioner för medeltemperaturen under olika månader. Dessa är givna på diskret form, varför temperaturvärden mellan de givna temperaturerna beräknas genom lineär interpolation.

Antag att ett slumpstal, likafördelat i intervallet 0.0 till 1.0, är givet:

$$0.0 \leq y \leq 1.0$$

Detta värde på y svarar mot en temperatur T som erhålles genom:

$$T = \frac{y - F(T_-)}{F(T_+) - F(T_-)} H_T + T_- \quad (10.6)$$

där H_T är steget i diskretiseringen av temperaturen [$^{\circ}\text{C}$].

Fördelningsfunktionerna i uttryck 10.6 uppfyller följande villkor där T_- och T_+ avser temperaturer i mitten av de diskretiserade intervallen:

$$F(T_-) \leq y < F(T_+) \quad (10.7)$$

Genom generering av ett slumpstal per dygn och tillämpning av uttryck 10.6 till 10.7, erhålles en uppsättning temperaturer för varje månad:

$$T'_{i,m} \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.8)$$

där N_m är antalet dagar i månaden
 m är månadens nummer.

Denna uppsättning temperaturer korrigeras så att de tillsammans ger månadens medeltemperatur.

$$\frac{\sum_{i=1}^{N_m} T'_{i,m}}{N_m} = \bar{T}_m \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.9)$$

Denna korrektion är nödvändig dels för att fördelningsfunktionen ursprungligen var diskret, och dels för att funktionen inte finns given för alla årets månader. Diskretiseringen ger en smärre förvanskning av den verkliga fördelningen varvid dennas tyngdpunkt och därmed medelvärde ändras. För månader för vilka fördelningsfunktioner ej finns givna måste en förskjuten fördelning från en månad med liknande temperaturförhållanden användas. Förskjutningen bestäms så att rätt medeltemperatur skall erhållas, men på grund av diskretiseringen kan detta inte helt uppnås.

Om simuleringsmodellen använder dygnsmedeltemperaturer i samma följd som de lottats, erhålls en orealistisk variation mellan successiva dygn. I verkligheten ändras klimatet oftast mjukt, med flera dagar i följd som har relativt lika väderförhållanden. Därför grupperas de framlottade dygnsmedeltemperaturerna inom varje månad efter stigande temperatur.

Denna temperaturföljd betecknas:

$$T_{i,m} \quad i = 1, 2, \dots, N_m \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.10)$$

$$\text{där } T_{k-1,m} < T_{k,m} < T_{k+1,m}$$

För att spara datortid bildas sedan medelvärdet av temperaturen för successiva dagar så att fyra perioder erhålls för varje månad. Endast fyra dagar per månad behöver då simuleras. Dessa är antingen typiska för en 7- eller 8-dagarsperiod, beroende på hur många dagar månaden har. Dessa temperaturer kan betecknas

$$\bar{T}_{j,m} \quad j = 1, 2, \dots, 4 \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.11)$$

För januari månad erhålles dessa temperaturer enligt:

$$\bar{T}_{1,1} = \frac{\sum_{i=1}^8 T_{i,1}}{8} \quad (10.12a)$$

$$\bar{T}_{2,1} = \frac{\sum_{i=9}^{16} T_{i,1}}{8} \quad (10.12b)$$

$$\bar{T}_{3,1} = \frac{\sum_{i=17}^{24} T_{i,1}}{8} \quad (10.12c)$$

$$\bar{T}_{4,1} = \frac{\sum_{i=25}^{31} T_{i,1}}{7}$$

Dessa medeltemperaturer är utgångspunkten för bildandet av dygnsvariationskurvor för utetemperaturen under de typiska dygnen. För att erhålla dygnsvariationskurvor behövs förutom dygnsmedeltemperaturen en uppskattning av temperaturvariationen.

Temperaturvariationen definieras genom:

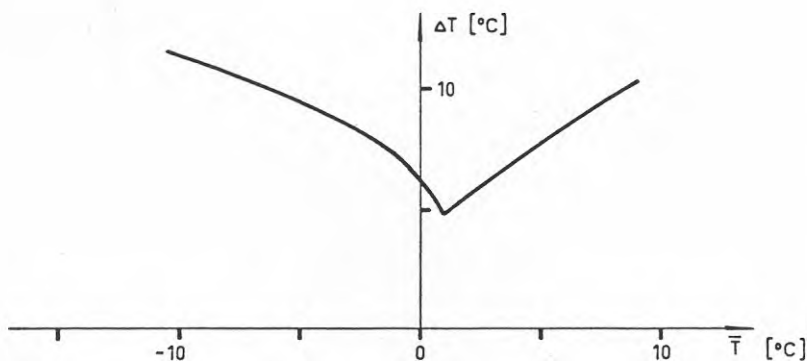
$$\Delta T = T_{\max} - T_{\min} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (10.13)$$

där

$$T_{\max} \quad \text{maxtemperatur under dygnet} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$T_{\min} \quad \text{mintemperatur under dygnet} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

Temperaturvariationen är korrelerad till dygnets medeltemperatur vilket framgår av tabellerna hos [12]. Temperaturvariationens beroende av medeltemperaturen framgår principiellt av figur 10.2.



Figur 10.2 Temperaturvariationens beroende av medeltemperaturen

Modellen använder en relation enligt figur 10.2 för varje månad. Därmed erhålles temperaturvariationen för varje dygn, sedan medeltemperaturerna lottats. Temperaturen timme för timme kan sedan beräknas genom användning av viktsfaktorer a_i :

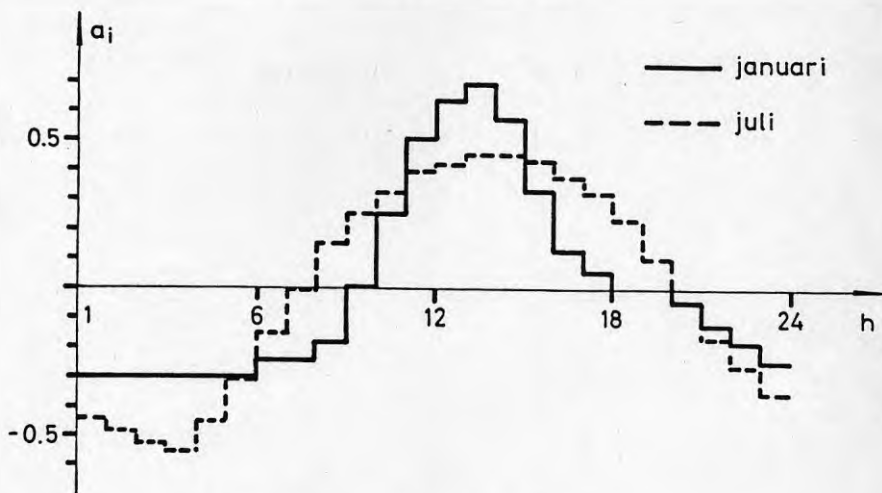
$$T_i = \bar{T} + a_i \Delta T \quad i = 1, 2, \dots, 24 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad 10.14$$

där

T_i	temperatur under timme i	$[^{\circ}\text{C}]$
\bar{T}	medeltemperatur för dygnet	"
ΔT	temperaturvariation under dygnet	"
a_i	viktsfaktor för timme i	$[-]$

Viktsfaktorerna erhöles från kurvor över temperaturförloppet under ett normaldygn för varje månad. I kapitel 7 i figur 7.1 visas detta dygn för februari månad. Detta bedömdes ge

ett mer realistiskt dygnsförlopp än exempelvis det som skulle ges av en sinusfunktion. I figur 10.3 visas dessa viktsfaktorer för januari- och julidygnet.



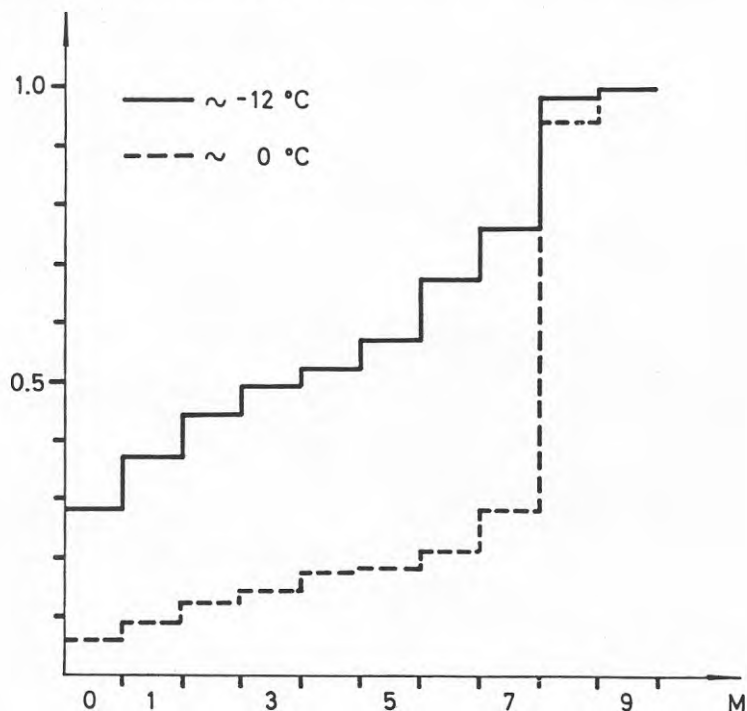
Figur 10.3 Viktsfaktorer för temperaturvariationen

10.3 Molnighet

Simuleringsmodellen kräver värden på instrålad solenergi timme för timme i de fall solvärmesystem skall simuleras. För att erhålla instrålningsvärdena bestäms först molnighetsgrader. Endast denna variabel för solenergimätningar finns redovisade i fördelningsfunktioner vid olika utetemperaturer i [12]. Molnighetsgraden M varierar där mellan 0 och 9, där 0 avser klart och 9 helmulet väder.

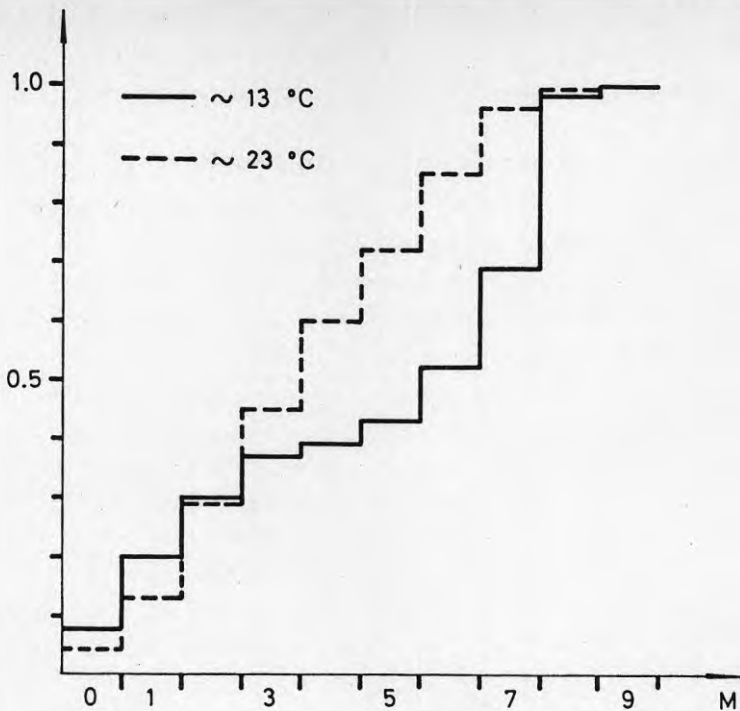
Molnighetens beroende av utetemperatur, årstid och tid på dygnet kan beskrivas på följande sätt. Under vintern är kallt väder ofta förknippat med låg molnighet, och temperaturer kring 0°C till så gott som helmulet. Inom dygnet finns en svag tendens till att eftermiddagen är klarare än förmiddagarna. Figur 10.4 visar fördelningsfunktionen för molnighet dels för varma och dels för kalla januariförhållanden. Där framgår tydligt att klart till halvklart väder är betydligt

sannolikare vid lägre temperaturer än vid högre. Under sommaren är förhållandena omkastade. Klart väder är då mera sannolikt vid höga temperaturer än vid låga. Skillnaderna är dock inte så stora som vid vinterfallet, se figur 10.5. I sommarfallet är det snarare så att molnigheten vid höga temperaturer är relativt jämnt fördelad, medan det vid lägre temperaturer finns en tendens till högre molnighet. Över dygnet finns en tendens till ökad molnighet på eftermiddagen jämfört med förmiddagen.



Figur 10.4 Fördelningsfunktion för molnighet, januari-förhållanden

Då molnighetsgraderna skall beräknas måste representativa temperaturer väljas ut inom varje dygn för att ge korrekta val av fördelningsfunktioner för molnighet. Dessa funktioner ges för olika temperaturer och månader. Figur 10.4 och 10.5 är exempel på dessa funktioner. Molnigheten kan då lottas ur fördelningsfunktionen för dygnets medeltemperatur.



Figur 10.5 Fördelningsfunktion för molnighet, juliförhållanden

Detta förfaringssätt ger dock inte möjlighet till en variation av molnigheten över dygnet. Detta kan göras genom att lotta minst två molnighetsgrader för varje dygn. I metoden används just två värden, vilket är tillfylllest, eftersom molnigheten inte uppvisar språngartade förändringar timme för timme. En ansats till val av temperaturer var att välja molnighetsgrader för förmiddagen efter dygnets lägsta temperatur, och för eftermiddagen efter dygnets högsta temperatur. Detta gav dock felaktiga sekvenser av molnigheten, främst för vintermånaderna. I stället för att molnigheten minskade under eftermiddagen, ökade den. Detta kan förklaras av figur 10.4 som visar att molnigheten sannolikt är större vid högre temperaturer än vid lägre. Vid denna urvalsprincip tenderade molnighetens medelvärde också att bli lägre än då endast medeltemperaturen styrde valet av fördelningsfunktion. Detta beror på att molnigheten minskar vid stora avvikelser från månadstemperaturen.

Följande urvalsprincip kom att användas i metoden. Fördelningsfunktionen för molnighet under förmiddagen väljs från en temperatur som återspeglar den temperaturhöjning som total solinstrålning under förmiddagen har gett. En temperatur med samma egenskaper, där förhållandena under eftermiddagen varit styrande, väljs också ut. Detta har gett att temperaturen klockan 13⁰⁰ får bestämma förmiddagens molnighet, och temperaturen klockan 19⁰⁰ får bestämma eftermiddagens. Fördelningsfunktioner som beskriver molnighetens beroende av temperaturskillnader i stället för temperaturnivåer hade i detta sammanhang varit av stort värde. Sådana har dock inte tagits fram. Ovan nämnda temperaturval ger dock riktiga variationer av molnigheten under dygnet.

Vid lottning av molnighetsgrader utgår man från den ordnade följdens dygnsmedeltemperaturer enligt uttryck 10.10. För ett specifikt dygn beräknas de två temperaturer som skall ge fördelningsfunktioner för molnighet enligt:

$$T_{13} = \bar{T} + a_{13}\Delta T \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (10.15)$$

$$T_{19} = \bar{T} + a_{19}\Delta T \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (10.16)$$

där

$$\bar{T} \quad \text{medeltemperatur för dygnet} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$\Delta T \quad \text{temperaturvariation för dygnet} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

$$a_{13}, a_{19} \quad \text{viktsfaktorer} \quad [-]$$

Sedan kan två fördelningsfunktioner, F_{13} och F_{19} , svarande mot temperaturerna väljas ut. Fördelningarna är en funktion av molnighetsgraden M . Efter generering av två slumpstal y_{13} och y_{19} kan molnighetsgraden beräknas. Den starkt diskretiserade uppbyggnaden av molnighetsindelningen behålls vid denna beräkning.

$$Y_{13} < F_{13} \quad (M = 0) \quad \text{ger} \quad M_{13} = 0 \quad (10.17)$$

annars

$$Y_{13} > F_{13} \quad (M=0) \quad (10.18)$$

ger att M_{13} skall uppfylla följande villkor:

$$F_{13}(M_{13}-1) \leq y_{13} < F_{13}(M_{13}) \quad (10.19)$$

Beräkningen av M_{19} är helt analog med ovanstående.

Detta ger två uppsättningar molnighetsgrader för varje månad:

$$M_{13,i,m}, M_{19,i,m} \quad i = 1, 2, \dots, N_m \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.19)$$

Till simuleringsmodellen krävs värden på solinstrålningen timme för timme. Då varje månad representeras av fyra typiska dagar kan denna globalstrålning betecknas:

$$I_{TH,k,j,m} \quad k = 1, 2, \dots, 24, \quad j = 1, 2, 3, 4 \quad [W/m^2] \quad (10.20)$$

där k avser timmens ordningsnummer över dygnet.

Denna strålning kan beräknas utifrån en medelvärdesbildning av molnighetsgraderna som är analog med den för temperaturerna, se uttryck 10.12. Detta förfaringssätt har dock visat sig systematiskt ge för höga värden på solinstrålningen. Detta beror på att överföringsfunktionen mellan molnighetsgrader och solinstrålning är icke-lineär, se avsnitt 10.4. Därför beräknas först solinstrålningen timme för timme och för varje dag med utgångspunkt från molnighetsgrader enligt uttryck 10.19, varefter timmedelvärden för månadernas fyra typiska dygn kan beräknas.

Molnighetsgraderna används dock för kontroll av metodens resultat. Genom att genomföra medelvärdesberäkningen av molnighetsgraderna analogt med uttryck 10.12, kan en kvalitativ bedömning av frekvensen för olika solinstrålningsmagnituder göras, se avsnitt 10.5. Dessutom skall medelvärdet av de genererade molnighetsgraderna över olika tidsperioder stämma överens med de medelvärden som ges av den ursprungliga fördelningsfunktionen för molnigheten. Exempelvis bildas månadsmedelvärdet på följande sätt, där det antas att molnigheten klockan 19⁰⁰ är bestämmande för molnigheten under natten.

$$\bar{M}_m = \frac{6 \sum_{i=1}^{N_m} M_{13,i,m} + 18 \sum_{i=1}^{N_m} M_{19,i,m}}{24 \cdot N_m} \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (10.21)$$

10.4 Solinstrålning

Molnighetsgraderna används för att beräkna molnighetsfaktorer CCF(M) (Cloud Cover Factor). Dessa definieras som kvoten mellan instrålningen vid molnighetsgraden M och instrålningen vid klart väder. Således:

$$\text{CCF} \left(\frac{M}{9} \right) = \frac{I_{\text{TH}}(M)}{I_{\text{TH}}(0)} \quad (10.22)$$

där $I_{\text{TH}}(M)$ globalstrålning mot horisontell yta [W/m^2]

Molnighetsfaktorer för Sverige har nyligen tagits fram [15]. Tyvärr är dessa endast angivna för tre molnighetsindex, se tabell 10.1, avseende helklart, halvklart och mulet. De är baserade på mätvärden under åren 1959-1971 i Stockholm.

Molnighetsindex	$\left(\frac{M}{9} \right)$	0.12	0.53	0.91
CCF		1.00	0.82	0.41

Tabell 10.1 Årsvärden för molnighetsfaktorn

Genom inläggning av en kurva som passerar dessa tre punkter kunde molnighetsfaktorer approximativt erhållas för alla molnighetsgrader, se figur 10.6. Molnighetsfaktorn vid helmulet beräknades då på följande sätt. Referens [11] anger den lägsta kvoten mellan dygnssummorna av globalstrålning och utomatmosfärisk strålning till:

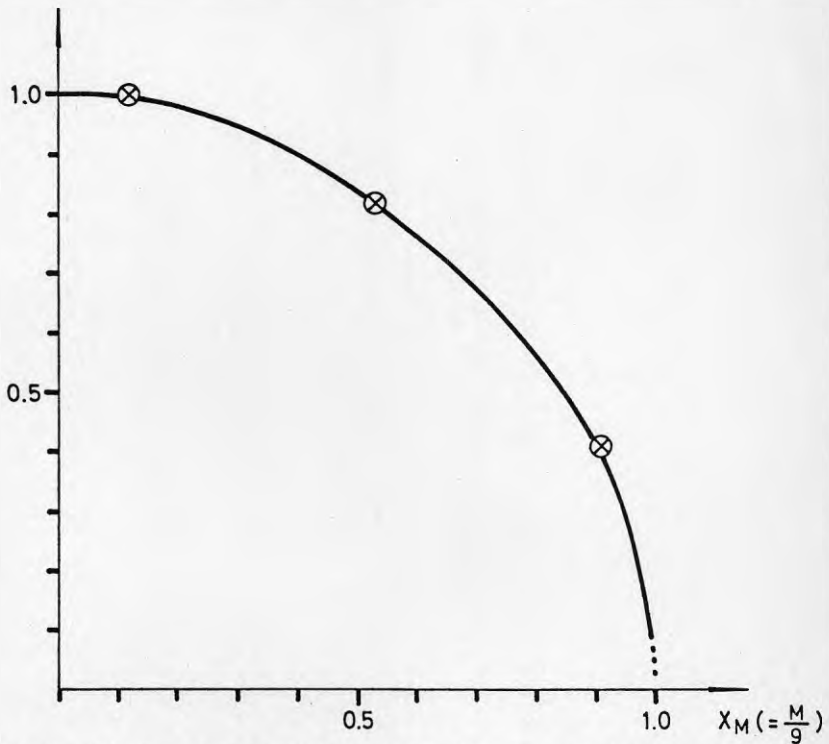
$$\frac{G_0}{G_{\text{ex}}} \approx 0.05 \quad (10.23)$$

Vid helklart anges:

$$\frac{G_1}{G_{\text{ex}}} \approx 0.76 \quad (10.24)$$

Därav fås:

$$\text{CCF}(1.0) \approx \frac{G_0}{G_1} = \frac{0.05 G_{\text{ex}}}{0.76 G_{\text{ex}}} = 0.07 \quad (10.25)$$



Figur 10.6 Molnighetsfaktor CCF som funktion av molnighetsindex

Instrålningen vid klart väder beräknas enligt B Rodhe vid SMHI, vars formellt ej utgivna material återges av [15]. Den direkta solstrålningen vid markytan i strålningens normalplan anges till:

$$I_{\text{DN}} = r A e^{-\frac{B}{\sin h}} \quad [\text{W/m}^2] \quad (10.26)$$

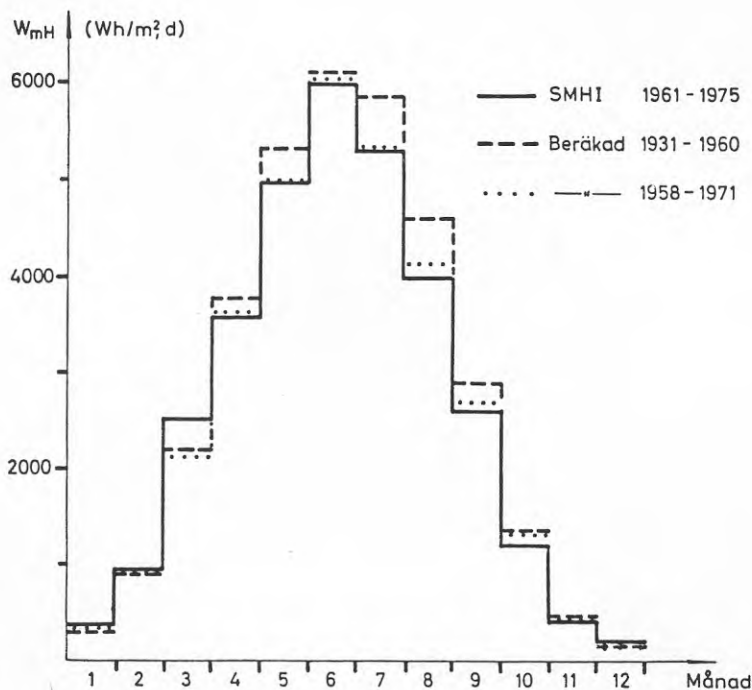
där $A = 991.64 \quad [\text{W/m}^2]$

$B = 0.09143$

$r(\text{feb}) = 1.0235, r(\text{juli}) = 0.968$

h är solhöjden

Vid dessa beräkningar användes statistik både från åren 1931-1960 och åren 1958-1971. De jämfördes med uppmätt medelinstrålning under perioden 1961-1975. Se figur 10.7.



Figur 10.7 Uppmätt och beräknad solinstrålning i Stockholm

Trots att statistikperioderna för uppmätt medelinstrålning och registrerade antal dagar med olika molnighet inte helt sammanfaller fås god överensstämmelse mellan beräknade och uppmätta värden. Den uppmätta medelårssumman under 1961-1975 är $979 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$. Den beräknade summan för 1931-1960 är $1036 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ och för 1958-1971 är den $976 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$.

För att kontinuerligt beräkna faktorn r används följande uttryck (jämför uttryck 7.8).

$$r = 1 + 0.033 \cos d \quad (10.27)$$

$$d = 2\pi \frac{D}{365}$$

där D är dygnets nummer över året.

Vid beräkning av instrålningen under det genererade klimatåret används strålningen vid klart väder den 15:e i varje månad. Därvid undviks systematiska fel på grund av grupperingen av dygnen efter stigande medeltemperatur. Den diffusa strålningen mot horisontalplanet vid klart väder anges till:

$$I_{dH} = (0.0396 + 0.1024 \sinh) I_{DN} \quad [W/m^2] \quad (10.28)$$

Solens höjd h i uttryck 10.26 och 10.28 beräknas enligt avsnitt 7.2.

För att utvärdera instrålningsberäkningarna enligt uttryck 10.26 och 10.28 samt CCF-faktorer enligt figur 10.6 beräknades medelinstrålningen i Stockholm. Då utgick man från statistik över antalet klara och mulna dagar, varifrån medelinstrålningen beräknades enligt följande.

$$W_{mH} = \frac{N_{1,m} \text{ CCF}(0.12) + N_{2,m} \text{ CCF}(0.53) + N_{3,m} \text{ CCF}(0.91)}{N_m} \bar{W}_{TH,m,o} \quad (10.29)$$

där

W_{mH}	beräknad normalinstrålning per dygn, månad m	$[Wh/m^2]$
$W_{TH,m,o}$	total beräknad instrålning vid klart väder för 15:e dagen i månad m	"
$N_{1,m}$	antalet klara dagar, månad m	$[-]$
$N_{2,m}$	" halvklara dagar, månad m	"
$N_{3,m}$	" mulna " " "	"
N_m	" dagar i månad m	"

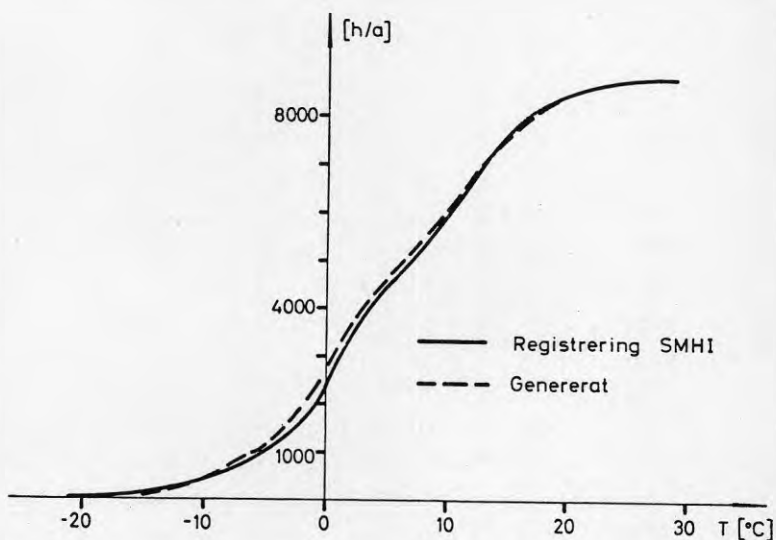
10.5 Jämförelse

I det följande skall klimatdata genererade med tidigare behandlad metod jämföras med uppmätta klimatdata. Såsom framgår ingår i metoden en generering av slumpantal. Olika serier av slumpantal kan erhållas genom ändring av ett startvärde till slumpantalsgeneratorn. Olika år med något olika temperatur- och molnighetsförlopp kan därmed erhållas. Sammantaget i frekvens- och varaktighetsdiagram blir dock skillnaden mellan olika år obetydlig. Här redovisas därför data från endast ett genererat klimatår.

De varaktighetskurvor för medeltemperaturer samt för molnighetsgrader vid olika temperaturer som har använts vid genereringen är hämtade från [12]. Där redovisas frekvenser för olika värdekombinationer av klimatvariabler, baserade på observationer klockan 01.00, 07.00, 13.00 och 19.00 under perioden 1949 till 1969. De mest kompletta data för en ort runt Stockholm visade sig vara Västerås, varför data därifrån kom att användas.

En jämförelse mellan varaktighetskurvan som bildas av genererade värden och varaktighetskurvan som användes vid genereringen visar god överensstämmelse dem emellan, se figur 10.10. Detta visar riktigheten i sättet att generera värdena, och att slumpentalen inte i sig har en skev fördelning. Intressantare är då att se hur medelvärdesbildningen till fyra typiska dagar per månad påverkar fördelningen av olika värden på klimatvariablerna. I figur 10.8 jämförs varaktighetskurvan för genererade temperaturer med varaktighetskurvan för alla registrerade temperaturer under 1949-1969. Med genererade temperaturer avses då timvärden under alla de 48 dygn som representerar ett typiskt år. Den slutliga variabeln för representation av solinstrålningen är instrålad effekt per timme. Någon varaktighetskurva för denna storhet baserad på mätningar finns dock ej tillgänglig. Därför används molnighetsgraden efter medelvärdesbildning till fyra

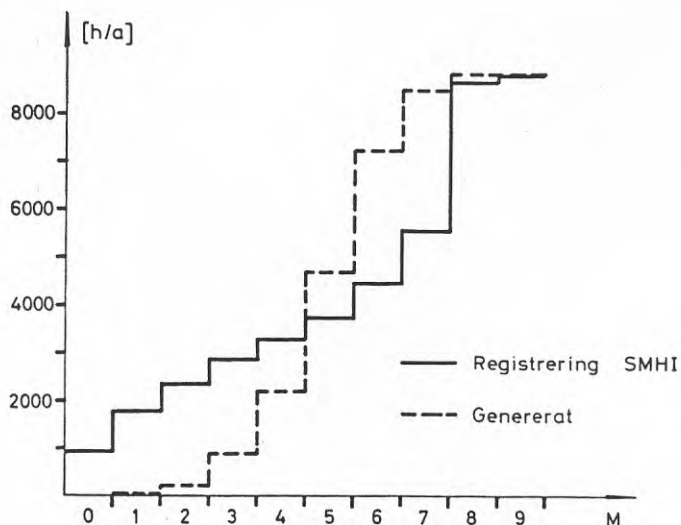
typiska för- och eftermiddagar per månad. Identiskt samma dygn som bidrar till medelvärdet av instrålad effekt under en typisk dag bidrar också till medelvärdet av molnighetsgrader för samma typiska dag. Därför kan kvalitativa bedömningar av fördelningen för instrålad effekt göras utifrån fördelningen av molnighetsgrader. I figur 10.9 jämförs en varaktighetskurva baserad på medelvärden med den kurva som användes vid genereringen.



Figur 10.8 Varaktighetskurvor för utetemperatur

Den genererade varaktighetskurvan för utetemperatur visar god överensstämmelse med uppmätt kurva. Den avvikelse som finns för temperaturer mellan -10°C och $+2^{\circ}\text{C}$ antas till viss del bero på att kurvorna inte ger samma årsmedeltemperatur. Den uppmätta kurvan ger 6.3°C och den genererade 5.9°C i årsmedeltemperatur. I den genererade kurvan ingår inga temperaturer under -13°C . Detta beror på att dagar med medeltemperaturer kring -20°C har försvunnit genom medelvärdesbildningen. Genom att i det genererade klimatåret ersätta några av de

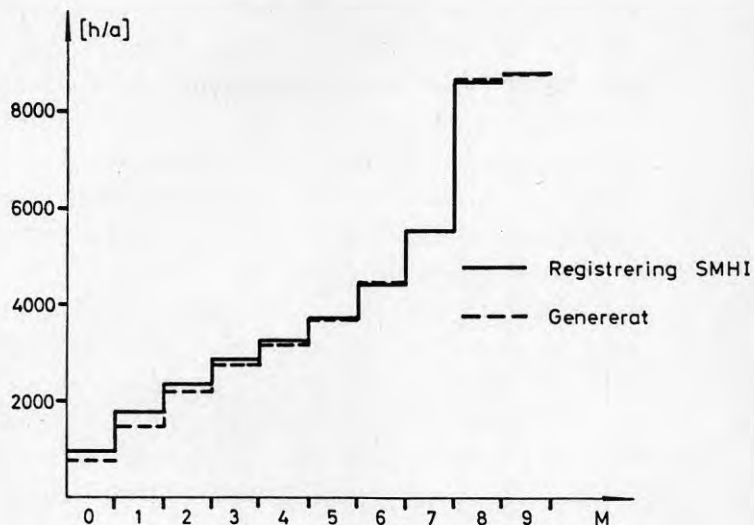
kallaste dagarna med dagar som har en medeltemperatur kring -20°C kan effekterna av medelvärdesbildningen motverkas.



Figur 10.9 Varaktighetskurvor för molnighetsgrader

Medelvärdesbildningen av molnighetsgrader har starkt förvridit varaktighetskurvan för dessa i betydligt högre grad än vad som var fallet för temperaturerna. En anledning till detta är att molnighetsgraderna medelvärdesbildas utan att de först grupperas efter sitt numeriska värde, vilket är fallet för dygnsmedeltemperaturerna. Därmed blandas höga och låga molnighetsgrader i ett och samma medelvärde. Molnighetsgrader i mitten av skalan blir då överrepresenterade, vilket framgår av de successiva tillskotten i varaktighetskurvan i figur 10.9. Att beräkningsmetoden kan ge goda värden framgår av figur 10.10. Där visas en varaktighetskurva som är baserad på alla framlottade molnighetsgrader. De är sammanlagt 730 stycken, eftersom varje dag har en molnighetsgrad för förmiddagen och en för eftermiddagen. Vid upprättande av figur 10.10 har värdena för förmiddagen

viktats med 6 timmar och för eftermiddagen med 18 timmar.



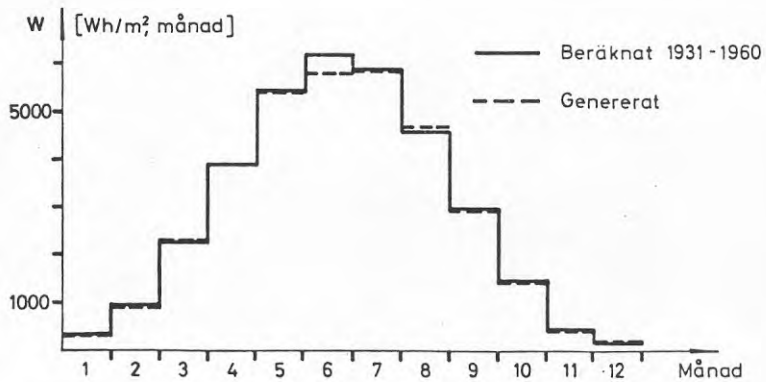
Figur 10.10 Varaktighetskurva baserad på alla genererade värden

Medelvärdesbildningen gav alltså en stark förskjutning av frekvensen av olika molnighetsgrader. Om dagarna grupperades efter stigande molnighetsgrad och sedan medelvärden för de fyra perioderna enligt uttryck 10.12 och 10.20 bildades, skulle i stället frekvensen av olika utetemperaturer förvrängas. Metoden kan därför sägas antingen förvränga frekvenser av molnighetsgrader eller av temperaturer. Det förefaller vara av större vikt i de flesta simuleringsfall att temperaturen återbildas korrekt, så i dessa fall får förvanskade molnighetsfördelningar accepteras.

Trots förskjuten molnighetsfördelning blir molnighetsgradens årsmedelvärde i god överensstämmelse med klimatstatistiken. Samtliga genererade varaktighetskurvor ovan ger ett medelvärde på 5.3 i jämförelse med den registrerade kurvans 5.2. För de enskilda månaderna finns avvik-

elser på upp till ett steg i molnighetsskalan, men dessa jämnas ut över året.

Figur 10.11 visar medelinstrålningen per månad, beräknad enligt avsnitt 10.4. Instrålningen har beräknats i tre steg. Först beräknas instrålningen för varje timme under varje dygn i en månad från de framlottade molnighetsgraderna. Sedan beräknas medelinstrålningen per timme under de fyra dygn som skall representera en månad. Dessa värden används sedan i simuleringsmodellen. Summa instrålning för de fyra dygnen bildar därefter månadsmedelvärdet. I figur 10.11 visas dessutom beräknad instrålning i Västerås under perioden 1931-1960, som erhålls enligt uttryck 10.29. Det genererade klimatåret har en årssumma på $1037 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ och beräkningen för även 1931-1960 gav summan $1046 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$. Som tidigare nämnts återger genererade data förhållandena under åren 1949-1969.



Figur 10.11 Instrålad solenergi

I tabell 10.2 visas som ett exempel medeltemperaturer och summa instrålning för de 48 dygn som representerar ett år.

Månad	Period 1		2		3		4	
	\bar{T}	\bar{W}	\bar{T}	\bar{W}	\bar{T}	\bar{W}	\bar{T}	\bar{W}
1	-9.8	310	-4.5	205	-1.9	253	0.33	217
2	-11.1	1025	-4.7	845	-1.3	847	0.63	938
3	-7.33	2474	-2.6	2283	0.81	2154	4.2	2313
4	0.25	3534	3.2	3818	5.6	4118	8.0	4098
5	6.3	4595	8.9	5471	11.2	5423	14.6	6174
6	11.7	5838	13.7	5298	15.9	5603	17.7	6355
7	13.4	4910	15.8	5639	18.5	6407	21.7	6565
8	12.2	3832	15.3	4631	17.0	5044	19.1	5089
9	7.5	3363	10.3	2402	12.3	2536	15.8	3296
10	2.2	1298	5.6	1393	7.8	1445	10.1	1561
11	-2.5	536	1.2	440	3.1	402	6.6	495
12	-8.7	235	-1.4	149	2.4	163	4.5	184

Tabell 10.2 Medeltemperaturer [$^{\circ}\text{C}$] och medelinstrålning [$\text{Wh}/\text{m}^2, \text{dygn}$] för årets 48 perioder, Västerås

11. TESTFALL

11.1 Val av fjärrvärmesystem

Genom förfrågan hos Svenska Värmeverksföreningen erhöles kontakt med Sala-Heby Energiverk för att få till stånd ett testfall för modellen. I Salas fjärrvärmesystem ingår en värmepump som utnyttjar renat avloppsvatten som värmekälla. Den har en nominell effekt av 3.2 MW och beräknas stå för 25 % av energiproduktionen i fjärrvärmesystemet. Genom diskussioner med BFR har sedan ett antal simuleringsfall definierats och genomförts. Dessa syftar till att se hur värmepumpar och solenergi påverkas av ändrade belastningsförhållanden. En viktig del av dessa ändrade förhållanden är det övergripande energisparprogrammet. Effekten av denna antas i denna studie vara en 25%-ig sänkt energiförbrukning. Den åstadkommes genom tilläggsisolering och temperatursänkning. Nedan redovisas några översiktliga data för Salas fjärrvärmesystem, avseende år 1982 [16].

Första värmeleverans		1975
Totalt antal abonnenter		278
Separatanslutna småhus		167
Abonnerad värmeeffekt		48 MW
Levererad värmemängd		79 GWh
Värmekulvertlängd		18 km
Använt bränsle	Eo 5	0.5 ktoe
	Kol	6.5 "
	El (vp)	0.7 "
	Spillvärme (vp)	1.1 "
	El (panna)	0.5 "
Totalverkningsgrad		71 %

I denna lilla kommun har som synes betydande insatser gjorts för att ersätta olja. Det dominerande bränslet är nu kol som bränns i en anläggning på 20 MW. Vid sidan om denna anläggning är värmepumpen den mest dominerande. Den går som basproduktion året om. Tillförseln begränsas huvudsakligen endast av höga returtemperaturer under spetslast och låga effektbehov under sommaren.

11.2 Simuleringsfall

Följande belastningsfall har använts i simuleringarna:

- Referens: Denna belastningsnivå motsvarar förhållandena under mitten av 70-talet. Då hade chocken efter den första oljekrisen lagt sig, och oljepriserna hade inte genomgått den dramatiska ökning som skedde i slutet av 70-talet.
- Besparing: Genom besparingsåtgärder reduceras effektbehovet för klimatvärme med 20 %. Det antas då vara möjligt att sänka inomhustemperaturen från 22 °C till 20 °C i en stor del av byggnadsbeståndet, till följd av mindre drag och högre yttemperaturer inomhus. Konventionella systemtemperaturer används i detta fall.
- Injustering: Abonmentcentralerna regleras in och ses över så att lägre returtemperaturer erhålles. Modellen av abonmentcentraler används (se avsnitt 2.8). Returtemperaturen i fjärrvärmenätet bestäms då i huvudsak av återledningstemperaturen för radiatorerna.
- Lågtemperatur: Både primära och sekundära framledningstemperaturer sänks. Tappvarmvattentemperaturen sänks också.
- Frånluftsvärmepumpar: Detta belastningsfall innefattar i sig tre fall med ökande penetration av frånluftsvärmepumpar. Andelen lägenheter med frånluftsvärmepumpar har varit 10, 25 och 50 %. Lågtemperatursystem används.
- Effekt: Så mycket belastning nyansluts att effektbehovet enligt referensfallet återfås. Tillkommande och ursprunglig belastning har då en penetration till 25 % av frånluftsvärmepumpar. Lågtemperatursystem används.
- Energi: Nyanslutning ger att energibehovet enligt referensfallet återfås. Frånluftsvärmepumpar finns i 25 % av byggnadsbeståndet och lågtemperatursystem används.

Mot dessa belastningsförhållanden ställs tre produktionsalternativ enligt nedan.

- Nuläge: I detta alternativ ingår dagens produktionssystem omfattande värmepump, elpanna, kolpanna och oljepanna.
- Solvärme hög nivå: 23900 m² solfångare ansluts i stället för värmepumpen.
- Solvärme låg nivå: 7170 m² solfångare (30 % av 23900) ansluts i stället för värmepumpen.

Produktionssammansättningen enligt nuläget har simulerats gentemot alla belastningsfall. I alternativen med solvärme har inte fallen med frånluftsvärmepumpar beaktats. Eftersom solvärme är koncentrerat till sommarhalvåret skulle detta bli en klar konfrontation. Det antas då att kommunen som helhet satt solvärme framför frånluftsvärmepumpar. Belastningsfallen med nyanslutning blir olika beroende på om frånluftsvärmepumpar ingår eller ej. Med dessa inkluderade måste 16 respektive 23 MW nyanslutas för att erhålla samma effekt respektive energi som i referensfallet. Utan frånluftsvärmepumpar är anslutningsvärdena 14 respektive 13 MW.

För ekonomisk utvärdering behövs alltid två system att jämföra emellan. Produktionsalternativen har då jämförts med en produktionsmix bestående av elpanna, kolpanna och oljepanna. Simuleringar med denna uppsättning har därför genomförts för belastningsfall med och utan besparing. Simuleringar med frånluftsvärmepumpar i systemet jämförs med simulering utan dessa, allt annat lika. Även konventionella systemtemperaturer har då ingått i en simulering, vilket ger högre produktionskostnader för fjärrvärmesystemets värmepump än vid lågtemperatursystem.

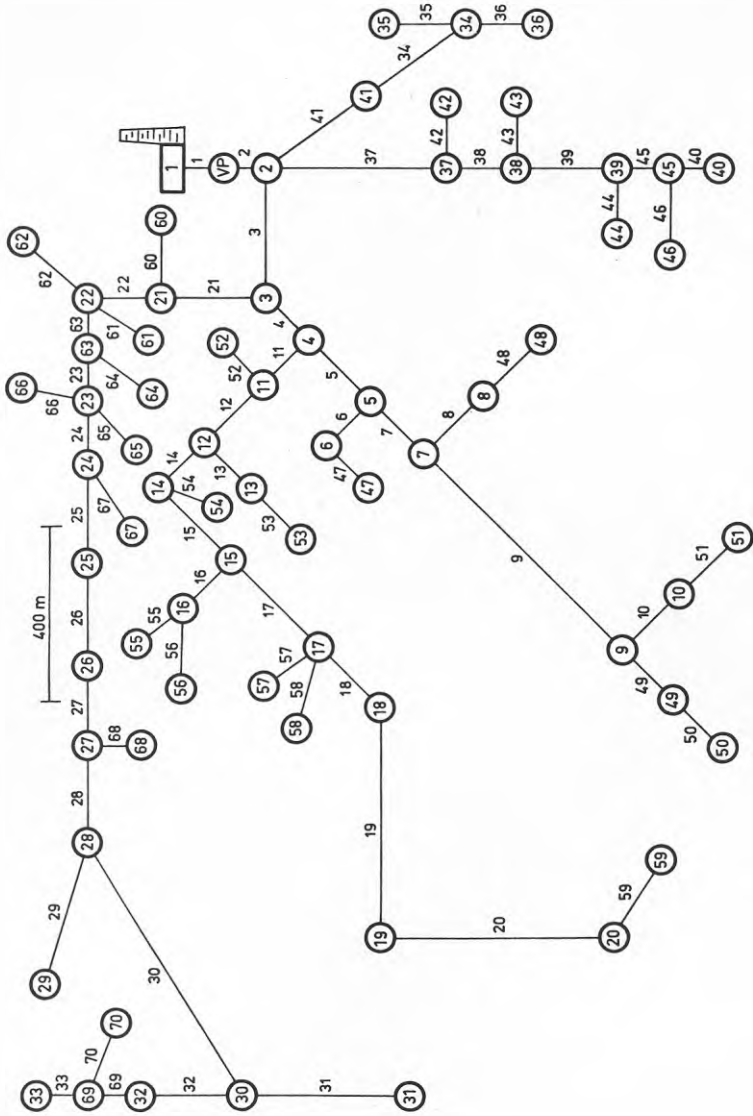
I en speciell studie har undersökts hur en nedstyrning av radiator-effekten under höglasttid påverkar utnyttningen av spetsproduktionen (olja).

11.3 Nät och belastning

För att beskriva nätkonfigurationen behövs minst lika många knutpunkter som det finns abonnenter, alltså 278 stycken enligt avsnitt 11.1 Till detta tillkommer förgreningspunkter. För att hålla nere beräkningstiden i datorn måste antalet knutpunkter hållas lågt. I Salas fall har nätet kunnat spännas upp av 71 knutpunkter. Belastning har då lagts samman så att 58 belastningspunkter blev kvar. Då har också en del av det allra klenaste distributionsnätet försvunnit. Så mycket distributionsnät är dock med, att 90 % av de totala värmeförlusterna (uttryckta i $W/^\circ C$) är med i simuleringarna. Värmegenomgångstal för polyuretanisolerade ledningar har då använts [28]. Figur 11.1 visar det reducerade nätet.

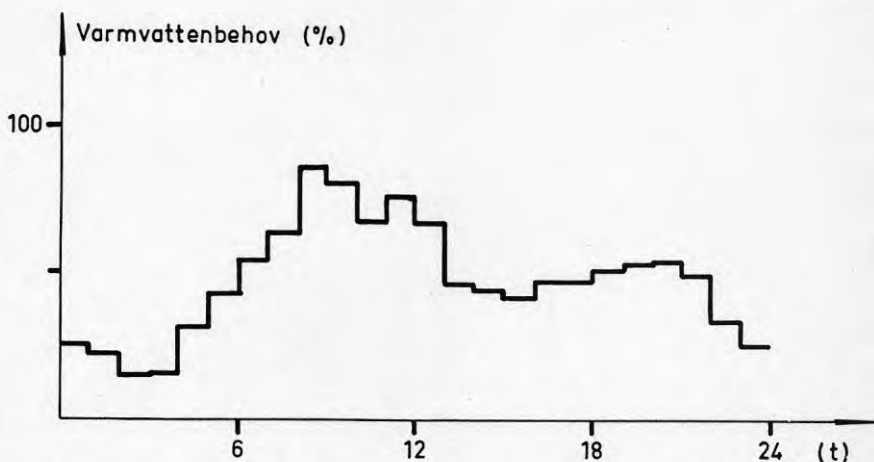
De belastningsdata som fanns tillgängliga var anslutnings-effekt och energiförbrukning under 1981, uppdelat på varje abonnent. Till modellen behövs effektbehov för klimatvärme under dimensionerande förhållanden samt en maximal tappvarmvatteneffekt. Denna varmvatteneffekt och dygnsvariationskurvor för varmvattenbehovet anpassas så att en rimlig energiförbrukning erhålles. Den sammanlagrade belastningseffekten i värmeverket var 27.5 MW klockan 07.00 efter en längre kall period. Nyanslutning av 4 MW i abonnerad effekt har sedan skett varför 30 MW i sammanlagrad effekt vid $-20^\circ C$ antas gälla för dagens system.

Genom avläsning av skrivarremsor från september månad erhöles dygnsvariationskurvor för total belastning, som då till största delen borde bestå av tappvarmvattenberedning. Det visade sig dock att den erhållna belastningen då skulle ge ett årligt tappvarmvattenbehov om 46.5 GWh vilket är 58 % av totala behovet. För att försöka få rimliga siffror drogs 3.4 MW (lägsta noterade medelbelastning för någon timme) av från samtliga effektvärden. Därmed erhöles ett tappvarmvattenbehov om 16.7 GWh eller 3.3 MWh per lägenhetsekvivalent.



Figur 11.1 Reducerat nät för Sala

Antalet lägenhetsekvivalenter beräknas då genom att dividera det sammanlagrade totala behovet 30 MW med en antagen sammanlagrad effekt om 6.0 kW per lägenhet. Ovanstående förbrukningsnivå får anses vara rimlig. Eftersom simuleringen arbetar med typiska dygn framställdes en dygnsvariationskurva för varmvattenbehovet genom att vikta ihop kurvor från vardagar och helgdagar. Resultatet visas i figur 11.2. Behovet 100 % utgör en totaleffekt om 4.1 MW, vilken uppkommer ett vardagsdygn. För att ta hänsyn till skiftande nivå på förbrukningen över året har kurvan i figur 11.2 skalats upp och ner enligt tabell 11.1 [17].



Figur 11.2 Dygnsvariationskurva för tappvarmvattenbehov.

April, Oktober, December	1.15
Januari, November	1.10
Februari, Mars, Maj, September	1.00
Juni, Augusti	0.85
Juli	0.60

Tabell 11.1 Skalfaktorer för varmvattenförbrukning

Genom tillgång till varmvattenförbrukningens fördelning över dygnet kan effektbehovet för denna beräknas till 2.5 MW klockan 08.00 en vardagsmorgon. Kvar att fördela ut på be-

lastningspunkterna som klimatvärmeeffekt vid -20°C blir då 27.5 MW. Detta har gjorts genom proportionering medels kvoten mellan belastningspunktens årsenergibehov och totala årsenergibehovet.

För alla belastningar har en gränstemperatur om 14°C antagits. Om ett dygns medeltemperatur överskrider detta värde sätts värmebehovet till noll. Temperaturhöjningen på grund av gratisvärme har satts till 3°C . Detta värde har ökat 25 % då besparingsåtgärder införes, varvid gratisvärmeeffekten blir konstant då värmeförlustfaktorn sjunker med 20 %.

I referensfallet har två olika innetemperaturer använts. Den äldre bebyggelsen antogs ha en innetemperatur om 22°C . Nyare bebyggelse och enfamiljshus antogs ha 20°C . Dominerande är den äldre bebyggelsen eftersom den svarar för 90 % av belastningseffekten. Efter att besparingsåtgärderna genomförts har innetemperaturen satts till 20°C i all bebyggelse.

Dessa generellt använda belastningsparametrar och tappvarmvattenkurvor samt den tidskonstant för bebyggelse som redovisas i avsnitt 11.4, gör att belastningen i olika punkter av nätet varierar på ett uniformt sätt. Den följer den sammanlagrade effekten snarare än verklig individuell uttagen effekt. Klimatvärmeeffekten styrs dock på ett för alla belastningar likartat sätt. Väsentligt olika tidskonstanter kan sedan ge en spridning i uttagen effekt. Tappvarmvattenbehovet sammanlagras snabbt vid stigande antal lägenhet på sekundärsidan av en abonnentcentral. För 50 lägenheter anslutna är dimensioneringsflödet per lägenhet 30 % av det flöde som krävs vid 5 lägenheter. För vissa belastningsobjekt såsom omklädningsrum i industrier, sporthallar eller militäranläggningar kan starkt utpräglade belastningstoppar förekomma. Sammantaget gör detta att det är olika tidskonstanter och struktur på tappvarmvattenbehovet som ger upphov till belastningspendlingar mellan olika punkter i nätet. En utvidgad belastningsanalys bör därför kartlägga just dessa två faktorer. I de simuleringar som gjorts i denna studie har produktionsenheterna huvudsakligen befunnits i värmeverket. Belastningsnivåerna

och därmed flödena i olika nätdelar är därmed av mindre intresse.

Sala Energiverk omtalade att många abonnenter har nattsänkning av framledningstemperature till radiatorerna. Vid studium av belastningskurvor (se avsnitt 11.4) gav en slumpmässig förekomst av denna åtgärd i 67 % av belastningspunkterna en god återbildning av verkligheten. Nattsänkningen varierar i varaktighet mellan 6 och 8 timmar. Temperaturskillnaden sattes till 3°C för att ge paritet med uppmätta besparingar [24].

11.4 Bebyggelsens värmetröghet

För beskrivning av belastningarna behövs tidskonstanten för klimatskärmen i varje belastningspunkt, se kapitel 2. Dessa skulle kunna tas fram genom studium av byggnaderna och sedan beräkning av dessa tidskonstanter. Detta har inte varit möjligt att göra inom ramen för de simuleringsfall som presenteras här. Ett annat sätt att ta fram tidskonstanterna är att jämföra mätningar av uttagen belastningseffekt med simuleringar där tidskonstanten varierar. Detta förfarande har använts i denna studie. Därvid har den totala fjärrvärmebelastningen studerats varvid den erhållna tidskonstanten representerar ett vägt medelvärde för belastningarna. Medelvärdet har sedan fått appliceras på varje belastning.

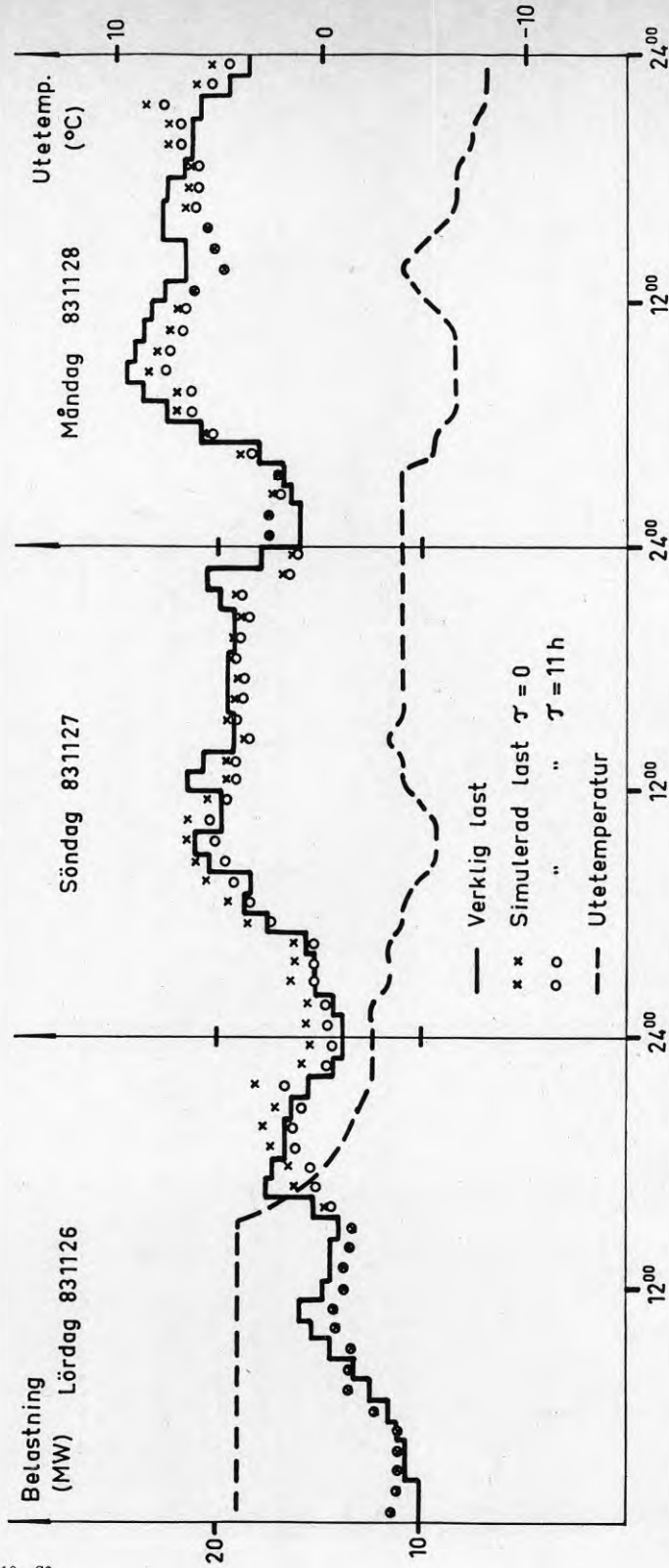
Figur 11.3 och 11.4 redovisar verkliga uppmätta belastningskurvor vid värmeverket samt framsimulerade kurvor. Även utetemperaturen redovisas. Det framgår då att under dygnet 831126 sker ett snabbt temperaturfall, och under 831202 sker en relativt snabb temperaturstegring. Om tidskonstanten är noll överskattas först effektbehovet vid fallande temperatur (se 831126 e.m. och 831127 f.m.). Vid stigande utetemperatur underskattas effektbehovet (se 831202). Vid både sjunkande och stigande utetemperatur sammanfaller den uppmätta och den simulerade kurvan med obefintlig tidskonstant efter uppskattningsvis 24 h. Detta betyder, vid approximativt konstant utetemperatur efter det transienta förloppet, att tidskonstanten

blir verkningslös efter denna tid. En tidsrymd av 2.2 multiplar av tidskonstanten medför att 90 % av slutvärdet uppnåtts. Detta får anses vara en praktisk gräns och tidskonstanten för belastningarnas klimatskärm blir då 11 timmar. En belastningskurva med denna tidskonstant tillämpad redovisas också i ovan nämnda figurer. Denna kurva överensstämmer väl med den uppmätta.

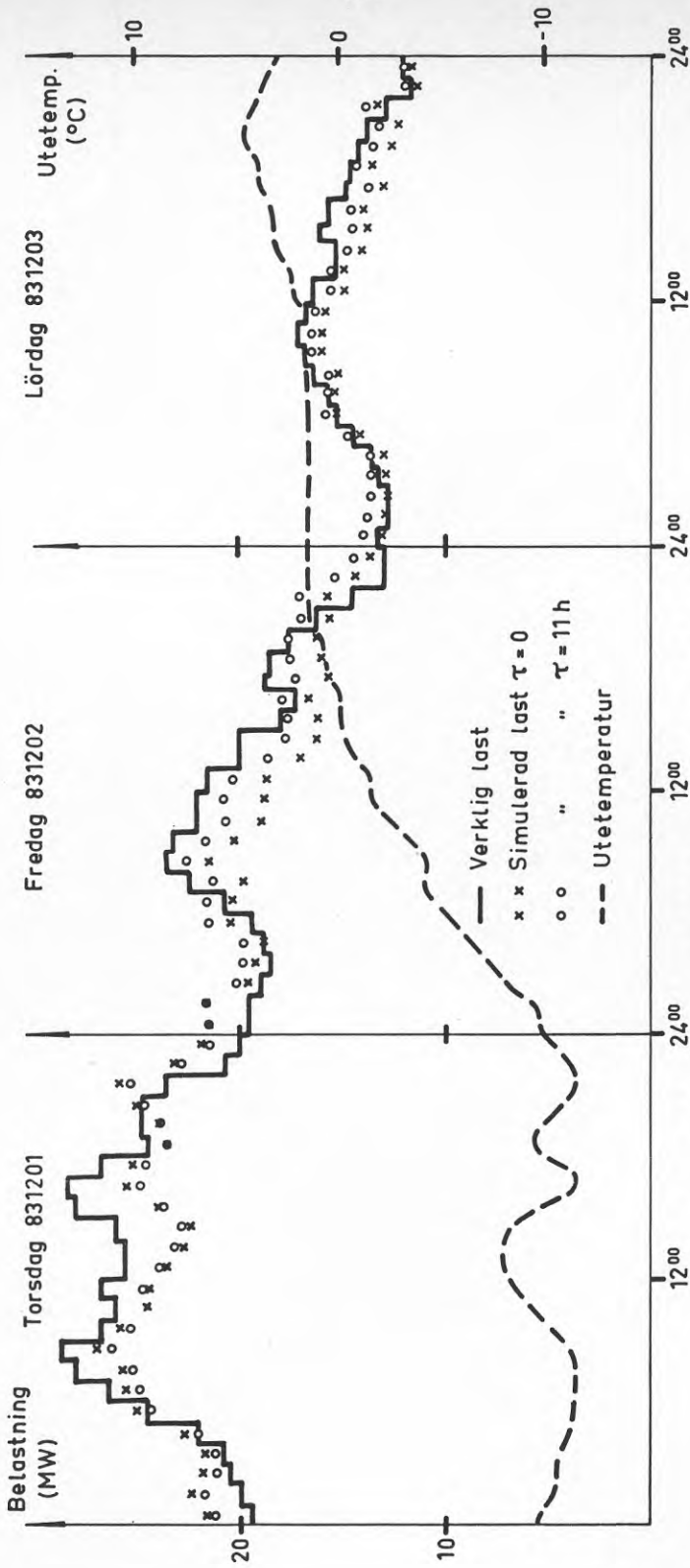
De belastningsparametrar som användes i dessa simuleringar är enligt referensfallet, se avsnitt 11.2, vilket borde ha gett en belastningsnivå 25 % över verklig last. Energiproduktionen given av simuleringen blir dock 97 % av den uppmätta. De uppmätta värdena registreras i två oberoende system med god överensstämmelse dem emellan. Det ena är summa belastning vilket har använts ovan, och det andra är summa produktion för alla enheter.

Troligen beror avvikelserna på att verklig belastning har en utnyttjningsprofil över året som skiljer sig från den renodlade bostadsbelastning som tillämpats. Två stora sjukhus finns i Sala med ett sammanlagt anslutningsvärde på 9.5 MW och energibehov om 14 GWh. Dessa värden indikerar en utnyttjningstid som är lägre än genomsnittet. Detta kan betyda att vid lika energibehov är dessa stora abonnenters effektuttag mer koncentrerat till vinterhalvåret än vad som gäller för bostäder. För att få med detta förhållande i simuleringen bör varje belastningsobjekt analyseras separat med avseende på eldningsgränser (medeltemperatur över vilken klimatvärme ej behövs), gratisenergi samt tappvarmvattenbehov över dygnet och året. Detta har inte kunnat göras i denna studie.

Resultaten som redovisas längre fram i detta kapitel skall därför inte ses var för sig som den absoluta sanningen under sina givna förhållanden. De skall jämföras sinsemellan för att åskådliggöra trender i utnyttjningen av olika produktionsenheter, då belastningsförhållandena ändras.



Figur 11.3 Belastningskurvor 831126-831128



Figur 11.4 Belastningskurvor 831201-831203

11.5 Produktionsenheter

Tabell 11.2 redovisar översiktliga data för de konventionella produktionsenheter som nu finns i systemet.

	Effekt (MW)	Verkningsgrad (%)	
Elpanna	0-4	100	Används 16/5-15/9
Kolpanna	3-20	80	Används ej - " -
Oljepanna	0-36	90	

Tabell 11.2 Konventionella produktionsenheter

Värmepumpen är av Stal-Regigerations fabrikat. Data enligt deras typ VKP93 har antagits. Det minstakvadrat anpassade polynomet enligt uttryck 4.1 och 4.2 i avsnitt 4.2 ger prestanda enligt tabell 11.3

Förångningstemperatur (°C)		Kondenseringstemperatur (°C)				
		60	65	70	75	
-3.0	Q	3.18	3.10	3.03	2.95	MW
	COP	3.19	2.90	2.64	2.41	-
0.0	Q	3.19	3.09	2.99	2.90	MW
	COP	3.27	2.94	2.65	2.39	-
5.0	Q	3.74	3.61	3.47	3.34	MW
	COP	3.71	3.30	2.95	2.65	-

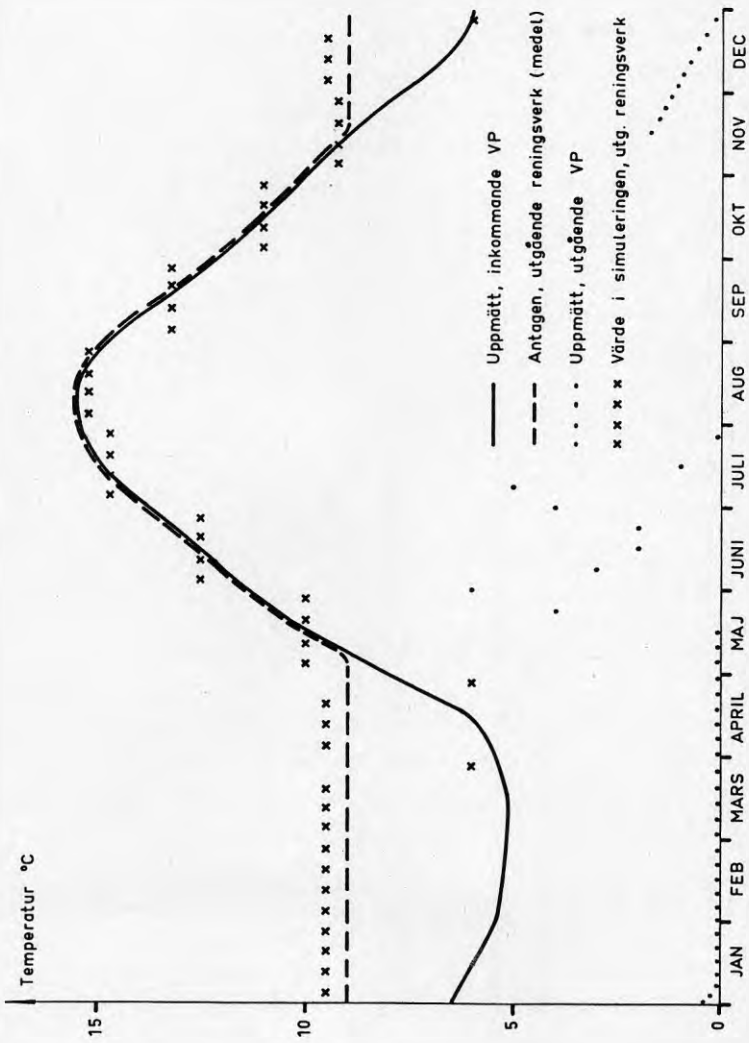
Tabell 11.3 Värmeeffekt Q och värmefaktor COP vid olika förångnings- och kondenseringstemperaturer.

Hjälpkraftbehovet till värmepumpen är totalt 50 kW. Temperaturskillnaderna mellan utgående köldbärare och freonet i förångaren samt mellan utgående värmebärare och freonet i

kondensorn har båda satts till 4°C . Temperaturfallet hos värmekällan är 6°C med beaktande av en lägsta tillåten utgående temperatur av 0.1°C . Enligt de tekniska specifikationerna [18] hålls flödena genom förångare och kondensor konstant till ca 350 m^3 per timme. Vid 6°C temperatursänkning blir därmed tillgänglig värme ur avloppsvattnet 2.4 MW . Vid låga avloppsvattenflödena tillförs vatten från Sagån. Någon modellering av denna blandning har ej gjorts utan den befintliga modellen av återcirkulation av köldbäraren har använts. Detta ger något lägre förångningstemperaturer än i verkligheten, eftersom utgående köldbärare har en lägre temperatur än åvattnet under de tider då extra påspädning behövs. Under vintern håller då utgående köldbärare en temperatur strax över nollpunkten. Sommartid är denna temperatur under 10°C .

Ur driftjournalerna erhålls statistik på temperaturen hos inkommande köldbärare. Dessa värden beskrev en väl definierad kurva som finns i figur 11.5. Under december till och med april skiljer sig dessa temperaturer markant från vad som gäller för vattnet som lämnar reningsverket [19]. Från reningsverket kommer då vatten som håller 9°C , medan värmepumpens förångare mottager 5 à 6°C . Anledningen antas vara att åvatten har tillförts, eftersom flödet från reningsverket är relativt lågt klockan 07.00, då driftjournalerna upprättas. Medeltemperaturen på renat avloppsvatten har därför satts till 9°C . Vid simuleringen har för de varmaste dygnet under december, mars och april snösmältning antagits och avloppsvattentemperaturen satts till 6.0°C .

Medelflödet från reningsverket är $400\text{ m}^3/\text{h}$ vilket svarar väl mot det flöde som kan beräknas ur invånarantalet i Sala och nationell statistik [20]. Variationen under året finns dokumenterad i [6], samt i journaler från Sala Gatukontor. Variationen i flöde under dygnet har sedan gjorts enligt data från värmepumpprojektet i Uppsala [6]. Amplituden i dygnsvariationen har satts till 40% av dygnsmedelflödet och maximalt flöde uppkommer klockan 15.00.



Figur 11.5 Uppmätta och antagna temperaturer för värmepumpens värmekälla

Vid bestämning av solfångararean till tidigare gjorda simuleringar användes en schablon som utnyttjats i STOSEB-utredningen [21]. STOSEB anger att solfångararean skall vara 250 m^2 per GWh årsenergibehov för fjärrvärmesystemet om solvärmén skall täcka 10 % av behovet. Detta gav $23\,900 \text{ m}^2$ solfångare i Salas fall. Denna dimensionering visade sig stämma mycket bra vid konventionella systemtemperaturer. Denna area har behållits i de simuleringar som redovisas här. Dessutom har en area på 30 % av ovanstående area använts för att se hur utnyttjningen av solfångarna blir vid låg solenergiandel. Huvuddata för solfångarna framgår av tabell 11.4.

Absorptionskoefficient (diffus och direkt)	0.75 [-]
Termiska förluster	$2.0 \text{ [W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C]}$
Max utloppstemperatur	$99 \text{ [}^\circ\text{C]}$
Lutning mot horisontalplanet	$35 \text{ [}^\circ]$
Orientering	SYD
Horisontavskärmning	$10 \text{ [}^\circ]$

Tabell 11.4 Huvuddata för solfångarna

Den erforderliga ackumulatorvolymen för utjämning av solenergitillförseln under dygnet och mellan näraliggande dygn har bestämts i speciella simuleringar. Då har en hel sommar-månad simulerats dygn för dygn. STOSEB anger att 0.14 m^3 vatten behövs för varje m^2 solfångare. Detta ger med $23\,900 \text{ m}^2$ solfångare en ackumulatorvolym på 3346 m^3 .

Både värmepumpen och solvärmesystemen har antagits vara centralt belägna i punkten "VP" vid värmeverket, se nätbildden enligt figur 11.1. För att analysera nätets energiackumulerande förmåga har dessutom en del av solfångararean placerats decentraliserat.

Frånluftsvärmepumparna i simuleringarna har en kondensor-effekt om 0.65 kW per lägenhet. Detta motsvarar en sänkning av frånluftstemperaturen med 15°C och en luftomsättning på 0.5 gånger per timme för en lägenhet på 75 m². Värme-faktorn är 3.3, vilket tillsammans med ovanstående data redovisas i [23]. Värmepumparna värmer både varmvatten och är kopplade till radiatorkretsens returledning.

11.6 Klimat

Någon klimatstatistik fanns inte tillgänglig för Sala. Referens [12] visar dock på en karta med isotermer att det är mellan 0.6 och 1.0°C kallare i Sala än i Västerås. Därför har temperaturdata från Västerås använts med en reduktion av medeltemperaturdata med 0.8°C för alla årets månader. Molnighetsdata från Västerås har använts utan korrektion. Ett klimatår har sedan tagits fram med hjälp av den tidigare beskrivna metoden som genererar klimatdata ur statistiska fördelningar. Därmed fås för varje månad fyra typiska dygn. Något dygn med en medeltemperatur kring -20°C erhöles dock inte bland dessa på grund av medelvärdesbildningen till fyra dygn per månad. Därför har vikten för det kallaste dygnet i januari minskats med en dag och ett dygn med 10°C lägre medeltemperatur bildats. Medeltemperaturen blev -20.6°C för detta dygn. Genom att ha med detta i simuleringen är det meningen att förhållandena vid extrem höglast skall framträda. Detta dygn medför att det finns 17 timmar på simuleringsåret som har en temperatur under -20°C. Ur klimatdata för Västerås kan denna tid uppskattas till 19 timmar.

Ett sammandrag av de klimatdata som använts i simuleringarna redovisas i tabell 11.5. Korrektion har gjorts för det extra kalla dygnet i januari. Detta sänker medeltemperaturen i januari med 0.3°C men ger ingen signifikant ändring av årsmedeltemperaturen.

Månad	Medeltemperatur Period:				Globalstrålning per dygn Period:			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Jan	-11.9	-5.28	-2.68	-0.47	315	211	251	211
Feb	-11.9	-5.47	-2.10	-0.17	1045	847	829	951
Mars	-8.13	-3.42	0.01	3.44	2515	2299	2157	2155
April	-0.55	2.42	4.79	7.22	3388	3659	4066	4027
Maj	5.49	8.09	10.4	13.8	4595	5392	5287	6279
Juni	10.9	12.9	15.1	16.9	5956	4944	5455	6355
Juli	12.6	15.0	17.7	20.9	4875	5456	6366	6503
Aug	11.4	14.5	16.2	18.3	3823	4324	4834	5005
Sep	6.68	9.50	11.5	15.0	3410	2474	2502	3269
Okt	1.39	4.78	7.02	9.29	1327	1397	1404	1510
Nov	-3.27	0.35	2.29	5.77	533	445	402	499
Dec	-9.54	-2.23	1.59	3.67	232	153	168	184
Årsmedeltemperatur: 5.2°C					Årssumma: 1024 kWh/M ²			

Tabell 11.5 Sammandrag av klimatdata vid simulering

Ovanstående data har vid solvärmesimuleringar använts för att ge den årliga solvärmeproduktionen. För att bestämma erforderlig ackumulatorstorlek vid olika solfångarareor och systemtemperaturer har juli månad 1976 simulerats dygn för dygn. Klimatdata från Bromma flygplats med instrålning timme för timme har utnyttjats. Denna månad hade en medeltemperatur om 17.6°C och en totalinstrålning om 171 kWh per m². Normalvärden är 17.6 respektive 164.

11.7 Systemtemperaturer och -flöden

Följande primär- och sekundärtemperatur har använts i simuleringarna, se även figur 11.6:

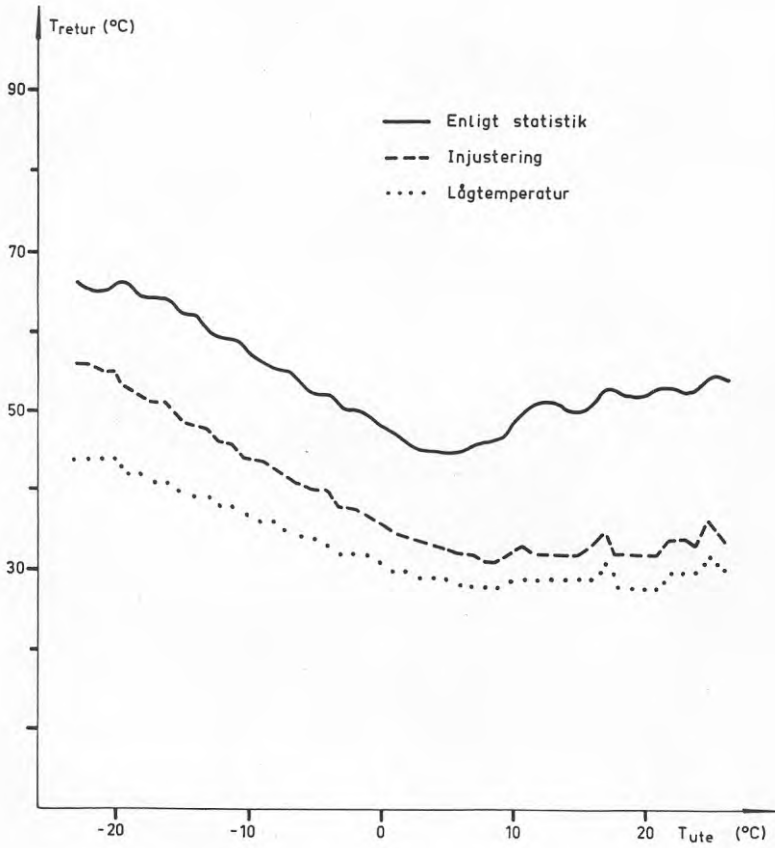
- Enligt mätningar (nuläge). Framledningstemperaturen i fjärrvärm nätet är 120°C vid -20°C ute och faller lineärt till 80°C vid 2°C ute. Därefter är den konstant 80°C (se figur 3.1). Sommartid är framledningstemperaturen 70°C för att värmepumpen skall kunna stå för hela värmeproduktionen. Returtemperaturer vid olika utetemperaturer

har erhållits ur driftjournaler. Utifrån detta material har returtemperaturen från abonnentcentralerna satts till 65°C vid -20°C ute. Temperaturen faller sedan lineärt till 43°C vid 3°C ute. Därefter är den konstant 43°C .

- En injustering sker av abonnentcentralerna. Därmed sjunker returtemperaturen, och följer i stort sett återledningstemperaturen från radiatorerna. Denna antas vara 52°C vid -20°C . Framledningstemperaturen till radiatorerna är då 67°C . Varmvattentemperaturen är 55°C . Den primära framledningstemperaturen är oförändrad.
- Lågtemperaturprogram tillämpas både primärt och sekundärt. Framledningstemperaturen primärt är 100°C vid -20°C ute. Efter att ha avtagit lineärt är den konstant 60°C över 2°C i utetemperatur. Framledningstemperaturen sekundärt är 55°C vid -20°C ute och radiatorreturen är då 40°C . Varmvattentemperaturen är 45°C .

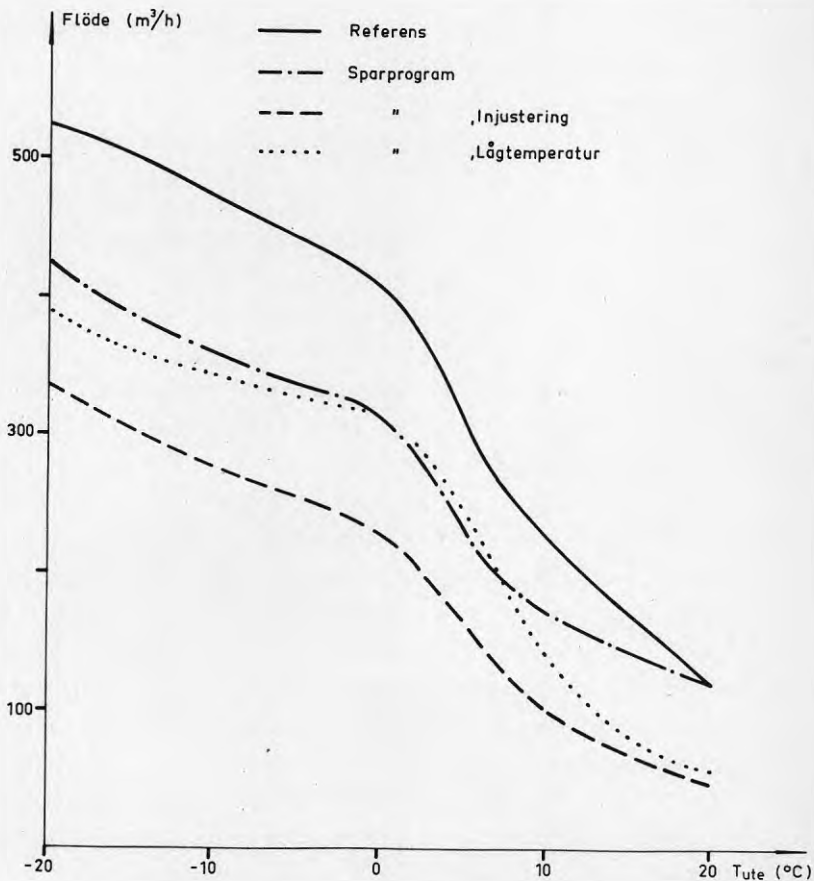
Utöver ovanstående faktorer påverkas returtemperaturen också av flödeshållningen som skall hålla temperaturfallen nere. Dessa åtgärder bryter trenden i returtemperaturen när utetemperaturen går över cirka 5°C , se figur 11.6. Flödeshållningen har i samtliga fall anpassats så att ett maximalt temperaturfall om 5°C erhålls i framledningen.

De temperaturer som erhållits i figur 11.6 är betydligt lägre än de som är normala idag. Stockholms Energiverk förväntar sig dock [27] att genom besparingsåtgärder och injustering ha en returtemperatur som är 55°C vid -20°C ute och sedan avtagande till 35°C vid 3°C . Mot högre utomhustemperaturer är den sedan konstant 35°C . Detta motsvaras helt av den framsimulerade kurvan enligt "Injustering" i figur 11.6.



Figur 11.6 Simuleringsresultat för returtemperatur vid verk

I figur 11.7 visas en översikt av de flöden som erhålles ur simuleringen vid olika belastningsförhållanden. Det framgår att flödena sjunker kraftigt då först besparingsåtgärder och sedan injustering av abonnentcentraler vidtages. Därmed har både effektbehovet sjunkit och utnyttjad temperaturdifferens ökat vilket båda bidrager till minskat flöde. En sänkning av framledningstemperaturen, vilket är den huvudsakliga konsekvensen av lågtemperaturprogrammet, ökar återigen flödet.



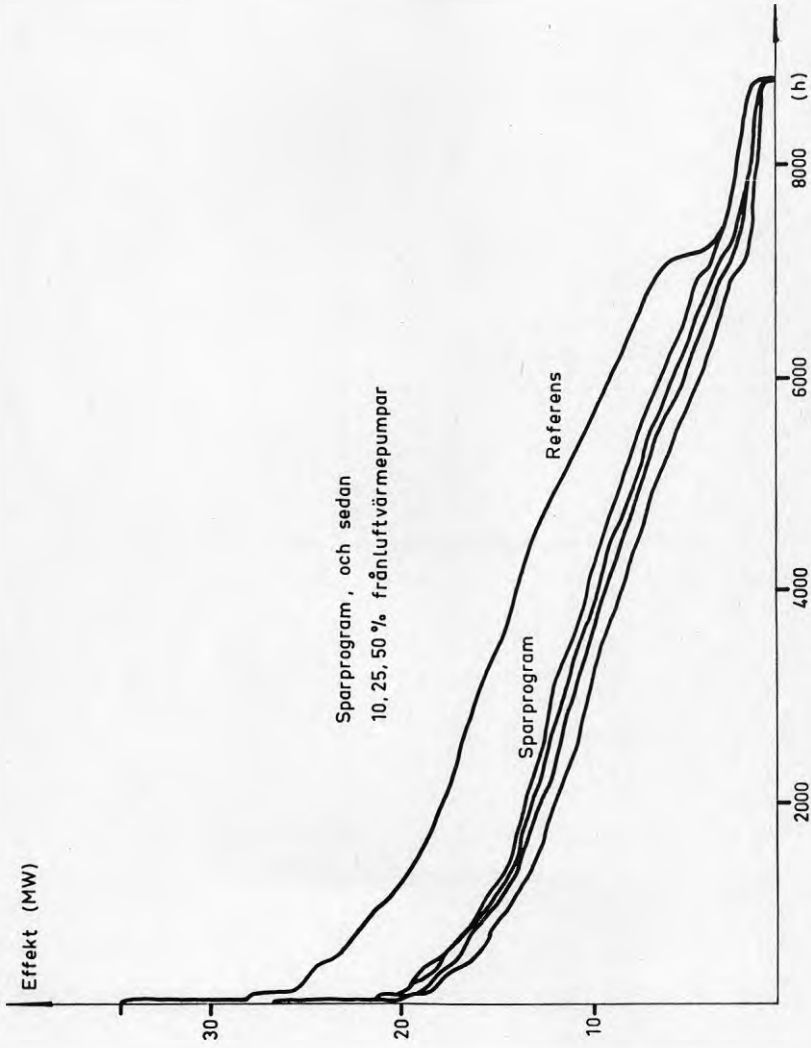
Figur 11.7 Simuleringsresultat för totalflöde vid verk

11.8 Resultat - värmepumpar

Figur 11.8 visar varaktighetskurvor som erhållits vid simuleringen av olika belastningsnivåer enligt avsnitt 11.2. Den första kurvan under referensfallet är tagen från simulering med injusterade abonnentcentraler. En ändring av systemtemperaturer påverkar förlusterna. Ändringen i belastningseffekt blir dock så liten att den försvinner genom den begränsade upplösningen vid kurvritning.

Besparingsprogrammet ger en kraftig sänkning av belastningsnivån. Under höglasstid då klimatvärmebehovet dominerar är sänkningen 25 % (lika med reduceringen av effektbehovet) och under låglasstid upp emot 35 %. För vissa dygn under höst och vår är besparingen i klimatvärme runt 50 %. Det beror på att klimatvärmebehovet under vissa timmar förskjutits ned under nivån för gratisvärmen efter det att besparingsåtgärderna införts.

Tabell 11.6 utgör ett sammandrag av simuleringsresultaten. Det framgår att effekt- och energibehov sjunker betydligt. Strukturen på energibesparingarna gör att utnyttjningstiden för det sammanlagrade effektbehovet sjunker från 2940 till 2520 timmar. Utnyttjningstiden för abonnerad värmeeffekt (48 MW) sjunker med 26 % från referensfallets 2130 timmar till 1580 timmar i lågtemperaturfallet. Att energibehoven ändras vid samma besparingsåtgärder men användning av lågtemperatursystem beror på förändrad nattsänkning. Idag är normalårsförbrukningen i Sala 81 GWh vilket är nära nivån efter att besparingsåtgärderna införts (76 GWh). Troligen är då nivån i referensfallet för hög snarare än att energibesparingsprogrammet genomförts fullt ut. Den antagna inomhustemperaturen om 22°C kanske inte är representativ för hela byggnadsbeståndet i referensfallet. Exempelvis kan industrilokaler och verkstäder ha en lägre innetemperatur. En hel del energibesparingsåtgärder har ändå genomförts vilket framgår av statistik från Värmeverksföreningen [16]. Sammantaget för alla dess medlemmar har besparingen från 1975 till 1982 varit 13 % räknat på utnyttjningstid på abonnerad effekt. För Salas del har utnyttjningstiden sjunkit med 6 % mellan 1980 och 1982.



Figur 11.8 Varaktighetskurvor för total belastning

	Behov (MW, GWh)		Produktion, fjärrvärmesystemet (GWh)					Fvp, MWh	
	Effekt	Energi	Förlust	Strömm.	Vp	Elpanna	Kol		Olja
Referens	34.8	102	4.41	.198	25.8	4.46	74.5	1.71	-
Besparing	27.6	75.7	4.45	.097	25.5	2.14	52.1	.382	-
Injustering	27.6	75.7	3.91	.037	25.4	1.98	51.9	.329	-
Lågtemperatur	26.8	75.3	3.08	.093	24.1	2.03	51.8	.340	-
Frånluftsvärmep.10%	26.5	72.9	3.09	.088	23.9	1.65	49.8	.551	2.38
" 25%	26.0	69.4	3.11	.081	23.6	1.12	46.8	.883	5.94
" 50%	25.2	63.4	3.16	.071	22.8	.474	41.9	1.271	11.9
Effekt tillbaka	34.8	91.6	3.10	.120	23.9	2.55	67.2	.894	7.81
Energi tillbaka	38.8	102	3.09	.144	24.1	3.11	75.2	2.36	8.74
Verkligheten	40	80.7	(5.00)	?	21.4	2.57	60.0	1.71	-

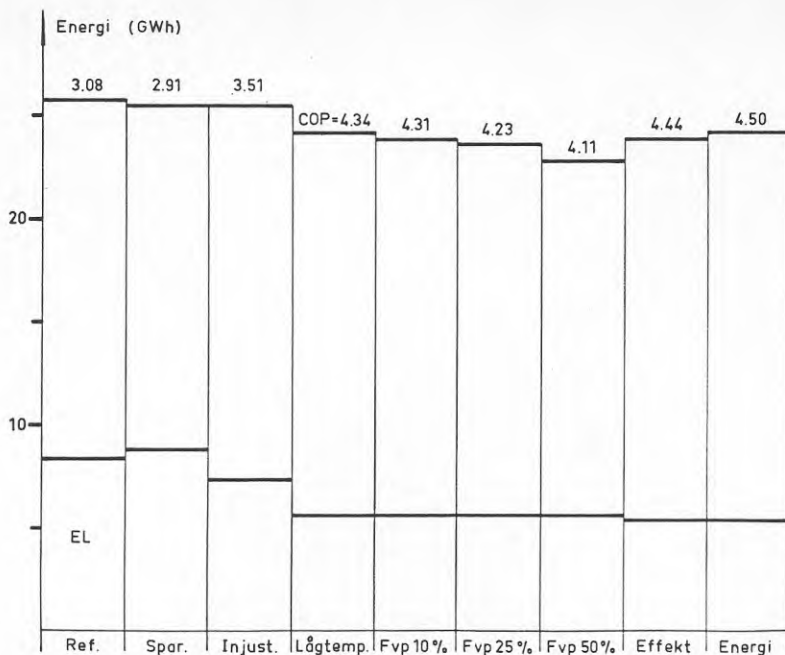
Tabell 11.6 Sammandrag av simuleringsresultat (besparing ingår i alla utom referensfallet)

Förlusterna är 4.4 GWh vid dagens systemtemperaturer. De sjunker 11 % vid sänkta returtemperaturer och 31 % vid sänkning också av framledningstemperaturen. Ökningen av förlusterna mellan referens- och besparingsfallet beror på ökad flödeshållning på grund av minskad belastning vilket ger högre returtemperatur. Då frånluftsvärmepumpar införs stiger returtemperaturen på grund av att de tillför värme till radiatorkretsarnas returledning. Detta ökar förlusterna i fjärrvärmenätet.

Produktionsarten "Strömn." avser tillgodogjorda strömningsförluster i fjärrvärmenätet. Den varierar relativt kraftigt eftersom den beror av flödet i tredje potens.

Värmepumpens produktion är relativt konstant i beräkningsfallen. Den har högst prioritet och körs därmed först innan annan produktion startas upp. Därmed är dess produktion relativt okänslig för ändring i belastningsnivå och systemtemperaturer. Dess elbehov är däremot kraftigt beroende av flöde och temperatur i returledningen. För lågtemperaturfallet fås en signifikant produktionssänkning för värmepumpen gentemot injusteringsfallet. Detta beror dels på att förlusterna i nätet är lägre sommartid då värmepumpen står för hela värmeproduktionen. Dessutom har värmepumpens elbehov minskat varvid kravet på spillvärme ökat för att få ut samma värmemängd ur kondensorn. Flöde och temperaturfall över förångarens primärsida har begränsningar och det ger sig till känna i detta simuleringsfall. Frånluftsvärmepumparna begränsar huvudsakligen värmepumpens produktion under sommarmånaderna. Figur 11.9 visar hur värmepumpens elbehov och upptagen spillvärme fördelar sig för de olika simuleringsfallen.

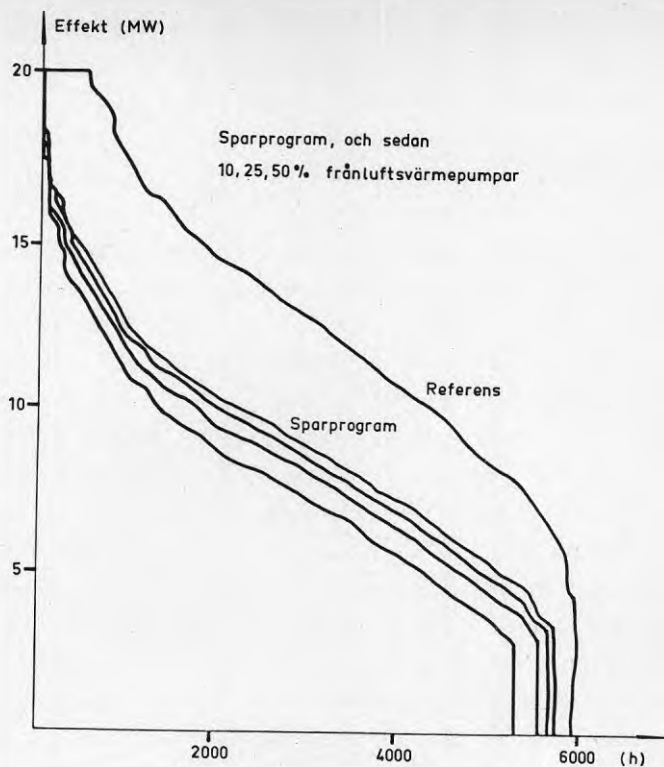
Elpannan halverar först sin produktion då besparingsåtgärder tar bort små klimatvärmelaster under sommaren. Därefter är den konstant tills den blir ersatt av frånluftsvärmepumpar under sommaren.



Figur 11.9 Värmepumpens energiproduktion och värmefaktor (COP)

Kolpannan startas upp först när värmepumpen ej kan täcka belastningen. Den märker därför av hela energibesparingen, se figur 11.10. Eftersom värmepumpens produktion är relativt konstant 3 MW, skulle en uteslutning av denna få kolpannan att återgå till referensfallet.

Oljepannan minskar sin produktion kraftigt då besparingsåtgärder införes. Den behöver ej tas i bruk för toppbelastning i samma omfattning. På försommaren då kolpannan är avstängd klarar dessutom värmepump och elpanna efter besparingsåtgärder att möta små klimatvärmelaster. Då frånluftsvärmepumpar införes ökar utnyttningen av oljepannan. Under sen vår och tidig höst underskrides då kolpannans minimeffekt oftare. Elpannan är fortfarande avställd och därmed kopplas oljepannan in. Under dessa tider skulle troligen värmepumpen stängas av för att undvika upprepade start och stopp av kolpannan.



Figur 11.10 Varaktighetskurvor för produktion i kolpannan

Frånluftsvärmepumparna är i respektive fall 500, 1250 och 2500 stycken till antal. Detta ger en produktion per lägenhet om 4750 kWh i samtliga fall. De simuleringar som redovisas i tabellen är gjorda med lågtemperatursystem. Simulering med konventionella systemtemperaturer ger inga större skillnader. Förlusterna ökar dock och den fjärrvärmeanslutna värmepumpen ökar sin produktion något eftersom kravet på värmekällan minskar, se ovan. Den specifika produktionen för frånluftsvärmepumparna är relativt hög. Referens [23] anger att för framtida frånluftsvärmepumpar bör 5000 kWh sparas per lägenhet, men då utgör 1200 kWh vinster av en ventilationsinjustering.

Längst ned i tabell 11.6 redovisas normalårsbehov och -produktion för det verkliga systemet. Energibehovet avser besparings- och anslutningsförhållanden 1982 korrigerat till normalår. Effektbehovet 40 MW har hämtats ur [29] och torde avse förmiddagar med utetemperaturer nedåt -25°C och kraftiga varmvattenbehov. Detta är något lägre temperaturer än vad som använts i simuleringarna. Bristen på data för varmvattenbehovet och uppbyggnaden av simuleringen i form av typiska dygn, gör att kraftiga varmvattenbehov ej beaktas. Förlusterna har uppskattats med ledning av framsimulerade värden. Därefter har produktionsbehovet fördelats enligt Sala Energiverks uppgifter vilka är 20, 3, 70 respektive 2 % för produktionslagen. Dessa värden kan sedan närmast jämföras med besparingsfallet. Värmepumpens produktion har överskattats i simuleringen. I verkligheten stoppas den när kolpannan når sin nedre effektgräns för att undvika låga verkningsgrader. Under sommarens extrema låglast stoppas också värmepumpen på grund av begränsningar i kapacitetsregleringen. Dessa förhållanden ökar produktionen i kolpannan respektive elpannan. I verkligheten är energibehovet något större än i referensfallet vilket i första hand påverkar kolpannan. Oljepannan måste i verkligheten utnyttjas mer som spetsproduktion än vad simuleringarna ger. Dessutom förekommer driftstörningar i kolpannan vilket påkallar start av oljepannan.

I tabell 11.7 visas simuleringresultat för system med enbart konventionell produktion. Dessa har använts för ekonomisk utvärdering, se avsnitt 11.12.

	Elp.	Kol	Olja
Referens	8.39	90.1	7.26
Besparing	8.18	70.2	1.28
Injustering	8.04	70.0	1.18
Lågtemperatur	7.91	68.8	1.02

Tabell 11.7 Enbart konventionell produktion (GWh)

11.9 Resultat - solvärme

Tabell 11.8 redovisar simuleringsresultat då solvärme ingått i systemet. Även ackumulatorstorleken är ett resultat från simuleringarna. Den har bestämts genom simulering av en sommarmånad dygn för dygn (se avsnitt 11.6) där storleken ändrades tills nätt och jämnt inget produktionsöverskott uppstod.

Storleken på ackumulatören är starkt avhängig av relationen mellan solvärmeproduktion och belastning under julimånaden. Då solvärmeförsörjning och behov är relativt lika behöver solenergi lagras över flera dygn. En ackumulator om en eller ett par tusen m^3 blir då nödvändig. Då solfångararean reduceras behövs endast omfördelning av solenergin under dygnet vilket klaras med ett par hundra m^3 . Vid injustering av abonnentcentraler eller införande av lågtemperatursystem blir dessutom den utnyttjade temperaturdifferensen större vilket minskar ackumulatorstorleken. Vid delvis decentraliserad solvärmeförläggning kan ackumulatorvolymen för dygnsutjämnning minskas. Med den mindre arean och i lågtemperaturfallet visar simuleringar att 200 m^2 då skulle räcka.

För den stora solfångararean sjunker först värmeproduktionen när besparingar och injusteringar av abonnentcentraler införes, för att åter öka när lågtemperatursystem används. Solvärmens andel av energiproduktionen ökar dock kontinuerligt, med undantag för belastningsfallet med injusterade abonnentcentraler. Detta beror på de lägre nätflödena i detta fall, som gör att solvärmesystemet når sin övre temperaturgräns oftare. Genom nyanslutning ökar flödet med bibehållna låga systemtemperaturer vilket inverkar gynnsamt på solvärmeproduktionen. Vid mindre solfångararean är solvärmeförsörjningen mindre beroende av flödet i nätet. Produktionen stiger därför kontinuerligt då systemtemperaturerna sänks (temperaturdifferenserna ökar) och flödena därav minskar. Vid konventionella systemtemperaturer är energiutbytet per m^2 solfångare 470 respektive 560 kWh per år för den stora och den mindre arean. Vid lågtemperatursystem ökar utbytet till 510 respektive 650 kWh per år.

Belastningsfall	Area m ²	Ackumul m ³	Belastning		Solvärme		Solvärme Totalt	Elpanna	Kol	Olja
			Juli	Juli	Juli	Juli				
Referens	23900	3000	1.39	1.38	11.7	3.90	85.1	5.65		
Besparing	"	3000	1.31	1.38	11.2	3.00	65.1	1.11		
Injustering	"	300	1.25	.941	10.7	3.40	64.3	1.14		
Lågtemperatur	"	1300	1.20	1.16	12.1	2.71	62.6	.992		
Effekt tillbaka	"	1150	1.45	1.32	12.9	3.39	79.2	4.14		
Energi tillbaka	"	1125	1.55	1.38	13.2	3.64	83.6	5.85		
Referens	7170	350	1.39	.660	4.08	6.80	88.6	6.31		
Besparing	"	350	1.31	.659	4.00	6.14	68.6	.910		
Injustering	"	175	1.25	.644	4.39	5.80	68.1	.852		
Lågtemperatur	"	250	1.20	.695	4.66	5.54	66.9	.679		
Effekt tillbaka	"	175	1.45	.722	4.78	6.64	83.5	4.32		
Energi tillbaka	"	175	1.55	.732	4.82	6.99	87.8	6.21		

Tabell 11.8 Simuleringsresultat för solvärmesystem (GWh)

Produktionen i de konventionella enheterna kan jämföras med resultaten i tabell 11.7. Det framgår då att solvärmen främst ersätter produktion i elpannan och kolpannan till praktiskt taget lika delar. Detta är värmeverk med låg rörlig kostnad varför ekonomin för solvärmen påverkas ogynnsamt.

11.10 Belastningsstyrning

Sala Energiverk omtalade att de kraftigaste belastningstopparna uppkom på förmiddagarna. Om klimatvärmelasten på något sätt kunde styras ner under denna tid skulle ytterligare olja sparas. Simuleringar har därför gjorts där sänkningen av framledningstemperaturen till radiatorerna gjorts under höglasstid i stället för under natten. Detta ger en reduktion av radiatoreffekten och därmed sparas energi. Höglasstiden bedömdes inträffa mellan klockan 4⁰⁰ och 12⁰⁰ då ingen effektreduktion alls utnyttjas. Då sänkningen sker under natten antogs den vara inkopplad mellan klockan 22⁰⁰ och 6⁰⁰. Storleken på nattsänkningen anpassades så att samma energibehov erhöles i de två fallen och energibesparings storlek dubblades i förhållande till dagens erhållna värden för att få signifikans i resultaten. Simuleringarna omfattade fyra dygn med stigande medeltemperatur. Tabell 11.9 visar produktionen i de olika enheterna vid dag- respektive nattsänkning av radiatoreffekten.

\bar{T} °C	Dag (4-12)			Natt (22-6)		
	Vp	Kol	Olja	Vp	Kol	Olja
-10.6	73.1	475	27.9	73.1	474	28.6
- 8.6	73.8	463	4.58	73.8	456	10.5
- 6.6	74.4	430	0.0	74.4	428	2.00
- 5.3	74.7	404	0.0	74.6	404	0.36

Tabell 11.9 Simuleringsresultat vid ändrad nedstyrning av radiatoreffekten

Det framgår i tabellen att nattsänkning i jämförelse med dagsänkning ger ett utbyte av kolvärme mot oljevärme. Den relativa ändringen i oljepannans produktion är mycket stor för vissa dygn, men räknat i energienheter är den liten. Värmepumpens produktion är oförändrad. Vid dygnsmedeltemperaturer under de som finns i tabellen är kolpannan fullt utnyttjad dygnet om. En radiatorstyrning ger då endast en omfördelning av oljepannans produktion över dygnet men ingen oljebesparing. Vid utetemperaturer över de givna behövs ej oljepannan i något fall. Dessa förhållanden gäller vid tappvarmvattenbehov, som svarar mot en genomsnittsförbrukning. Om toppar i varmvattenförbrukningen inträffar under dessa relativt kalla dygn kan oljebesparingen bli större vid ändring av nattsänkningen till en dagsänkning.

11.11 Kostnadsparametrar

Till den ekonomiska utvärderingen behövs investerings- och underhållskostnader samt bränsle- och elpriser. Alla kostnadsposter räknas i dagens penningvärde, varför alla förväntade prisändringar och kalkylräntan skall ges i reala termer.

Investerings- och underhållskostnader har främst hämtats ur STOSEB-utredningen [21]. Kostnader för värmepumpen har dock hämtats ur [18] och för solvärme ur [17]. Investeringskostnaden för frånluftsvärmepumpar ges av [23]. Kostnaderna redovisas i tabell 11.10. De har räknats upp med konsumentprisindex för att svara mot kostnadsnivån i januari 1984.

		Investering kkr	Underhåll, fast kkr/år	Underhåll, rörlig kr/MWh
Oljepanna	36 MW	17094	783.	11.6
Kolpanna	20 MW	26505	2176.	15.
Elpanna	4 MW	1450	58.	1.5
Värmepump	3.2 MW	5548	111.	0.0
Solvärme	23900 m ²	41968	164.	0.0
"	7170 m ²	12590	61.6	0.0
Frånluftsvp.	(per lgh)	3.0	-	-

Tabell 11.10 Investerings- och underhållskostnader, prisnivå januari 1984

De investeringskostnader som har beaktats i denna studie är de för värmepumpen och solvärmesystemen. Kostnaden per m² solfångare är 1756 kr. Underhållskostnaden för frånlufts- värmepumpar stod inte att finna. En inkludering av dessa kostnader skulle dock inte ändra på slutsatsen beträffande frånluftsvärmepumpar i denna studie.

Bränslepriser erhöles från Sala Energiverk. De är för kol 79.4 kr per MWh och för olja 203 kr per MWh. Elpriserna är ur Vattenfalls tariffer för år 1984 [22] och redovisas i tabell 11.11. De inkluderar elskatt med 52 kr per MWh.

Effektkostnad		260 kr/kW
Energipris	maj-juni, aug.-sep.	162 kr/MWh
"	juli	132 "
"	övrig tid	200 "

Tabell 11.11 Elpriser, avseende leverans vid 10 kV.

Elpannan har inte belastats med elskatt eftersom den endast utnyttjas under sommaren då oljeandelen i kraftproduktionen är noll. Den ovan givna eltariffen avser leverans vid 10 kV vilket gäller för värmepumpen, elpannan och fjärrvärmenätets cirkulationspumpar. För frånluftsvärmepumpar skall avgifterna öka med hänsyn till extra förluster och kostnader för distributionsnäten. Detta har inte gjorts i denna studie och skulle inte ändra slutsatserna.

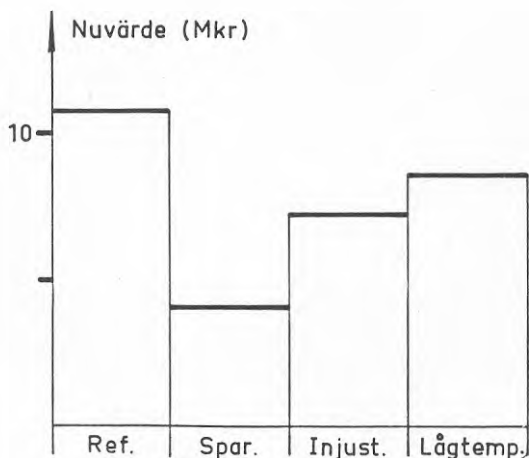
Den ekonomiska livslängden har satts till 15 år. Kalkylräntan har satts till 8 %, men beräkningar har också utförts vid 4 och 12 %.

Bränsleprisökningen har satts till 2 % per år, vilket är den nivå som statsmakterna lägst kommer att tillåta för importerade bränslen. För beräkning av elprisökningarna har två elproduktionsscenarioer fastställts. I det första antas reall oförändrade elpriser i 10 år, varefter det sker en utbyggnad

av kolmottryck som höjer elprisnivån med 30 %. I ett andra scenario antogs kolmottrycket komma redan efter 5 år, och sedan efter ytterligare 5 år antogs utbyggnad med kolkondens som ger 60 % högre elpris. Med en kalkylränta om 8 % ger detta en ekvivalent kontinuerlig elprisstegring om 1.0 respektive 3.0 % per år.

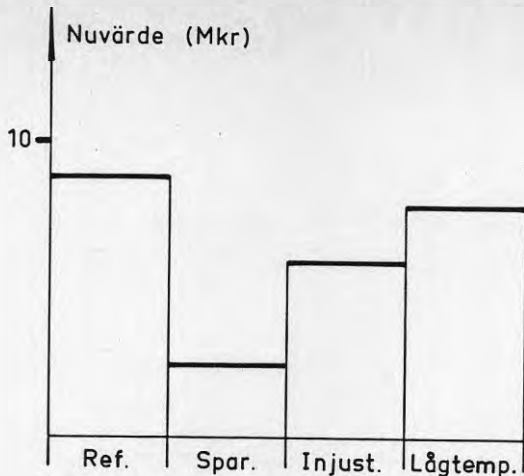
11.12 Ekonomiskt resultat

I figur 11.12 visas nuvärdet för värmepumpinvesteringen under olika belastningsfall. Jämförelse görs med ett system bestående av el-, kol- och oljepanna. Kalkylräntan är 8 %, elprisökningen 1 % och bränsleprisökningen 2 %. Det framgår att värmepumpen är lönsam under alla belastningsförhållanden. Vid en kalkylränta om 12 % sjunker nuvärdena, men når ej nollnivån.



Figur 11.12 Resultat för värmepumpfallen, elpris + 1 %

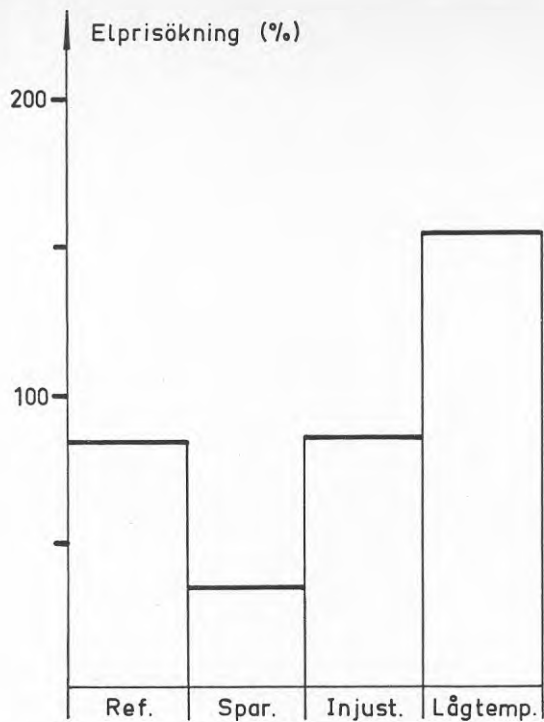
Vid en elprisökning om 3 % per år och i övrigt oförändrade förhållanden blir nuvärdena enligt figur 11.13. Vid en kalkylränta om 12 % blir värmepumpen i besparingsfallet (mest lik nuläget) nätt och jämnt lönsam.



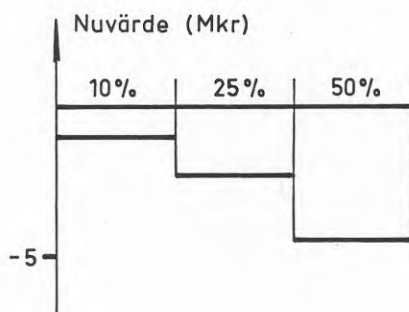
Figur 11.13 Resultat för värmepumpfallen, elpris + 3 %

Ur den information som fås från den ekonomiska utvärderingen kan den momentana elprisökning beräknas som precis ger nuvärdet noll. Värmepumpen är då lönsam men ger ingen avkastning utöver kalkylräntan. Elprisökningen för de olika belastningsfallen framgår av figur 11.14. Utöver den momentana prisökningen finns då en årlig ökning med 1 %. Hur stor elprisökningen får vara beror dels på hur mycket olja som värmepumpen ersätter och dels på värmefaktorn. I referensfallet är inte värmefaktorn särskilt hög (se figur 11.9) men 22 % av dess produktion ersätter olja. Besparingsfallet innebär att värmefaktorn är som allra lägst och att endast 3 % av värmepumpens produktion ersätter olja. Detta fall ligger närmast nuläget och det räcker då med elprisökning om 35 % för att göra värmepumpen precis lönsam. I injusterings- och lågtemperaturfallet blir värmefaktorerna höga och därmed minskar känsligheten för elprisökningen. De tillåtna elpriserna i lågtemperaturfallet är så höga att elpannan ersatts med oljepannan.

Nuvärdet av investeringar i frånluftsvärmepumpar visas i figur 11.15. Produktionssystemet består av värmepump samt el-, kol- och oljepanna. Ett underskott av 1.8 kkr per lägenhet erhålles för samtliga fall. Som framgår av avsnitt 11.11 är



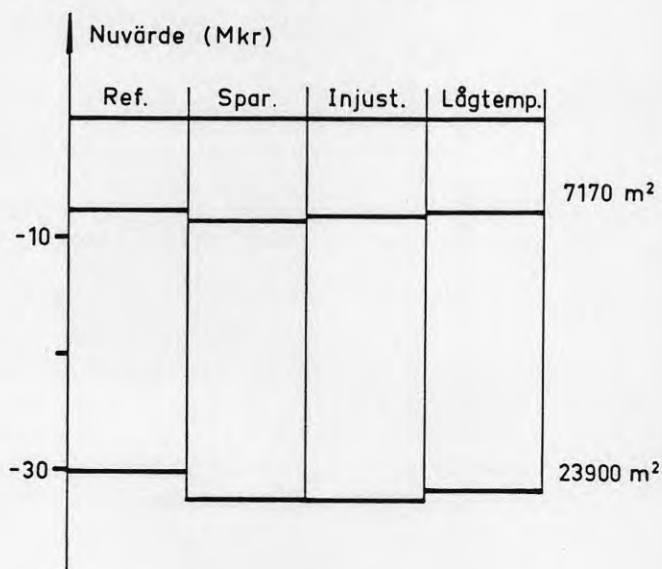
Figur 11.14 Elprisökning som ger nuvärdet noll för värmepumpinvesteringen



Figur 11.15 Ekonomin för frånluftsvärmepumparna

underskotten för små beroende på att underhållskostnader ej är medtagna och på att elpriserna är något för låga. Det skall understrykas att dessa resultat gäller för ett redan utbyggt fjärrvärmesystem som karakteriseras av låga rörliga kostnader. Energiavgiften i fjärrvärmesystemet är för närvarande 13 öre per kWh. En variation av kalkylräntan vänder inte underskottet till ett positivt resultat. Lågtemperatursystem har använts i de simuleringar som utgör utgångsdata. Om dagens temperaturnivåer används sjunker underskottet med omkring 0.3 kkr per lägenhet. Detta beror på högre rörliga produktionskostnader i den centrala värmepumpen än i frånluftsvärmepumparna. Värmefaktorerna är 2.9 respektive 3.3.

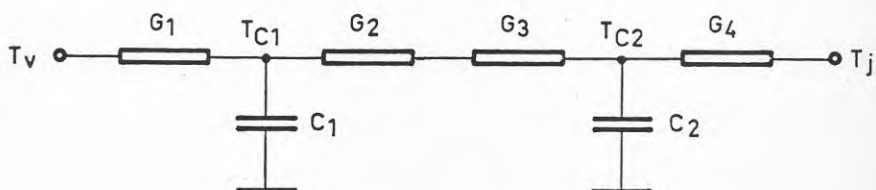
Figur 11.16 visar nuvärdet av solvärmeinvesteringarna. Underskotten är omkring 1.1 och 1.3 kkr per m² solfångare för den mindre respektive den större arean. Som tidigare framgått utgörs produktionssystemet av el, kol- och oljepanna förutom solvärmen. Vid en ändring av kalkylräntan kvarstår det kraftiga underskottet. Dessutom ingår ej investerings- eller driftskostnader för ackumulatören.



Figur 11.16 Nuvärdet av solvärmeinvesteringarna

APPENDIX STUDIE AV TERMISKA FÖRLUSTER

I simuleringsmodellen beräknas de termiska förlusterna från fram- och returledning från den momentana temperaturskillnaden mellan vattnet i röret och jorden. I verkligheten finns det värmekapaciteter i ledningens isolering och omgivande jord som påverkar förlusteffekterna. För att bedöma skillnaden mellan att räkna med och utan värmekapaciteter har beräkningar gjorts på en datormodell. Figur A 1 visar den principiella uppbyggnaden av denna.



Figur A 1 Nätmodell för termiska förluster

Storheterna i figuren är:

T_v	temperatur hos vattnet i röret	[°C]
T_j	" hos omgivande jord	"
T_{c1}	" i rörets isolering	"
T_{c2}	" i jordomslutningens mittpunkt	"
G_1	värmeledningsförmåga för materialet från vattnet fram till isoleringens mittpunkt	[W/°C]
G_2	värmeledningsförmåga från isoleringens mitt ut till yttertan	"
G_3	värmeledningsförmåga i jorden fram till jordomslutningens mittpunkt	"
G_4	värmeledningsförmåga från mittpunkten ut till ett område med approximativt konstant temperatur	"
C_1	värmekapacitet för isoleringen	[Ws/°C]
C_2	värmekapacitet för jordomslutningen	"

Temperaturen T_j avser en jordmassa runt om ledningen som håller approximativt konstant temperatur, i jämförelse med de snabbare förändringarna i rören. För en verklig ledning är denna temperatur svårfunnen eftersom temperaturfältet i jorden inte är symmetriskt. Fram- och returledning har dessutom ett överlappande temperaturfält. I denna modell har dock antagits ett symmetriskt fält, och en konstant temperatur på en halv meters avstånd från rörets ytteryta. Kvalitativa och jämförande analyser borde då kunna göras.

Simuleringen av de termiska förlusterna sker i tidssteg om en timme. I varje steg beräknas nya temperaturer i värmekapaciteterna. Dessa ges av de värmeeffekter som flyter i systemet. Effekterna beräknas enligt:

$$P_1 = G_1 (T_v - T'_{c1}) \quad [W]$$

$$P_2 = G_{23} (T'_{c1} - T'_{c2}) \quad [W] \quad \text{där} \quad \frac{1}{G_{23}} = \frac{1}{G_2} + \frac{1}{G_3}$$

$$P_3 = G_4 (T'_{c2} - T_j) \quad [W]$$

där

T'_{c1} temperatur i kapacitet C_1 given från tidigare tidssteg [°C]
 T'_{c2} - " - C_2 - " - " - "

Vattentemperaturen T_v och jordtemperaturen T_j är given.

Nya temperaturer T_{c1} och T_{c2} erhålles genom:

$$T_{c1} = T'_{c1} + (P_1 - P_2) \frac{h}{C_1} \quad [°C]$$

$$T_{c2} = T'_{c2} + (P_2 - P_3) \frac{h}{C_2} \quad [°C]$$

där h är tidssteget i simuleringen (= 3600 s).

Förlusteffekten som påverkar förhållandena i fjärrvärm nätet är enligt tidigare då hänsyn tas till värmekapaciteterna: ,

$$P_f = P_1 = G_1 (T_v - T'_{c1}) \quad [W]$$

Om värmekapaciteterna inte beaktas blir förlusteffekten:

$$P_f = G_o (T_v - T_j) \quad [W]$$

$$\text{där } \frac{1}{G_o} = \frac{1}{G_1} + \frac{1}{G_2} + \frac{1}{G_3} + \frac{1}{G_4}$$

Nätmodellen av de termiska förlusterna har tillämpats på en ledning med 300 mm innerdiameter och med 100 mm isolation. Jordmassan som bidrar till värmemagasineringsen blir då likt ett tjockväggigt rör med 1500 mm ytterdiameter och 500 mm innerdiameter.

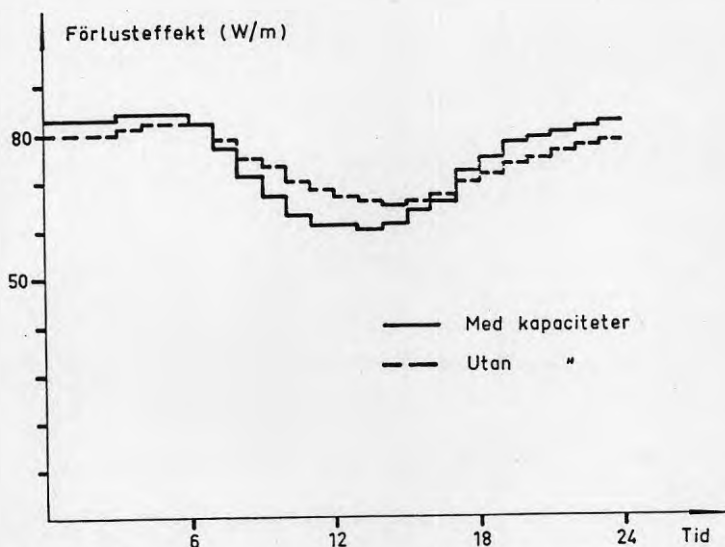
Simuleringar har gjorts både för fram- och returledning. För framledningen har vattentemperaturen varierats mjukt enligt ett dygn med medeltemperatur på -8°C och temperaturamplitud om 5°C . Högsta framledningstemperatur blev 107°C och lägsta 86°C . För returledningen simuleras passerandet av en skarpt avgränsad energimängd, härrörande från exempelvis ett solvärmeverk. Vattentemperaturen under timmarna 1 till 9 och 17 till 24 är 60°C . Under timmarna 10 till 16 är den 80°C .

För att få ett cykliskt dygnsförlopp i förlusteffekterna simulerades 30 dygn i följd med identiskt lika vattentemperaturer. Det cykliska förloppet infann sig efter 15 dygn. Dygnssummorna av förlustenergi blir då också lika, oavsett om kapaciteterna inkluderas eller ej.

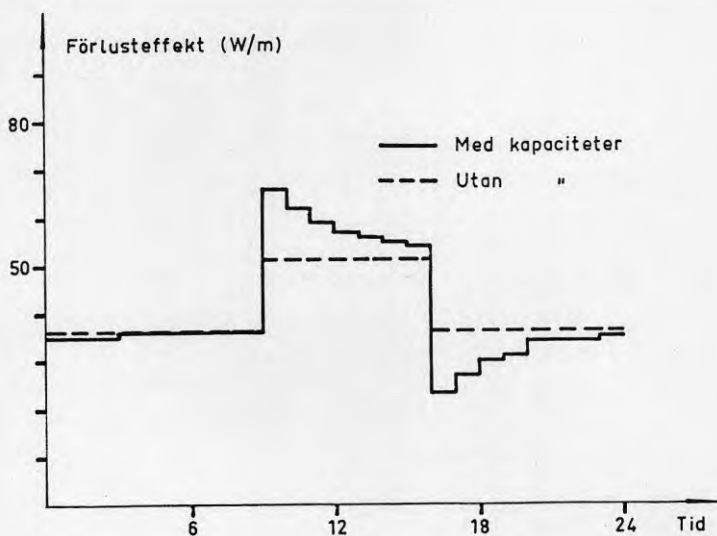
Figur A 2 visar förlusteffekten per längdenhet för framledningen, och figur A 3 visar samma sak för returledningen.

Simuleringarna av framledningen visar små avvikelser mellan de båda beräkningsmetoderna. I exemplet är maximala avvikelsen 12 %. Approximationen att räkna utan kapaciteter kan därför försvaras. För returledningen fås dock större avvikelser, maximalt 50 % i exemplet. Dessa är främst att hänföra till transienterna i vattentemperaturen. Transienter uppkommer främst vid låg belastning

och stötvis solvärmeförsel, men även då torde de inte vara så utpräglade som i exemplet. Under medel- och höglast behövs för stora effekter för att ge temperaturtransienter för att dessa skall vara sannolika. Därför har simuleringsmodellen inte utökats med en modellering av värmekapaciteterna kring ledningarna.



Figur A 2 Exempel på förluster från framledningen



Figur A 3 Exempel på förluster från returledningen

REFERENSER

- [1] RIKTLINJER FÖR ENERGIPOLITIKEN, Regeringens proposition 1980/81:90, sid 226-229
- [2] ENERGIBEHOV FÖR BEBYGGELSE, HUSHÅLLNINGSMÖJLIGHETER, Sektorrapport från Expertgruppen för energihushållning, Ds I 1977:13
- [3] Svensson G: DYGNBEHOVET AV TAPPVARMVATTEN, Statens råd för byggnadsforskning, R57:1973
- [4] Byggnadsenergigruppen, ENERGIANVÄNDNING I BYGGNADER, Statens råd för byggnadsforskning, R10:1974
- [5] Bruce T: DIMENSIONERING AV FJÄRRVÄRMENÄT, VVS nr 10 1978
- [6] VÄRMEPUMPAR I DEN SVENSKA ENERGIFÖRSÖRJNINGEN, Industriförbundets förlag, NEFOS 1981:2
- [7] Stal-Laval, TECHNICAL INFORMATION 7/75
- [8] Mackenzie-Kennedy C: DISTRICT HEATING, Pergamon Press, London 1979
- [9] Hedbäck T: VÄRMELAGRING I TRYCKLÖS TANK, föredrag vid symposiet "Utnyttjande av fjärrspillvärme", rapport 124, Ingenjörsvetenskapsakademien
- [10] Ericsson B: DEN DAGLIGA OCH ÅRLIGA VARIATIONEN AV TEMPERATUR, FUKTIGHET OCH VINDHASTIGHET VID NÅGRA ORTER I SVERIGE, SMHI rapporter, nr RMK 8, 1977
- [11] Josefson W: EN RELATION MELLAN DIFFUS SOLSTRÅLNING OCH GLOBALSTRÅLNING FÖR STOCKHOLM, Statens råd för byggnadsforskning, R138:1981
- [12] Taesler R: KLIMATDATA FÖR SVERIGE, Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm 1972

- [13] Petrie W & McClintock M: DETERMINING TYPICAL WEATHER FOR USE IN SOLAR ENERGY SIMULATIONS, Solar Energy Vol. 21, 1978, pp. 55-59
- [14] Bigelius A & Taesler R: EFFEKT- OCH ENERGIBERÄKNINGAR FÖR LUFTBEHANDLINGS-, KYL- OCH VÄRMEINSTALLATIONER, Statens råd för byggnadsforskning, R50:1975
- [15] Girdo V: BESTÄMNING AV MOLNIGHETSFAKTORER, Inst för Byggnadsteknik, KTH, Rapport 1982:1
- [16] STATISTIK 1982, Svenska Värmeverksföreningen
- [17] Bernestål A & Hultmark G: SOLVÄRMEKOMPLETTERAT FJÄRRVÄRMESYSTEM FÖR TORVALLAOMRÅDET I ÖSTERSUND, Statens råd för byggnadsforskning, R13:1982
- [18] VÄRMEPUMP FÖR AVLOPPSVATTEN I SALA, Statens Vattenfallsverk, Rapport SOL 1982:3
- [19] AVLOPPSVÄRME I SALA, Statens Vattenfallsverk, Rapport SOL 1981:1
- [20] AVLOPPSENERGI, Nämnden för energiproduktionsforskning, Rapport 1980:16
- [21] STOSEB 80, Regional energiplan för Stor-Stockholms Energi AB, Stockholm 1980
- [22] VATTENFALLS ELTARIFFER AV ÅR 1984, Elleveranser inom Älvkarleby kraftverk
- [23] Gezelius, G: VÄRMEPUMPAR I BEFINTLIGA FLERBOSTADSHUS, Byggforskningsrådet, T8:1982
- [24] Jensen, L: NATTSÄNKNING AV TEMPERATUR I FLERBOSTADSHUS, BFR-rapport, R64:1983
- [25] Datablad från CTC Ronneby AB avseende 3-steps och 2-steps abonnentcentraler, samt uppgifter om tappvarmvattenbehov

- [26] Fahlander, K och Svanberg, K: DIMENSIONERING AV FJÄRRÄRMESYSTEM, lägesrapport 77-04-01, Studsvik Energiteknik, 1977
- [27] Oknemark, B & Berg, Å: FÖRSÖK MED SÄNKTA TEMPERATURNIVÅER I STOCKHOLMS FJÄRRÄRMENÄT, skrivelse från Stockholms Energiverk
- [28] Werner, S: VÄRMEFÖRLUSTER VID FJÄRRÄRMEDISTRIBUTION, Rapport A82-109, Institutionen för energiteknik, CTH, 1982
- [29] AVLOPPSVÄRMEPUMP 3 MW VÄRME, SALA Mätningar, drifterfarenheter. Rapport nr. 2, Vattenfall, 1983.







**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790147-0 från Statens råd för byggnadsforskning
till Institutionen för elektrisk anläggningsteknik,
Tekniska högskolan, Stockholm.**

R49: 1984

ISBN 91-540-4122-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6704049

**Abonnemangsgrupp:
X. Samhällsplanering**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirka pris: 50 kr exkl moms