



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.



KJELL SCHROEDER
PER ISAKSON

Solfjärrvärme- anläggning

R23: 1993

Utvärdering
Falkenberg

V-HUSETS BIBLIOTEK, LTH



15000

400129264

 BYGGFORSKNINGSRÅDET

R23:1993

LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA
VÄG- OCH VATTENBYGGNAD
BIBLIOTEKET

SOLFJÄRRVÄRMEANLÄGGNING

**Utvärdering
Falkenberg**

**Kjell Schroeder
Per Isakson**

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
900601-7 från Byggforskningsrådet till Chalmers
tekniska högskola, Göteborg.

REFERAT

I Falkenberg har Teknoterm AB uppfört en solvärmeanläggning med korttidslager. Anläggningen uppfördes 1989 för Falkenberg Energi och är ansluten till Energiverkets värmeverk och fjärrvärmesystem.

Solvärmeanläggningen består av ett solfångarfält med 5,500 m² plana, vätskekylda solfångare uppställda på ett fält nära europaväg E6. Solfångarna är via en 720 m kulvert anslutna till en värmeackumulator i form av en 1,100 m³ ståltank. Denna är i sin tur ansluten till fjärrvärmecentralen.

I samband med att solvärmeanläggningen uppfördes gjordes en fullständig genomgång av samtliga abonnentcentraler i avsikt att minimera fjärrvärmenätets returtemperatur. Ett flertal abonnentcentraler blev föremål för ombyggnad.

Anläggningen har finansierats med ett experimentbyggnadslån på 12,875,000 kr från Byggforskningsrådet. NUTEK har bidragit med 130,000 kr för extra åtgärder i samband med ombyggnaden av abonnentcentralerna.

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola har under tre år utfört mätningar och gjort en utvärdering av solvärmeanläggningen. Även ombyggnaden av abonnentcentralerna har utvärderats.

Solvärmeanläggningen har under de tre mätåren 1990, 1991 och 1992 genomsnittligt levererat 1.53 GWh per år till fjärrvärmenätet vilket motsvarar knappt 6 % av det totala energibehovet, som under dessa år var genomsnittligt ca 26 GWh. Täckningsgraden är något mindre än förväntat trots att medelvärdet av solinstrålningen under de tre mätåren är något högre än för ett normalår.

Anläggningen har under mätperioden fungerat relativt bra men ett flertal tekniska problem återstår att lösa.

Åtgärderna i abonnentcentralerna har medfört att fjärrvärmenätets returtemperatur har sänkts med ca 10 °C.

Kostnaden för solenergin beräknas till ca 57 öre per kWh. Denna kostnad baseras på uppskattade driftkostnader samt totala kostnaden för solvärmeanläggningen utslaget på 25 år och med 4 % kalkylränta. Energikostnaden är drygt 25 % lägre än motsvarande kostnad i solvärmeanläggningen i Nykvarn, etapp I.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R23:1993

ISBN 91-540-5546-6
Byggforskningsrådet, Stockholm

gotab 97910, Stockholm 1993

INNEHÅLL

	Sidan
FÖRORD	6
1 SAMMANFATTNING	7
1.1 Anläggningen	7
1.2 Resultat	8
2 INLEDNING	9
2.1 Bakgrund	9
2.2 Solvärme i Falkenberg	10
2.3 Målsättning	10
3 FALKENBERG	11
3.1 Befintligt fjärrvärmenät	11
3.2 Klimatet	14
3.3 Krav på solfångartomten	14
4 FÖRVERKLIGANDE AV ANLÄGGNINGEN	18
4.1 Förstudier	18
4.2 Projektering	20
4.3 Upphandling	21
4.4 Entreprenadarbeten	22
5 SOLVÄRMECENTRALEN	23
5.1 Solfångarfältet	24
5.1.1 Solfångaren	26
5.2 Värmeackumulatorn	29
5.3 Styrutrustning	33
6 STYRNING	35
6.1 Solvärme	35
6.1.1 Driftsfall 1, anvärmning av solfångarkretsen	36
6.1.2 Driftsfall 2, ackumulering av solvärme	36
6.2 Fjärrvärme	37
6.2.1 Driftsfall 3, leverans av solvärme till nät	37
6.2.2 Driftsfall 4, ackumulering av pannvärme	37
6.2.3 Driftsfall 5, ackumulatorn avstängd	38

7	DRIFT AV ANLÄGGNINGEN	40
7.1	Läckage	40
7.2	Luftning	41
7.3	Teflonfolien	41
7.4	Flöde i solfångarkretsarna	41
7.5	Solfångarglas	42
7.6	Akkumulatortanken	42
7.7	Ångpannan	42
7.8	Vattenlåset	43
7.9	Fjärrvärmesystemets cirkulationspumpar	44
7.10	Gräsklippning	44
7.11	Underhåll	44
8	MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA	46
8.1	Givarproblem	47
8.1.1	Tanktemperaturer	47
8.2	Flöde i fjärrvärmekretsen	49
8.3	Energi från solfångarna	50
8.4	Mätningarnas onoggrannhet	51
9	DRIFTSRESULTAT	52
9.1	Översikt	52
9.2	Solfångarkrets och laddkrets	53
9.2.1	'Input-output-diagram'	60
9.2.2	Solfångarens termiska verkningsgrad	63
9.2.3	Temperaturförhållanden i solfångarkretsen	66
9.3	Akkumulatorn	68
9.4	Flis- och gaspannor	71
10	EKONOMI	75
10.1	Anläggningskostnad	75
10.2	Kostnader för drift och underhåll	76
10.3	Energipris	76
11	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	77
11.1	Solvärmeanläggningens verkningsgrad	77
11.2	Mer solvärme	80
11.3	Billigare solvärme	80
11.4	Slutsatser	80
12	LITTERATUR	81

BILAGOR

B 1	FJÄRRVÄRMENÄTETS RETURTEMPERATUR	82
B 1.1	Bakgrund	82
B 1.2	Fjärrvärmensätets uppbyggnad	84
B 1.3	Undercentraler	84
B 1.3.1	Typiska utföranden	85
B 1.4	Temperaturförhållanden före ombyggnaden	87
B 1.5	Metoder för sänkning av returtemperaturen	88
B 1.6	Projekterade och genomförda åtgärder	91
B 1.7	Temperaturförhållanden efter ombyggnaden	93
B 1.8	Kompletterande ombyggnader	95
B 1.9	Ekonomi	96
B 1.10	Diskussion och resultat	96
B 2	MÄTNINGAR	99
B 2.1	Mätsystemet	99
B 2.2	Solinstrålning	100
B 2.3	Status och drifttider	101
B 2.4	Temperaturmätningar	101
B 2.5	Vattenflöden	103
B 2.6	Vattenburen värme	104
B 2.7	Kontroller av givare	105
B 2.8	Saknade data	105
B 2.9	Givare	106
B 3	ANLÄGGNINGSDATA	110
B 4	REDOVISADE STORHETER	115

FÖRORD

Solenergin i Sverige tar ytterligare ett litet steg framåt. Kostnaden per kWh har sjunkit med drygt 25 % för den energi, som solvärmeanläggningen i Falkenberg levererar i förhållande till den energi, som solvärmeanläggningen i Nykvarn, etapp 1, levererar. Detta positiva budskap kan lätt glömmas bort när man läser denna rapport. En BFR-rapport blir ju gärna lite torr och teknisk. Det är lätt att fokusera sig på brister i funktion och problem, som uppstår, i stället för att lyfta fram det positiva, som trots allt finns.

Jag hoppas att Du, som läser detta, skall ha i minnet allt det arbete, som utförts av olika personer för att detta skulle bli en bra anläggning, ett bra projekt och en bra rapport. Trots allt fungerar ju solvärmeanläggningen relativt bra. Den startar varje solig morgon och levererar energi till fjärrvärmånätet. Helt ren energi.

Många har hjälpt till med detta projekt. Inte minst min personal på Mätcentralen här på Chalmers. Bland övriga vill jag speciellt nämna Jan-Olof Dahlenbäck, Installationsteknik, CTH, samt Lars Albertsson vid Falkenberg Energi. Lars har oförtrutet arbetat med sin solvärmeanläggning för att få allt att fungera på bästa sätt. Lars har dessutom alltid haft tid att svara på mina frågor. Energiverkets chef, Lars-Erik Jäderberg, har bidragit med underlag till kapitlet om Falkenberg som energikommun.

Bland övriga, som deltagit aktivt i utvärderingsarbetet, vill jag nämna Anders Bernestål, Andersson och Hultmark. Anders har varit mig behjälplig med avsnittet, som handlar om abonnentcentraler.

Sist men inte minst har vi Per Isakson, Installationsteknik, KTH. Det var tänkt att Per skulle deltaga mer aktivt i utvärderingsarbetet men hans doktorsavhandling har naturligtvis fått gå före. Rapporten har dock skrivits med Pers synopsis som underlag och många är de timmar vi tillbringat vid telefonen för att diskutera olika problem och synpunkter. Per har dessutom bidragit med underlag till kapitel 11, diskussion och slutsatser.

Jag hoppas att Du som läser rapporten skall finna den intressant och att de erfarenheter jag redovisar skall ge oss ännu bättre solvärmeanläggningar i framtiden.

Göteborg i februari 1993

Kjell Schroeder

1. SAMMANFATTNING

1.1 Anläggningen

I Falkenberg, som ligger mitt i Halland på Sveriges västkust, har TeknoTerm AB uppfört en solvärmeanläggning med korttidslager. Anläggningen har uppförts för Falkenberg Energi och är ansluten till Energiverkets värmeverk och fjärrvärmesystem.

Värmeverkets sammanlagda effekt är ca 16 MW och ca 26 GWh levereras varje år ut på nätet. Framledningstemperaturen överstiger aldrig 100 °C. Två flispannor står för huvuddelen av värmeproduktionen. Två gaspannor finns tillgängliga för att användas under vintermånaderna.

Efter en ansökan om experimentbyggnadslån beviljade Statens Råd för Byggnadsforskning i november 1988, 12,875,000 kr för uppförandet av anläggningen. I projektet ingick även en översyn av fjärrvärmenätets abonnentcentraler med avsikt att sänka nätets returtemperaturer.

Solvärmeanläggningen uppfördes under 1989 med driftstart i januari 1990.

Solfångaranläggningen

5,500 m² solfångare är uppställda på ett fält strax norr om E6:an genom Falkenberg. Solfångarna är en vidareutveckling av den typ, som användes i Nykvarn etapp 1. Lådorna är något enklare och innanför glaset sitter endast ett lager teflonfolie. Solfångarna är resta i 38 graders vinkel mot horisontalplanet.

En 720 m lång kulvert leder till värmecentralen bredvid vilken en värmeackumulatör är uppförd. Ackumulatören rymmer 1,100 m³ vatten, är 24 m hög och är uppförd i stålplåt med 60 cm mineralullsisolering.

Funktion

Värme från solfångarna leds via kulverten till värmecentralen där det via en värmeväxlare går till ackumulatören. Inlagringen sker vid endast ett inlopp, som är utformat som en vertikal rördysa med stor diameter. Mycket låg flödeshastighet skall medföra att vattnets densitet avgör om det förs uppåt eller nedåt i dysan. Därmed skall inlagringen ske på den nivå, som bäst överensstämmer med inkommande vattnets temperatur. Vatten återföres till solfångarvärmeväxlaren via ett utlopp längst ned i ackumulatören.

Fjärrvärmevatten tas ut ur ackumulatören ett par meter under övre vattenytan. I de fall temperaturen är för låg för fjärrvärmenätet eftervärmes vattnet med hjälp av flis- och gaspannor. Allt returvattnet återföres till ackumulatören via en vertikal rördysa 4.5 m från botten.

System

Styr- och reglersystemet är mycket enkelt. Systemet styrs av differensstempe-

raturmätningar och fungerar helt utan tillsyn.

Drift

Idrifttagningen skedde i januari 1990. Anläggningen har därefter fungerat utan avbrott.

En del problem har förekommit i solfångarfältet, som lossnande teflonfolie och läckande skarvar mellan solfångarna. Det senare har medfört att glykol har behövt tillföras. Andra problem, som uppstått, har gällt ackumulatorns vattenlås samt den ångpanna, som för att minska korrosionen upprätthåller ett ångtryck ovanför vattenytan.

1.2 Resultat

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola har under tre år gjort noggranna uppföljande mätningar och utvärdering av solvärmeanläggningen.

Akkumulatorns inloppsdyror fungerar inte helt, som avsetts. Trots att vatten med mycket hög temperatur tillförs från solfångarfältet inlagras inte detta högst upp i tanken utan blandas ut med kallare ackumulatorvatten vid en lägre nivå. Detta medför att man inte får den temperaturskiktning, som är önskvärd.

Abonnentcentralerna har modifierats så att de flesta nu har en lägre returtemperatur än tidigare. Det finns dock kvar några, som trots ombyggnad inte fungerar bra och som medför att fjärrvärmenätets returtemperatur fortfarande är relativt hög. Totalt har returtemperaturen sänkts med ca 10 °C.

Solfångarna har en lägre termisk verkningsgrad än vad som förväntats. Om verkningsgraden bestäms som funktion av normerad övertemperatur ligger den i storleksordningen 10 % lägre än vad som projekterats. Detta innebär att verkningsgraden under drift är ca 45 % snarare än 51 %, som förväntats.

Solvärmeanläggningen fungerar relativt väl men levererar inte den energi, som förväntats. Under en treårsperiod har anläggningen levererat ca 1.53 GWh per år till fjärrvärmenätet vilket motsvarar knappt 6 % av totala energibehovet, som var ca 26 GWh. Projekterat värde var 8 % eller ca 2.0 GWh.

Vid 25 års avskrivning och 4 % kalkylränta blir kostnaden 0.57 kr per kWh. Vid denna beräkning har samtliga kostnader för anläggningen inklusive driftskostnader medtagits. Kostnader för modifiering av abonnentcentraler ingår däremot ej.

Kostnaden för solvärmens i Falkenberg är reallt ca 26 % lägre än för solvärmens i Nykvarn etapp 1, som byggdes 1985 (enligt entreprenadindex H84). Under samma drift- och väderförhållanden producerar dock anläggningen i Falkenberg ca 10 % mindre solvärme än anläggningen i Nykvarn, etapp 1.

2. INLEDNING

2.1 Bakgrund

Solvärmetekniken har utvecklats aktivt i Sverige sedan 1970-talet. Många ser solvärmens som en möjlighet till en helt ren energiproduktion, som tillsammans med vindkraft, energiskog o d skall göra Sverige mindre beroende av olja och kärnkraft.

Statens Råd för Byggnadsforskning har under dessa år medverkat till ett konsekvent och framgångsrikt utvecklingsarbete beträffande stora solvärmeanläggningar.

Många större och mindre solvärmeanläggningar har uppförts under åren och ett flertal koncept har provats. Koncentrerande solfångare, takintegrerade solfångare, väggintegrerade solfångare och plana, markuppställda solfångare har använts. Vidare har man byggt anläggningar med direkt koppling till fjärrvärmenät och anläggningar med korttidslager (1 - 3 dygn) eller säsongslager.

Bland många intressanta anläggningar kan nämnas projektet Sunclay. Detta var en relativt komplicerad anläggning där oglasade, takintegrerade solfångare laddade ett säsongslager bestående av 90,000 m³ lera. Värmen utnyttjades till uppvärmning av Lindälvs skolan i Kungsbacka med hjälp av dieselmotordrivna värmepumpar.

Som en senare variant kan nämnas anläggningen i Särö, söder om Göteborg, där takintegrerade solfångare användes tillsammans med ett säsongslager i form av ett isolerat groplager.

Bland anläggningar med markuppställda solfångare kan nämnas en av de första, den numera nedlagda anläggningen i Torvalla i Östersund. Plana, vätskekylda solfångare var där direkt inkopplade på fjärrvärmenätets returledning.

Till sist kan nämnas den anläggning, som stått modell för den i denna rapport presenterade anläggningen, nämligen solvärmeanläggningen i Nykvarn. Denna anläggning består av 4,000 m², plana, vätskekylda solfångare. Dessa är uppställda på mark och via en värmeväxlare anslutna till ett korttidslager bestående av en 1,600 m³ vattenackumulator. Denna är i sin tur inkopplad på Nykvarns fjärrvärmenät på sådant sätt att värmen kan tas enbart från ackumulatortorn eller så kan eftervärmning ske med hjälp av oljepannor.

Anläggningen i Nykvarn har fungerat mycket bra (BFR R26:1989) och har därför fått fungera som jämförelseobjekt vid konstruktion av nya, liknande anläggningar. I Nykvarnanläggningen användes solfångare med tjock isolering och två lager teflonskikt. Systemet för inlagring och uttag av energi vid ackumulatortanken är sofistikerat med två inlagringsnivåer och två nivåer för uttag med möjlighet till blandning. Flera detaljer borde gå att förenkla och förbilliga i en ny anläggning utan att funktionen blir lidande.

2.2 Solvärme i Falkenberg

I Falkenberg, på Sveriges västkust, fanns ett väl utbyggt fjärrvärmenät tillsammans med en modern värmecentral för flis- och gasdrift. Anläggningen skulle passa utmärkt för en komplettering med solvärme. Falkenberg Energi, under ledning av Lars-Erik Jäderberg, visade sig intresserat av att stå som fadder för en experimentanläggning, som då skulle bekostas med experimentbyggnadslån från Statens Råd för Byggnadsforskning. Utredningar, som startade 1987, resulterade i en förstudie (BFR 27:1988) om förutsättningarna för en solvärmeanläggning i Falkenberg.

Anläggningen skulle uppföras av TeknoTerm AB och skulle bli enklare än den, som uppförts i Nykvarn. Genom ny teknik och nya tekniska lösningar skulle anläggningen kunna ge mer energi per m² samtidigt som kostnaden per kWh insamlad energi skulle minska.

Solfångarfältet skulle bestå av 5,500 m² plana, vätskekylda solfångare av samma typ som i Nykvarn, men av ett enklare och billigare utförande. Så skulle t ex en enklare låda och endast ett skikt teflonfolie användas.

Akkumulatortanken på 1,100 m³, som skulle utgöra ett korttidslager, skulle utformas med ett enklare system för inlagring och uttag av värme. I stället för inlagring och uttag vid två olika nivåer skulle speciella, vertikala, inloppsdyror användas på så sätt att temperaturskiktningen skulle bli optimal. Akkumulatorn skulle dessutom kunna användas för inlagring av värme från flispannorna nattetid.

För att ge solfångaranläggningen bästa möjliga driftsvillkor krävdes också en komplett genomgång och en större ombyggnad av fjärrvärmenätets abonnentcentraler i avsikt att sänka de alltför höga returtemperaturerna i nätet.

2.3 Målsättning

Målet för experimentanläggningen var att i full skala pröva en förenklad och billigare solfångare tillsammans med ett korttidslager med förenklad inlagring och uttag av värme. Solvärmeanläggningen skulle kunna täcka ca 8 % av totala energibehovet, som uppskattades vara 26 GWh vid anläggningens färdigställande. Detta betyder att utbytet för ett normalår skulle vara ca 2.0 GWh eller ca 365 kWh/m².

3. FALKENBERG

Falkenbergs kommun ligger mitt i Halland och är där den till ytan största kommunen med knappt 40,000 invånare varav hälften bor i centralorten.

I de inre delarna av kommunen finner man några av landets mest regnrika områden medan kustområdet tillhör de mest solrika- och givetvis även vindrika.

De naturliga förutsättningarna för lokal energiproduktion med sol, vind och vatten är således relativt goda och flera sådana anläggningar finns och byggs i dag i Falkenbergs kommun.

Genom kommunen flyter Ätran med flera vattenkraftstationer, som tillsammans producerar mer än hälften av den el, som förbrukas inom kommunen.

I Halland finns också ca en fjärdedel av de svenska vindkraftverken och flera verk håller på att byggas.

Många små, individuella solvärmeanläggningar har byggts i kommunen under 1980-talet, bl a bidrar solvärme till uppvärmningen av två badanläggningar.

Falkenberg Energi är i dag en kommunal förvaltning och har områdeskoncession för centralorten och närliggande landsbygd. Av den totala elomsättningen i kommunen om ca 500 GWh per år, svarar Falkenberg Energi för ca 340 GWh och resterande 160 GWh distribueras i huvudsak av Sydkraft och en mindre del av Viskans kraft.

Falkenberg Energi äger och driver två mindre vattenkraftstationer samt några vindkraftverk. Vidare svarar Falkenberg Energi för produktion och distribution av fjärrvärme.

3.1 Befintligt fjärrvärmenät

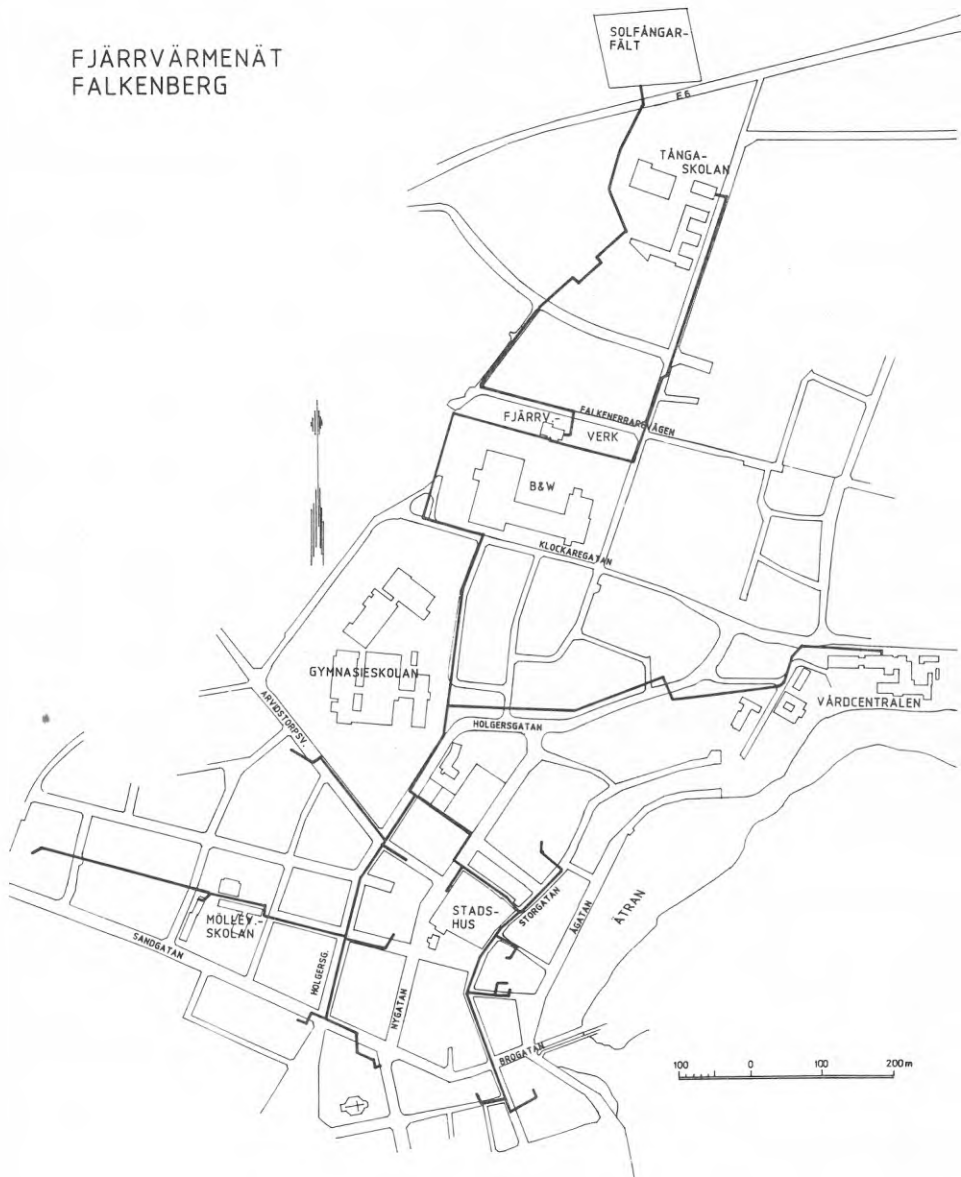
Falkenbergs fjärrvärmenät byggdes under perioden mars till oktober 1985 efter ett beslut i kommunfullmäktige den 31 januari 1985. Som entreprenör antogs Skanska och kostnaden var ca 18.5 MKr. Från början var tanken att ansluta hela Falkenbergs fastighetsbestånd till nätet men detta var av olika orsaker inte genomförbart och vid nätets färdigställande var 40 panncentraler (abonmentcentraler) och 20 småhus anslutna.

Den från början 3,600 m långa fjärrvärmeledningen är en PUR-isolerad stålculvert av typ UPONOR, som är förlagda på 1.2 till 2.0 m djup. Culvertför-lusterna uppskattas till ca 5 %. Under de senaste 2 åren har ytterligare ca 10 nya kunder anslutit sig och ytterligare rörledning byggts.

I värmecentralen installerades från början två fastbränslepannor med 2 respektive 3 MW effekt samt en oljepanna med 6 MW effekt.

Under första året (1986) förbrukades 680 m³ olja typ EO1 med ett uppskattat energiinnehåll av 9.8 MWh/m³. Fastbränslepannorna förbrukade 30,233 m³ flis med ett uppskattat energiinnehåll av 0.7 MWh/m³. Detta motsvarar relativt väl den energi, som enligt fjärrvärmeverkets mätare levererades ut på nätet, nämligen 27,099 MWh.

FJÄRRVÄRMENÄT FALKENBERG

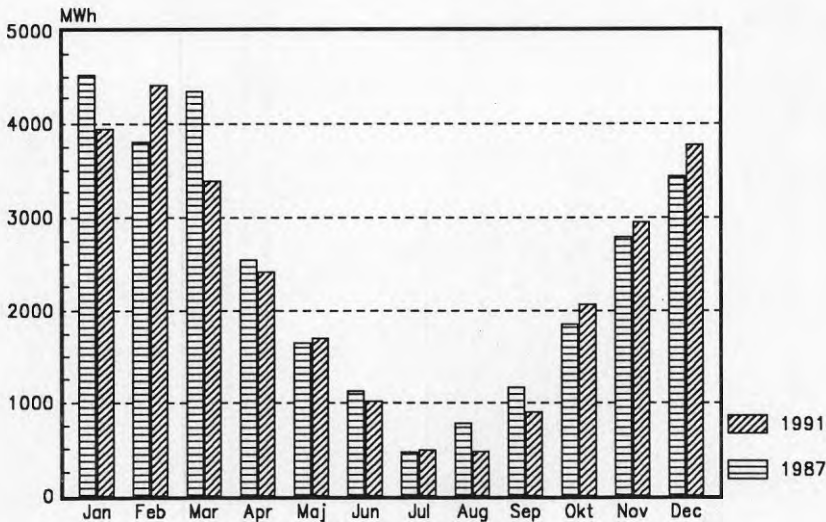


Figur 3.1 Fjärrvärmens utbredning.

När naturgasledningen byggdes ut söderifrån mot Göteborg blev Falkenberg Energi gasansvarig på entreprenad av Sydgas. Efter att ha studerat alternativen olja, avkopplingsbar el och gas för att klara topplasten och med hänsyn tagen till miljöaspekterna så bestämde man sig för att lämna oljeeldningen till förmån för eldnings med naturgas. En befintlig oljepanna modifierades därför till gasdrift samtidigt som ytterligare en gaspanna installerades.

Utsläppen från gaspannorna behöver inte renas medan man använder föravskiljare (skimmer) samt tryckluftsrensade slangfilter för att rena utsläppen från fastbränslepannorna.

I dag finns 73 abonnentcentraler anslutna till fjärrvärmeverket. 53 av dessa är f d panncentraler och 20 är småhus. Lasten utgörs nästan enbart av rumsuppvärmning, varmvattenberedning och nätförluster. Inga industrier är anslutna och sommarlasten är därför låg. Största enskilda förbrukaren är Gymnasieskolan, som under 1991 förbrukade 2,579 MWh och som mest kräver 1,600 kW.



Figur 3.2 Energi levererad från värmeverket under 1987 respektive 1991.

Under 1991 såldes 26.3 GWh energi till de olika förbrukarna enligt avläsningar av de energimätare, som sitter i abonnentcentralerna. Enligt Mätcentralens mätningar levererades 27.5 GWh energi ut från värmecentralen. Detta motsvarar en kulvertförlust på 4.4 %. Max effekt under året var 8.8 MW vilket uppmättes den 15 februari.

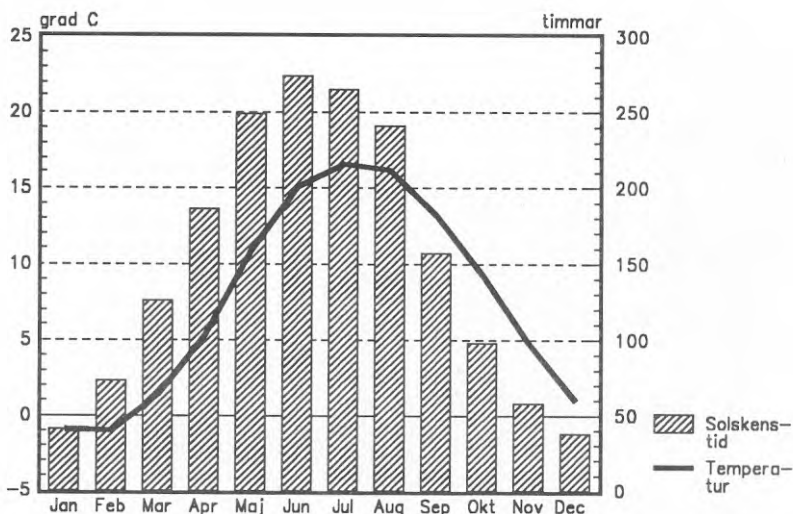
I samband med att solfångarfältet med korttidslager inkopplades till fjärrvärmenätet genomfördes en ombyggnad av ett stort antal undercentraler. Avsikten var att genom utbyte av trevägsventiler mot tvåvägsventiler sänka flödet på ett kontrollerat sätt och därmed returtemperaturen. Hur detta har genomförts redovisas i bilaga 1.

Före dessa åtgärder var framledningstemperaturen typiskt 80-85 °C och returtemperaturen 60-65 °C. Efter ombyggnaden har man hittills uppnått temperaturer på 72-85 °C respektive 50-55 °C.

För närvarande finns inga direkta planer på att bygga ut fjärrvärmenätet. Eventuellt kommer området Falkgård att anslutas vid senare tillfälle. Falkgård har i dag en egen panncentral med 270 lägenheter anslutna.

3.2 Klimatet

Falkenberg ligger vid Sveriges västkust och har därför ett maritimt klimat. Vintrarna är förhållandevis varma och fuktiga med låg sol och mulet väder. Under sommaren är vindarna vanligen västliga. Vädret är soligt med stackmoln, som byggs upp inåt land. De västliga vindarna, eller havsbrisen, gör att stackmolnen blåser in över land och lämnar ett band av klart väder utefter kusten. Solfångarfältet ligger ett par kilometer in från havet och vanligen ligger stackmolnen något längre in över land vilket gör att solfångarna inte skuggas av dessa.



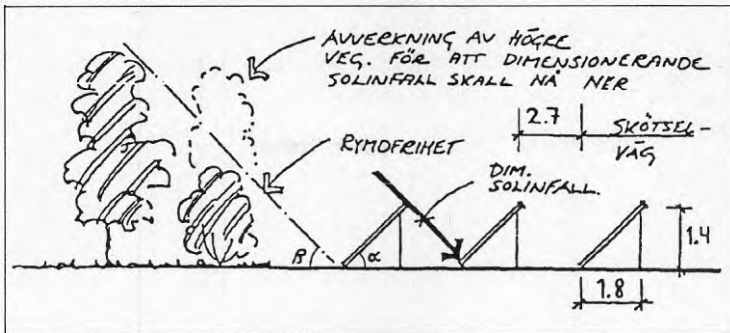
Figur 3.3 Medeltemperatur och solskens-tid på västkusten under perioden 1961- 1990 (källa SMHI).

Luftföroreningarna är måttliga. I Falkenberg finns ingen industri med stora utsläpp utan de föroreningar som finns kommer utifrån havet. I viss mån förorenas luften av damm och avgaser från trafiken på europaväg E6, som löper precis söder om solfångarfältet.

Enligt SMHI är årsmedeltemperaturen vid västkusten 7.7 °C räknat över perioden 1961-1990. Räknat över samma period är årssolskens-tiden 1806 timmar. Temperaturerna är uppmätta vid Glommen och solskens-tiderna på Vinga.

3.3 Krav på solfångartomten

I en förstudie, "Solvärme med korttidslager i Falkenberg" (BFR R27:1988) redogjorde Tommy Claesson för de speciella krav, som kunde ställas på markytan där solfångarna skulle placeras.

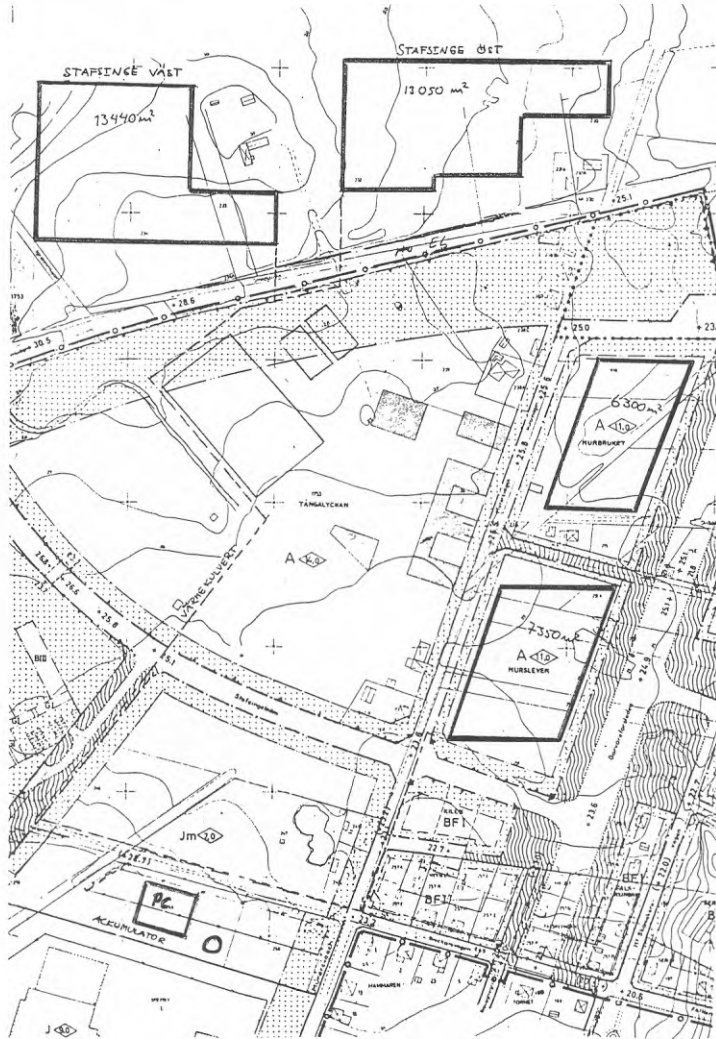


Figur 3.4 Tvärsnitt genom solfångarfältet. Vinkeln α är 38 grader och β är 27.5 grader (ur förstudien).

Area:	12,650 m ² bruttoyta
Minsta enhet:	10 st solfångarmoduler i bredd. Varje modul är 6 m i längd.
Ytbeskaffenhet:	Körbara ytor för underhåll om 2.7 m bredd mellan rader av solfångare.
Orientering:	Solfångarraderna måste kunna ställas ut med max +/- 10 graders avvikelse från öst-västriktning.
Dimensionerande solinfall:	15 maj kl 11-13 ca.
Rymdfrihet (dvs frihet fr skuggande föremål:	Ca 27.5 grader (=vinkeln vid underkant av solfångare mellan solinfall och markplan).
Solfångarnas lutning:	38 grader.
Maximalt avstånd till anslutningscentral (värmeverket):	Ca 1 km.

Efter genomgång av markområden i närheten av värmeverket erhöles tre tänkbara områden för solfångaranläggningen, nämligen kvarteren Murbruket och Mursleven, Stafsinge Öst och Stafsinge Väst.

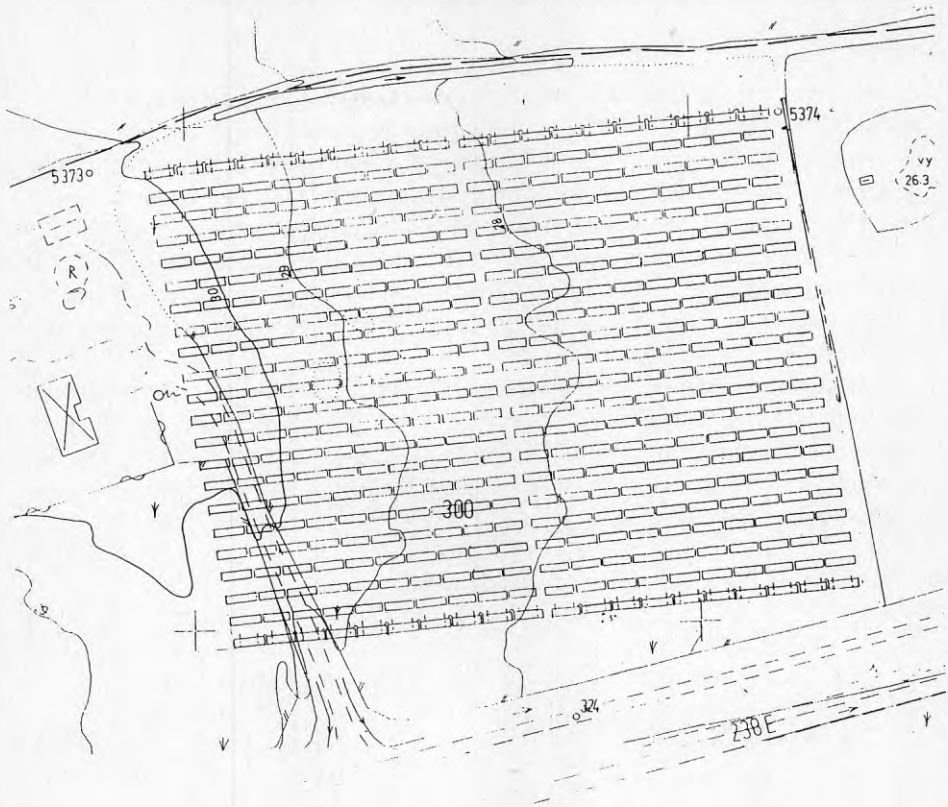
Av dessa valde man Stafsinge Öst, som visade sig ha störst sammanhängande area och dessutom endast en ägare. Visserligen fick kulverten dras under europaväg E6 men i övrigt kunde den dras genom sk exploateringsområde, dvs åker och äng. Genom att undvika kulvertdragning under asfalterade ytor kunde kostnaderna sänkas.



Figur 3.5 Plan över Falkenberg med de olika tomtalternativen (ur förstudien).

Solfångarfältet byggdes därefter i form av 2x22 rader, vardera innehållande 10 seriekopplade solfångarmoduler.

För att kunna utnyttja marken på bästa sätt så monterades solfångarna så att fältet ej är riktat rakt mot söder utan i stället 5 grader öster om syd.



Figur 3.6 Solfångarnas placering i fältet.

4. FÖRVERKLIGANDE AV ANLÄGGNINGEN

När det första solfångarfältet i Nykvarn var färdigprojekterat och påbörjat sökte Installationsteknik, CTH, samt Skandiakonsult för BFR's räkning efter en ny fjärrvärmeanläggning, som var lämplig att komplettera med en solvärmeanläggning. Man ville finna en anläggning där man använde olja under sommar-månaderna och där man kunde vidareutveckla solfångar- och lagringstekniken.

1987 fick man kontakt med Lars-Erik Jäderberg vid Falkenberg Energi. I Falkenberg hade man redan tidigare ett par mindre solanläggningar och var nu intresserade av att bygga en större anläggning ansluten till fjärrvärmeanläggningen.

Byggforskningsrådet och Falkenberg Energi bekostade en förstudie och efter en ansökan till BFR i november 1988, då 12,875 kkr beviljades i experimentbyggnadslån, gjorde Falkenberg Energi en upphandling av en nyckelfärdig anläggning med funktionsgaranti. Denna skulle uppföras som en totalentreprenad av TeknoTerm.

Entreprenaden kan indelas i följande delar:

	Anläggning	Kostnad kkr
-	Solfångarfält	7,650
-	Kulvert	1,700
-	Akkumulator	1,850
-	Ombyggnad av undercentraler	990
-	Projektering, samordning mm	300

Den totala entreprenaden uppgick alltså till 12,490 kkr. Till detta kom byggherrekostnader mm på 385 kkr vilket gör att totalkostnaden skulle bli 12,875 kkr vilket skulle finansieras med experimentbyggnadslånet från BFR.

För Mätcentralens utvärdering av anläggningen anslogs ca 970 kkr till givare och utvärderingsarbete av dåvarande Statens Energiverk. Byggforskningsrådet tog sedermera över ansvaret även för detta.

Ansvaret för mätning och utvärdering lades på Mätcentralen vid KTH. Senare övergick ansvaret för detta till Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola i samarbete med Per Isakson, Installationsteknik, KTH.

TeknoTerm är ett företag med stor erfarenhet av denna typ av anläggningar och uppförandet har följaktligen gått relativt problemfritt.

4.1 Förstudier

En förstudie har gjorts med Tommy Claesson, Scandiakonsult, som projektledare. I arbetet med förstudien deltog Torbjörn Jilar, Skandiakonsult, Jonas

Gräslund, Andersson & Hultmark samt Scandinavian Solar.

Förstudien resulterade i en BFR-rapport med titeln "Solvärme med korttidslager i Falkenberg", R27:1988.

Förstudien baseras på data, som erhållits från Falkenberg Energi. Dessa är t ex data som årslast, max effekt, framlednings- och returtemperaturer samt dimensionerande temperaturer för värmeverket. Falkenberg Energi har även försett utredarna med data från varje undercentral i form av månadsvärden för framlednings- och returtemperaturer, energiförbrukning samt uppskattat maximalt effektbehov.

I förstudien studeras problemet med de höga returtemperaturerna i fjärrvärmenätet. Orsaken till dessa är att när de olika undercentralerna (tidigare panncentraler) kopplades in till fjärrvärmenätet så gjordes i de flesta fall inga förändringar för att sänka returtemperaturen. För maximalt utnyttjande av solenergin måste returtemperaturerna sänkas genom att tvåvägsreglering genomförs samt att rundcirkulation av varmvatten i t ex varmvattenberedare stoppas. Hur detta har genomförts redogörs för i bilaga 1.

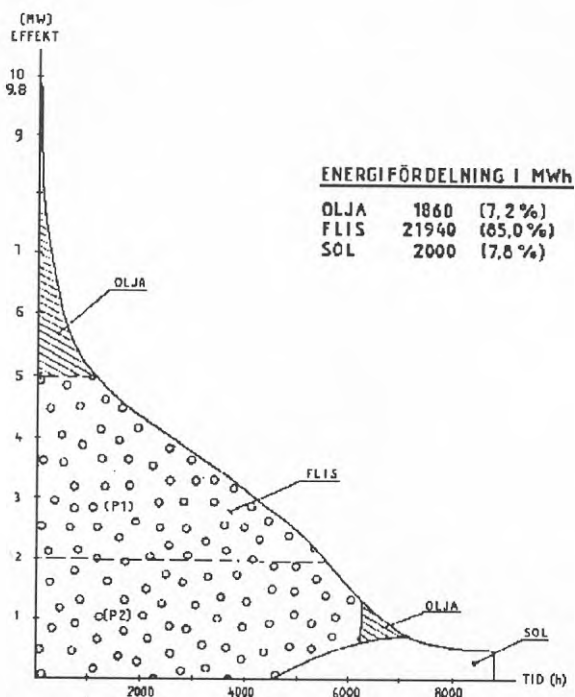
I avsikt att optimera solvärmeanläggningen har datorberäkningar genomförts på timbasis med hjälp av programmet SUNSYST. Detta beräkningsprogram har utvecklats hos Andersson & Hultmark av bl a Stefan Olsson. Med hänsyn taget till alla kända faktorer föreslogs en solvärmeanläggning med en täckningsgrad av 8% vilket skulle kunna erhållas med 5,500 m² solfångare och en 1,100 m³ lagringstank.

Det redogörs inte för vilken returtemperatur man räknat med i fjärrvärmenätet endast att den måste sänkas. I ansökan till BFR finns däremot angivet att målet är att sänka returtemperaturen till ca 40 °C varför man kan anta att det är denna temperatur man räknat med.

Sammanställning:

- Solfångararea	5,500 m ²
- Energiutbyte	2,000 MWh (365 kWh/m ²)
- Lagervolyym	1,100 m ³ (200 l/m ²)

Anläggningen föreslås i första hand utnyttja flispannorna 1 och 2 samt solenergi. I det fall effektbehovet i nätet skulle överstiga flispannornas effekt så måste oljepannorna (senare gaspannorna) klara överstigande effekt.



Figur 4.1 Energifördelning under ett normalår enligt förstudien.

Energifördelningen under ett normalår skulle då bli:

- Olja 1,860 MWh/år (7.2%)
- Flis 21,940 MWh/år (85.0%)
- Sol 2,000 MWh/år (7.8%)

4.2 Projektering

Efter att förstudien presenterats gjordes en förprojektering av Andersson & Hultmark.

Som underlag för de valda lösningarna användes sommarlastdata uppmätta vid värmeverket och vid de olika undercentralerna. Det bör observeras att dessa data ej är statiska utan att värmelasten har minskat allteftersom kommunen har minskat energiuttaget p g a besparingar.

Solfångarfältet projekterades för enklaste och billigaste montering. Ingen större avplaning skulle ske utan fältet skulle få vara något ojämnt.

Kulverten, som skulle gå under europaväg E6, planerades för tryckning under vägbanan för att trafiken inte skulle behöva hindras. Vidare projekterades kulverten för en relativt grund läggning (0.6 m) samt för att dras utan lyror och i mark där kostnaderna minimerades.

Lagringstanken var enligt önskemål från Falkenberg Energi planerad som en 16 m hög ståltank. Emellertid ville stadsarkitekten ha den högre och smalare. Eftersom detta inte skulle medföra några drifttekniska problem så fastställdes en höjd på ca 24 m.

Tankvolymen är väl tilltagen. Dels var data, som användes i projekteringen måhända något osäkra, dels avsåg man att använda tanken som värmebuffert för flispannorna under vintern.

Andersson & Hultmark gjorde dessutom en fullständig genomgång av de olika abonnentcentralerna och presenterade ett förslag där 21 av dessa skulle modifieras för att ge en lägre returtemperatur (se bilaga 1).

4.3 Upphandling

Upphandlingen gjordes av Falkenberg Energi i form av en totalentreprenad där en nyckelfärdig anläggning skulle uppföras av TeknoTerm. Upphandlingen skedde på kommersiella villkor enligt ABT74 och AB72.

Inför upphandlingen hade Falkenberg Energi även kontakter med andra leverantörer men valde att anlita TeknoTerm bl a därför att tidigare levererade anläggningar inom kommunen fungerat mycket tillfredsställande. Tidigare leveranser omfattar 125 m² solfångare vid utebadet i Vessigebro (1985) samt 150 m² solfångare för uppvärmning av duschvatten vid inomhusanläggningen Klitterbadet (1987).

Entreprenören lämnade sedvanliga garantier om 2 år på komponenter och funktion samt en effektgaranti.

TeknoTerm AB valde att som underentreprenörer anlita följande företag:

- Rör	Calor VVS AB
- El	Elektriska AB Marinteknik
- Schakt	FJÄRRAB
- Tank	Rodoverken AB

4.4 Entreprenadarbeten

Samarbetet mellan Falkenberg Energi, totalentreprenören och de olika underentreprenörerna har fungerat bra.

Arbetet kan sägas ha skett i två etapper. I maj 1989 påbörjades arbetet med första delen av solfångarfältet samt kulvert och dessutom gjordes inkopplingen till värmecentralen. I andra etappen byggdes bl a tanken och denna kopplades in i systemet i oktober 1989. Under samma höst utfördes alla modifieringsarbeten i berörda undercentraler.

Solfångarfältet grundlades på enklaste och billigaste sätt. Matjorden skalades av och betongplintar lades ut på vilka solfångarmodulerna monterades. Kulverten schaktades ned mycket grunt i marken. Solfångarraderna följer nu markens ojämnheter vilket för en betraktare kan se illa ut. TeknoTerm ville emellertid visa att solfångarfältets funktion inte påverkas av att modulerna står lite ojämnt och riktade någon grad öster eller väster om önskad riktning.

De solfångare, som användes, tillverkades redan i feb-mars 1989 av företaget Scancon i Danmark. Material till solfångarna hade beställts tre månader tidigare. Under 1989 stod denna beställning för 50% av fabrikenes produktion av solfångare.

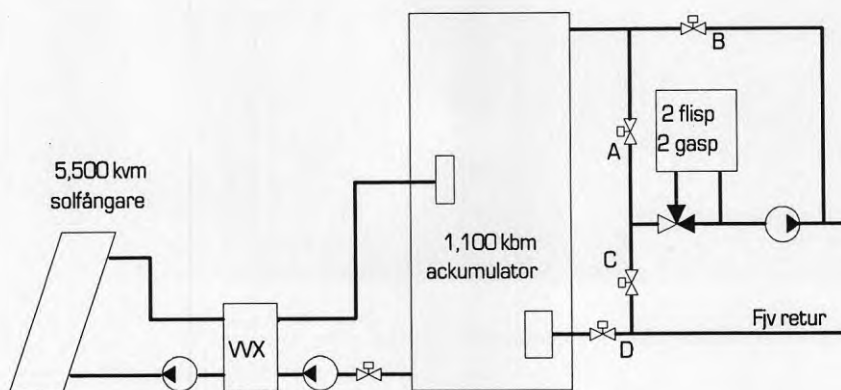
Kulverten, som var avsedd att tryckas under europaväg E6, gav upphov till problem. Under vägen fanns nämligen en liten bergsklack vilket gjorde det nödvändigt att gräva upp en del av vägbanan. Grävningen orsakade emellertid ingen försening eller extra kostnader för projektet.

Tanken byggdes helt av Rodoverken. Arbetet blev något försenat eftersom vissa delar till tanktoppen inte fanns framme och tanken byggdes med början i toppen. Allteftersom tanken byggdes lyftes den och den sista delen, som byggdes blev därför tankbotten.

Under tiden tanken byggdes var Mätcentralen vid flera tillfällen närvarande för att fästa in temperaturgivare i de inloppsdyror i vilka temperaturerna skulle bestämmas.

5. SOLVÄRMECENTRALEN

Solfångarfältet är anslutet till solvärmecentralen via en 740 m lång kulvert. Solvärmecentralen är inrymd i fjärrvärmecentralen där värmeväxlare, pumpar, expansionskärl och reglerskåp är installerade på ett extra våningsplan som byggts upp ca 3 m över fjärrvärmecentralens golv.



Figur 5.1 Principschema över solvärmecentralen.

Solfångarna är anslutna till ackumulatortanken via en värmeväxlare. Någon speciell "startpump" för solfångarkretsen finns inte i denna anläggning utan solfångarkretsens pump användes för all cirkulation i fältet.

Vatten till värmeväxlaren tas ut ca 0.25 m över tankbotten och varmt vatten från värmeväxlaren lagras in i tanken via en vertikal rördysa på nivån 11.75 m eller 14.25 m beroende på om värmeväxlarevatten är kallare eller varmare än tankvattnet kring dysan.

Vid normalt driftsfall lagras fjärrvärmereturens vatten in på nivån 3.25 m eller 5.75 m beroende på om returvattnet är kallare eller varmare än tankvattnet kring nedre dysan. Ackumulatorvattnet till fjärrvärmenätet tas då ut 19.5 m upp i tanken.

Akkumulatortanken är inkopplad till värmecentralen med dess två flispannor och två gaspannor på sådant sätt att tre driftsfall är möjliga beroende på hur ventilerna A, B, C och D är ställda. Utöver normalfallet, då vatten från ackumulatortanken eftervärmes i pannorna, kan man med dessa ventiler isolera ackumulatortanken från nätet eller medge laddning av ackumulatortanken med vatten från pannorna. I det senare fallet är avsikten att värme från flispannorna lagras i tanken under natten. Flispannorna tillsammans med det varma vattnet i tanken kan då klara ett större effektbehov på morgonen utan att gaspannorna behöver användas.



Figur 5.2 Värmecentralen med ackumulatorn.

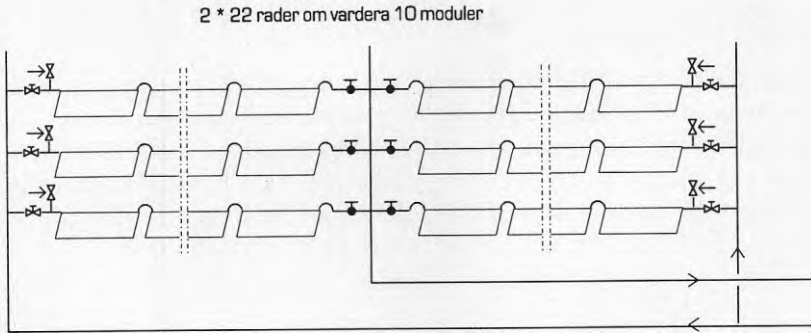
5.1 Solfångarfältet

Solfångarna är uppförda på ett fält intill E6:an, som går genom Falkenberg. Matjorden har skalats av och fältet är endast måttligt utplanat.



Figur 5.3 Översikt över solfångarfältet.

Solfångarfältet består av två delar om vardera 22 rader. Varje rad består av 10 solfångarmoduler. Varje sådan modul har fem glas och 12,5 m² glasad area. Total aktiv solfångararea blir därmed 5,500 m².

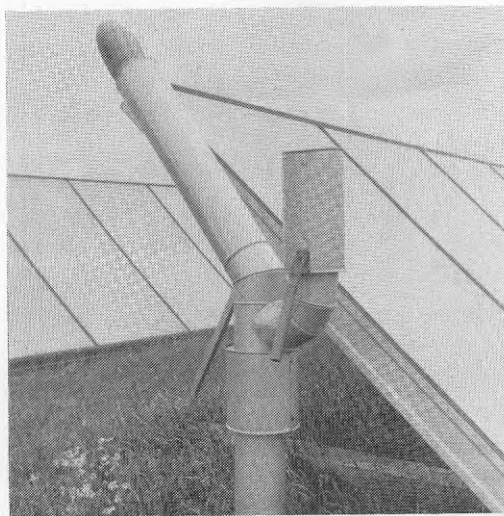


Figur 5.4 Solfångarfältets uppbyggnad.

Modulerna är sammankopplade med flexibla, armerade slangar, som är isolerade och inklädda i plåthölje.

För att möjliggöra ett maximalt utnyttjande av solfångartomten har solfångarna orienterats i riktning 5° öster om syd vilket gör att raderna blir i stort sett parallella med E6:an.

Vid tillloppssidan, som är den yttre sidan på varje rad, finns två tryckkuttar samt en justerventil för injustering av flödet i raden. Vidare finns mellan justerventilen och första modulen en säkerhetsventil inställd på 10 bar. I varje rads utlopp finns en avstängningsventil.

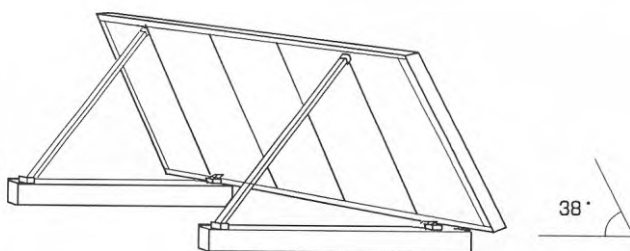


Figur 5.5 Inkapslad säkerhetsventil.

Kulverten inom solfångarfältet består av prefabricerade delar och är förlagd på endast 200 mm djup. Anslutningarna mellan kulvert och solfångare är isolerade och inkapslade i aluminiumplåt.

5.1.1 Solfångaren

Varje solfångarmodul är monterad på två betongbalkar, som ligger vinkelrätt mot solfångaren. Solfångaren är rest 38° med sin nedre del i direkt anslutning till betongbalkarna. Motsvarande vinkel i Nykvarn etapp 1 var 42° . Den övre delen av solfångaren stöder mot betongbalkarna via två stag. Betongbalkarna ligger direkt på mark utan någon speciell grundläggning. Avståndet mellan raderna är 2.7 m vilket är 10 % mindre än i första Nykvarnfältet.



Figur 5.6 Solfångare med stativ sedd bakifrån.

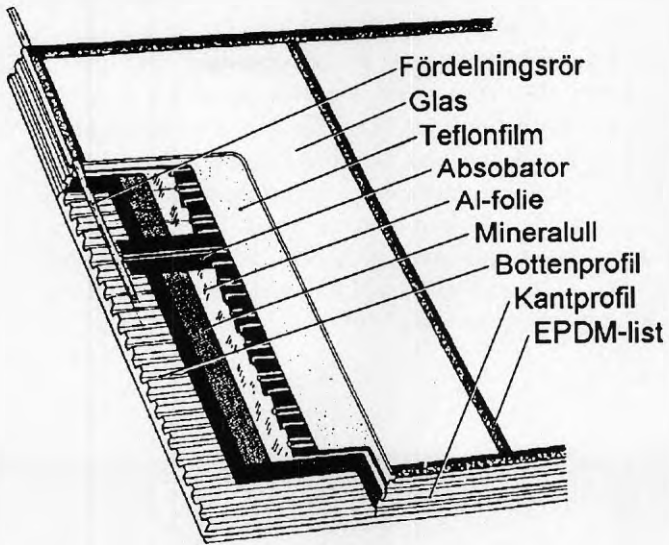
Solfångaren är en vidareutveckling av den som användes i Nykvarn etapp 1. Lådan har gjorts tunnare och har därför något mindre isolering. Vidare har man använt endast ett skikt teflon som konvektionshinder. Utvecklingsarbetet har syftat till att göra en solfångare med mindre materialåtgång och därigenom billigare och lättare utan att funktionen försämras.

Solfångaren är uppbyggd med korrugerad aluminium som baksida. Därefter följer mineralullsisolering, aluminiumfolie och absorbator. Mellan det järnfria glaset och absorbatorn finns ett lager teflonfolie inspant.

Gavlarna utgöres av förstärkta, formsprutade aluminiumprofiler vilka nitats ihop till en låda. Glaset är monterat i lådans gavlar samt i 4 spröjs med hjälp av formgjutna EPDM-gummilister.

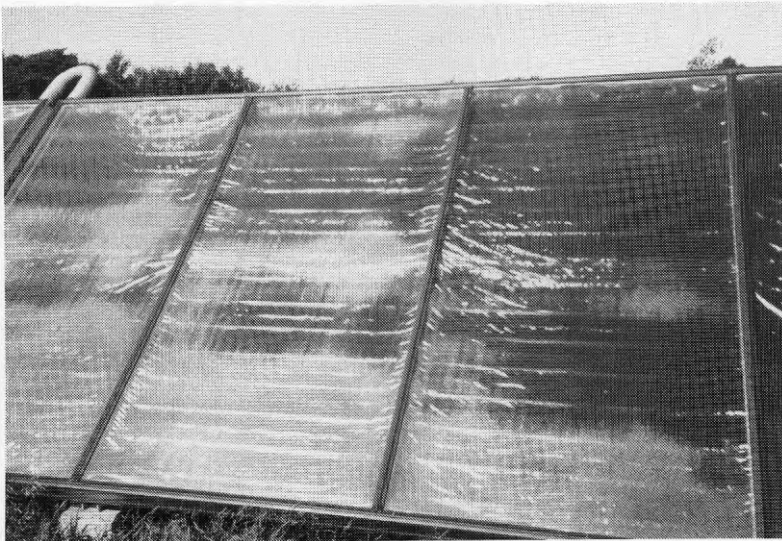
Absorbatorerna ligger utlagda längs med lådan och är parallellkopplade via vertikala fördelningsrör i lådans båda kortändar.

En ny metod användes för inspänning och sträckning av teflonfolien. Folien består av två längder, som sitter inspända i solfångarlådans kortändar i speciella profiler och stöds av profiler innanför var och en av de fyra spröjsen. De yttre profilerna sitter fästade på fördelningsrören och teflonfolien är alltså uppspänd på absorbatorn och inte som tidigare i själva lådan.



Figur 5.7 Schematisk bild av TeknoTerm HT solfångare.

Det är troligt att man har haft vissa problem med den nya konstruktionen eftersom teflonskiktet redan från början var dåligt uppspant vilket kan ses i figur 5.8.

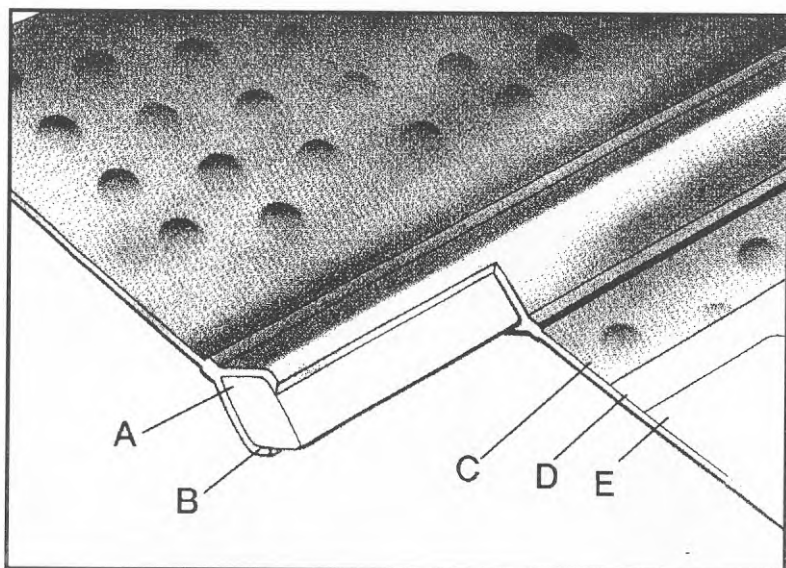


Figur 5.8 Solfångare med hängande teflonskikt.

Teflonets egenskap att krympa något efter ett antal uppvärmningar har emellertid gjort att det med tiden har blivit något bättre uppspänt än det var från början.

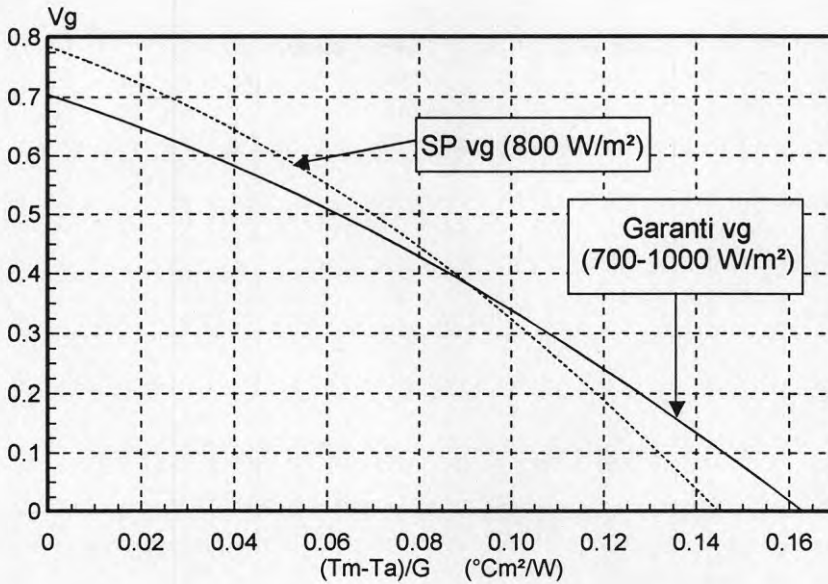
Teflonfolien har med tiden lossnat på flera ställen, speciellt i de övre hörnen vilket tyder på att skiktet skadats vid inmonteringen eller av spännanordningen.

TeknoTerms absorbatör heter SunStrip och dess uppbyggnad framgår av figur 5.9. Det selektiva ytskiktet skiftar i färg från djupt blå-svart till aluminium. Ögat är mycket känsligt för de färgnyanser, som uppstår på grund av ojämnheter i skiktjocklek och variationen i färgnyansen kan därför inte omedelbart tas som en indikation på ojämn kvalitet. Emellertid finns mindre områden där skiktet är så tunt att aluminiumplåten syns igenom vilket måste tolkas som att det selektiva skiktet varierar i tjocklek.



Figur 5.9 TeknoTerm Sunstrip. A) vattenkanal i koppar, B) metallisk förbindelse, C) selektivt ytskikt, D) stabiliserande ytskikt, E) aluminiumfläns.

Solfångaren har testats av Statens Provningsanstalt 90-10-21 (se datablad i bilaga 3). Den uppmätta termiska verkningsgraden för en modul tillsammans med i projektet garanterad verkningsgrad för hela fältet inklusive kulvert och värmeväxlare finns angiven i figur 5.10.



Figur 5.10 Av Statens Provningsanstalt uppmätt termisk verkningsgrad vid 800 W/m^2 instrålning mot en modul samt TeknoTerms garantikurva för hela solfångarfältet.

5.2 Värmeackumulatorm

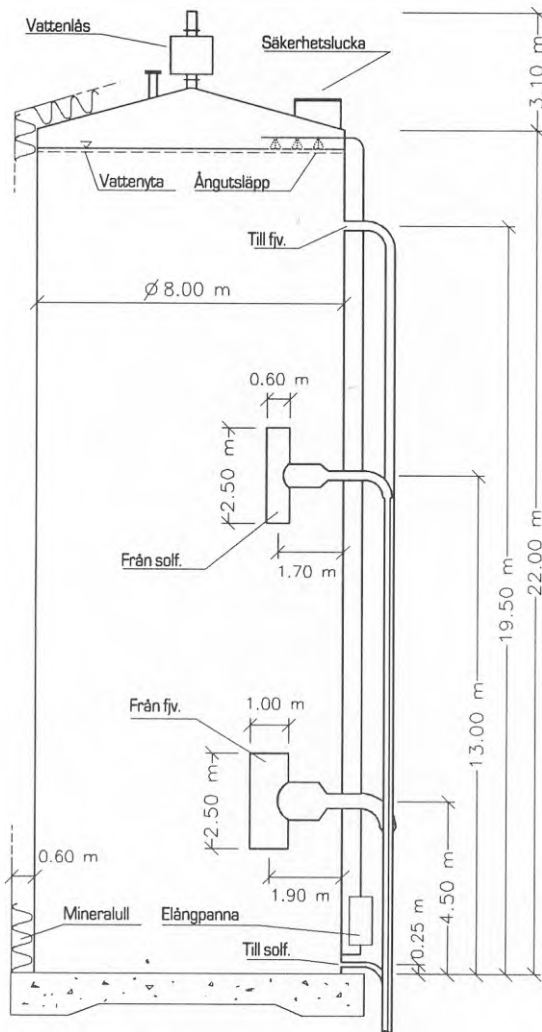
Akkumulatortanken är tillverkad i 6 mm stålplåt och uppförd på en betongplatta. Isoleringen består av 60 cm mineralull på sidor och topp och ackumulatorm är utvändigt beklädd med korrugerad aluminiumplåt. För att öka korrosionsbeständigheten är plåttjockleken 7 mm högst upp i tanken.

Akkumulartanken rymmer ca $1,100 \text{ m}^3$ och vattennivån är vanligen omkring 20.7 m. Tanken byggdes med början i toppen och lyftes upp med domkrafter allteftersom bygget framskred.

Akkumulatorm är utvändigt försedd med en lejdare med två avsatser och på toppen finns skyddsräcke. På toppen finns dessutom två säkerhetsluckor, som öppnas om trycket blir onormalt stort i tanken exempelvis vid kokning. Vidare finns där ett vattenlås samt en rörstuds med lock. I locket finns genomföringar för tanktemperaturgivarnas kablage.

Tanken har två utlopp, ett på 0.25 m höjd ovanför bottenplattan avsett för utlopp till solfångarvärmväxlaren och ett på 19.5 m höjd avsett för fjärrvärmvatten.

I tanken finns två inloppsdysor, den nedre på 4.5 m höjd är avsedd för vatten från fjärrvärmereturen och den övre på 13.0 m höjd är avsedd för vatten från solvärmväxlaren (se figur 5.11).



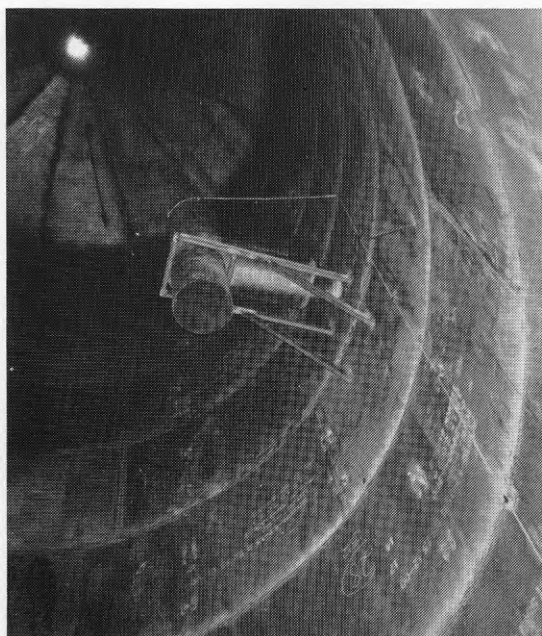
Figur 5.11 Värmeackumulatortanken.

Dysorna är utformade så att strömningshastigheten gradvis skall minska innan vattnet kommer in i tanken. Därefter skall inkommande vatten söka sig till den nivå, som bäst överensstämmer med inkommande vattnets temperatur. Om vattnet söker sig uppåt eller nedåt bestäms alltså av densiteten hos inkommande vatten och densiteten hos vattnet, som omger respektive dysa.

Akkumulatortanken är också försedd med en elångpanna, som producerar vattenånga. Vatten tas för detta ändamål ifrån tanken och vattenångan sprutas in i området ovanför vattenytan. Genom att mättad vattenånga fyller utrymmet ovanför vattenytan minskar korrosionsrisken.

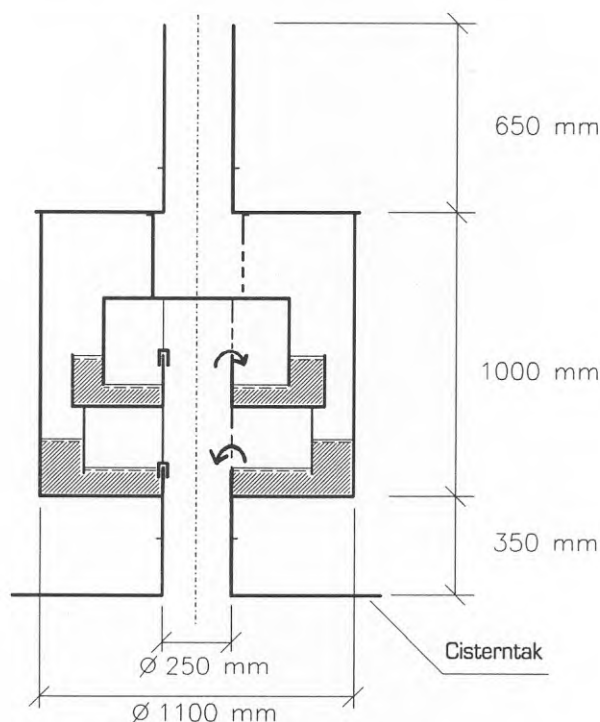


Figur 5.12 Tanken under byggnad.



Figur 5.13 En av inloppsdyssorna inne i tanken.

Vattenlåset skall medge att vattenvolymen i tanken varierar. Låset öppnar utåt vid ett övertryck på 100 mm vp (ca 1 kPa) och kan även öppna inåt vid ett visst undertryck. Det senare skall normalt inte inträffa eftersom ångpannan hela tiden skall sträva att hålla ett övertryck på omkring 10-30 mm vp.



Figur 5.14 Skiss av vattenlåset.

Vattenlåset är av rostfritt stål och sammanfogat med ett stort antal bultar. Det är uppbyggt som ett antal halvöppna cylindrar, som står i varandra. Vattennivåerna är avsedda att bibehållas genom kondens på insidan av vattenlåsets väggar. Nivåerna kan emellertid inte kontrolleras eftersom siktglas saknas.

Vattenlåset består egentligen av två parallellkopplade vattenlås uppbyggda i två våningar. Det övre vattenlåset öppnar vid ett övertryck av 100 mm vp i ackumulatorn och det undre vid ett undertryck av 40 mm vp. Figur 5.14 visar det fall då det råder ett övertryck på strax under 100 mm vp i ackumulatorn.

Ett dimensioneringsfel gör att det undre vattenlåset inte helt fungerar så som avsetts. Om ett undertryck lägre än 40 mm vp uppstår i ackumulatorn så rinner vatten från det undre vattenlåset in i ackumulatorn och vattenlåset öppnar. På grund av dimensioneringen har då så mycket vatten försvunnit att när övertryck åter uppstår så öppnar det undre vattenlåset redan vid 40 mm vp övertryck och sätter på detta sätt det övre vattenlåset ur spel. Om vatten kondenseras på vattenlåsets inre väggar kommer så småningom det undre vattenlåset att fyllas

upp och det övre vattenlåset får återigen avsedd funktion.

Konstruktionsfelet bör sakna betydelse om ångpannas gränser är rätt inställda samt om vatten kondenseras på väggarna i tillräcklig grad.



Figur 5.15 Vattenlåset i demonterat skick.

5.3 Styrutrustning

Eftersom inlagring av värme i ackumulatorn och uttag av värme till fjärrvärmenätet sker på fasta nivåer har styr- och reglersystemet kunnat göras mycket enkelt. Styrningen sker med enkla till och frånslag, som sker med utgångspunkt från temperaturer, som registreras av vissa Pt100-givare av konventionellt slag. Endast inlagring av solvärme styrs automatiskt. Övriga driftsfall kräver manuella omställningar.

Styrutrustningen är installerad i ett skåp på det nybyggda övre planet i solvärmecentralen. På skåpets framsida finns systemschema samt strömställare för manuell omställning av alla funktioner. Vidare finns ett visarinstrument för nivåindikering samt ett digitalt instrument för indikering av temperaturer i ackumulatorn vid vissa nivåer.



Figur 5.16 Styrskåpet på "solvärmeplanet"

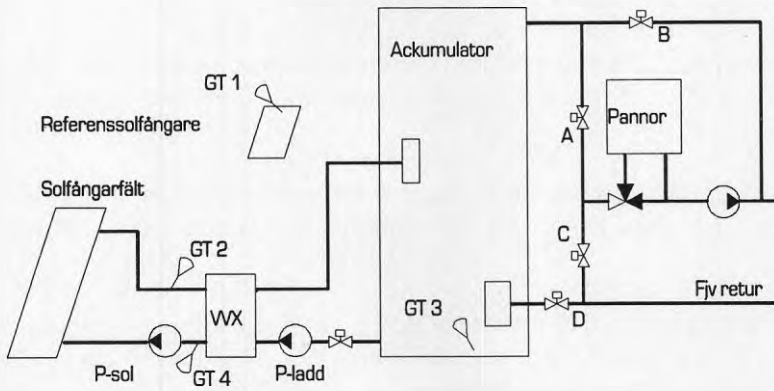
6. STYRNING

Flera driftsfall är möjliga för värmecentralen beroende på hur solvärme och ackumulator användes.

För solvärmeanläggningen gäller att antingen enbart solkretsen är igång eller att både sol- och laddkrets är igång.

För fjärrvärmesidan gäller att antingen förs ackumulatorvatten ut på nätet, eventuellt efter extra uppvärmning i befintliga pannor eller så användes ackumulatortanken för inlagring av värme från flispannorna. Ackumulatortanken kan även helt stängas av från fjärrvärmesidan.

I de sistnämnda driftsfallen kan solvärmeanläggningen vara igång under förutsättning att temperaturen i tanken inte blir för hög.



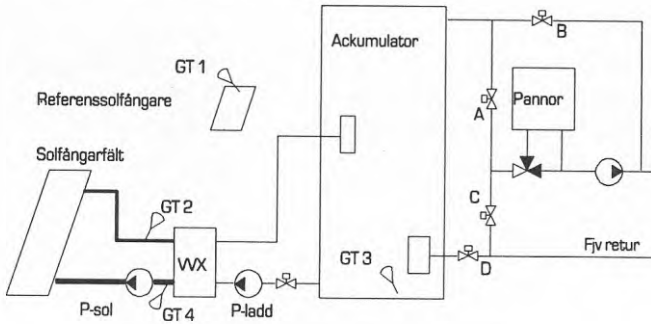
Figur 6.1 Översikt över styrsystemets givare.

6.1 Solvärme

På solvärmesidan kan antingen enbart solkretsen vara igång eller både solkrets och laddkrets beroende på temperaturer och solinstrålning.

Vid drift av solanläggningen styrs starten av solfångarkretsen av temperaturen på absorbatoren i en liten (ca 1 m²) referenssolfångare placerad på marken alldeles intill ackumulatortanken och riktad åt söder (GT1). Övriga givare, som användes för styrningen är GT2, som sitter i rörledningen från solfångaren, GT3, som sitter i botten av ackumulatortanken och GT4, som sitter i solkretsen efter värmeväxlaren.

6.1.1 Driftsfall 1, anvärmning av solfångarkretsen



Figur 6.2 Driftsfall 1, enbart solkretsen.

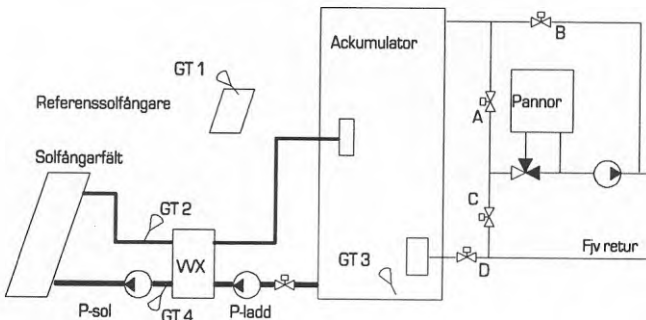
Solkretsen styrs på följande sätt:

Start pump P-sol: När temperaturen i referenssolfångaren (GT1) är högre än inställt värde ($40\text{ }^{\circ}\text{C}$), startar P-sol. Starttemperaturen är inställbar mellan 20 och $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Stopp pump P-sol: När temperaturen i referenssolfångaren är under inställt värde ($40\text{ }^{\circ}\text{C}$), stoppar P-sol. Stoptemperaturen är inställbar mellan 20 och $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Stopp högtemperatur: När temperaturen i solfångarkretsen uppmätt vid temperaturgivare GT4 är högre än inställt värde ($95\text{ }^{\circ}\text{C}$), stannar P-sol och larm utgår. Stoptemperaturen är inställbar mellan 80 och $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Återstart av P-sol tillåts igen när temperaturen vid GT4 är lägre än inställt värde ($80\text{ }^{\circ}\text{C}$). Denna återstarttemperatur är inställbar mellan 60 och $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.1.2 Driftsfall 2, ackumulering av solvärme



Figur 6.3 Driftsfall 2, solkrets och laddkrets.

Styrning av laddkretsen sker på följande sätt:

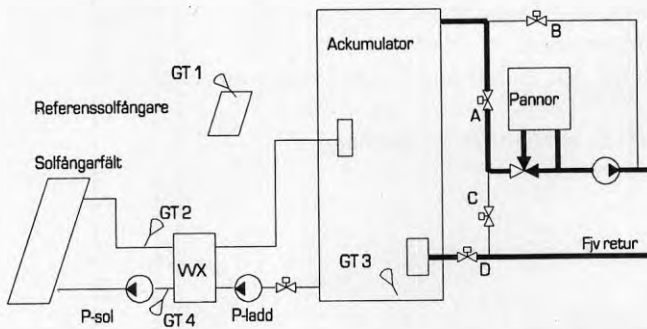
Start pump P-ladd: Pumpen P-ladd startas när temperaturen i solkretsen (GT2) är 4 °C (från början 2 °C) högre än temperaturen i botten av ackumulatortanken (GT3), dvs $GT2 = GT3 + 4$. Differenstemperaturen för start är inställbar mellan 0 och 10 °C.

Stopp pump P-ladd: När temperaturen i solfångarkretsen (GT2) och ackumulatortanken återigen är lika stoppar P-ladd. Differenstemperaturen för stopp är inställbar mellan 0 och 10 °C.

6.2 Fjärrvärme

På fjärrvärmesidan kan man ha tre olika driftsfall beroende på hur ackumulatortanken skall användas.

6.2.1 Driftsfall 3, leverans av solvärme till nät



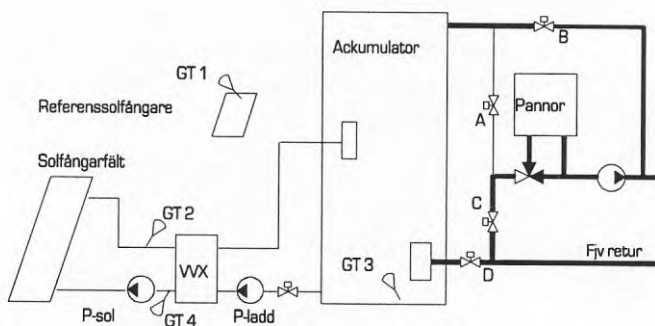
Figur 6.4 Driftsfall 3, urladdning av solvärme.

I detta driftsfall skall ventilerna A och D vara öppna och ventilerna B och C stängda. Det varma vattnet i ackumulatortanken förs ut på fjärrvärmenet, vanligtvis efter att det eftervärmats i någon av pannorna.

Detta driftsfall användes under hela året utom i undantagsfall.

6.2.2 Driftsfall 4, ackumulering av pannvärme

I det fall ackumulatortanken skall användas för inlagring av värme från pannorna stänges ventilen A och öppnas ventilerna B, C och D. Dessa omställningar måste göras manuellt. I detta läge går en del av fjärrvärmeflödet "baklänges" genom tanken.



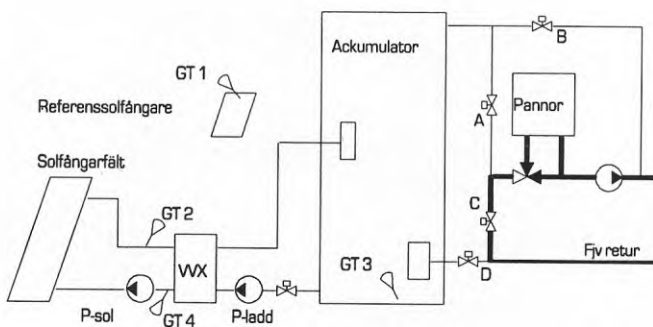
Figur 6.5 Driftsfall 4, inlagring av värme från pannorna.

Då den inlagrade energin skall utnyttjas görs åter en omställning varvid ventil A öppnas och ventilerna B och C stänges. Ventilen D berörs ej.

Detta driftsfall är tänkt för att möjliggöra en utjämnning av värmelasten vintertid. Genom att flispannorna får ladda ackumulatören under natten så finns det på morgonen värme upplagrad, som tillsammans med flispannorna kan klara den större morgonlasten.

Detta driftsfall har endast använts vid något enstaka tillfälle.

6.2.3 Driftsfall 5, ackumulatören avstängd



Figur 6.6 Driftsfall 5, ackumulatören avstängd.

Om så önskas kan ackumulatören isoleras från fjärrvärmenet. Detta kan vara nödvändigt om vattennivån är för låg i tanken eller om vattnet är syresatt och man inte önskar få ut detta i nätet.

Vintertid kan man stänga av ackumulatören för att inte allt fjärrvärmevatten skall gå genom den med de förluster, som då uppstår.

Reglersystemet ombesörjer att detta driftsfall erhålles automatiskt om vattennivån i tanken underskrider ca 20 m. Detta för att inte riskera att vattennivån blir lägre än det övre utloppet vid 19.5 m.

Driftsfallet erhålles om ventilerna A, B och D stänges samt ventil C öppnas.

7. DRIFT AV ANLÄGGNINGEN

I detta kapitel skall vi ta upp något om de problem, som uppstått under drift av solanläggningen, samt göra en uppskattning om hur anläggningen kommer att fungera i framtiden.

Anläggningen har under nästan hela mätperioden använts som en ren solvärmeanläggning. Under perioden 5-18 oktober 1990 ändrade man driftstrategi för att möjliggöra laddning av tanken med hjälp av flispannorna. I detta driftsfall användes flispannorna för inlagring av energi i tanken under natten varefter denna energi kan utnyttjas under morgontimmarna då effektbehovet är som störst.

Efter en natts uppladdning från flispannorna har vattnet i tanken emellertid inte uppnått sådan temperatur som är önskvärd varför detta driftsätt inte vidare har använts.

Dessutom krävs att ventiler ställs om manuellt på kvällen och på morgonen eftersom detta inte är automatiserat.

7.1 Läckage i solfångarfältet

Läckage har konstaterats såväl inne i solfångarna som i anslutningarna till de slangar, som finns mellan solfångarna.

Inne i några av solfångarna har glykolvatten runnit utefter absorbdatorytan. Om läckaget finns i de yttre slanganslutningarna och glykolvattnet rinner in i solfångaren eller om det är läckande lödningar inne i solfångaren har ej kunnat konstateras. Läckaget gör att absorbdatorytan missfärgas men aktuell area är så liten att anläggningens funktion knappast påverkas.

I slanganslutningarna mellan solfångarmodulerna finns ett närmast kontinuerligt läckage. Ca en gång per månad har man fått gå runt i fältet och dra åt dessa kopplingar.

Konstruktionen av kopplingarna och isoleringen med ytterhölje av aluminium fungerar inte så bra. På grund av solfångarnas rörelse, eller annan orsak, håller kopplingarna inte tätt någon längre tid och dessa är mycket svåra att komma åt för inspektion och åtgärd. Aluminiumplåten, som skyddar isoleringen, är svår att ta bort, ännu svårare att återställa. Kanske borde konstruktionen bestått av två halvor, som knäpps ihop.

Vidare har det förekommit läckage vid avstängningsventiler där förskruvningarna lossat.

Vid ett tillfälle förekom ett så stort läckage längst ut i en rad att glykolvattnet rann ned i kulverten varefter det erhöles larm om läckage i kulverten.

Läckaget har gjort att man fått fylla på extra glykolvatten. I april 1991 påfylldes 2000 liter glykolblandning i fältet. I maj 1992 konstaterar man att detta har läckt ut och man måste fylla på med nytt.

Påfyllningen av glykolvatten har inte varit helt problemfri. En ombyggnad av påfyllningsanordningen kommer därför att genomföras.

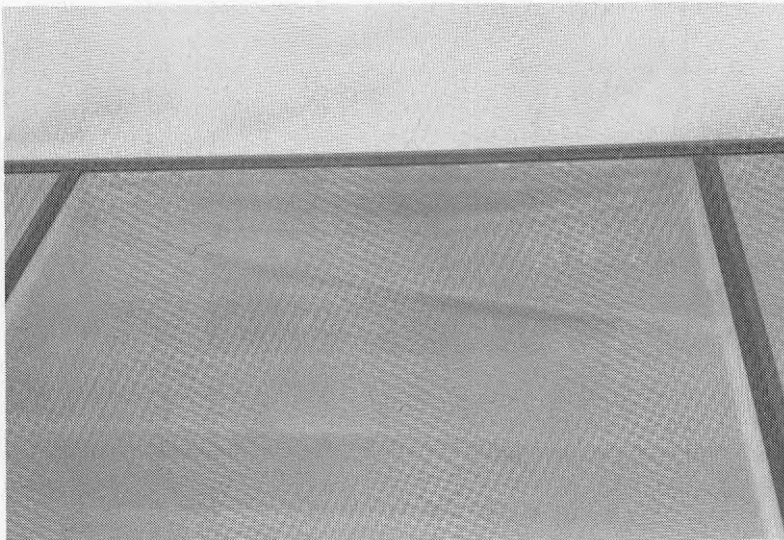
7.2 Luftning

Under den första driftsperioden fick anläggningen luftas regelbundet. Luft kan ha trängt in i systemet via läckande pumpackningar. Eventuellt kan också läckage i slangkopplingarna ha orsakat att luft trängt in i anläggningen då pumparna stått stilla och fältet svalnat.

7.3 Teflonfolien

Den teflonfolie, som finns inspänd mellan glaset och absorberytan, har lossnat i ett flertal solfångarmoduler. Detta visar sig på två olika sätt. I ca 2 % av alla moduler har folien lossnat 10-50 cm i ett av de övre hörnen varefter den vikt sig och ligger dubbel. Folien är inspänd vid solfångarens kortändar i profiler, som sitter fast på de vertikala fördelningsrören. Troligen har en bristning uppstått i inspänningen. De felaktiga solfångarna har reparerats av leverantören.

I ca 10 % av modulerna har folien blivit slak i övre delen av lådan vilket syns som att folien hänger i bågar överst i modulen. Detta påverkar troligen fältets funktion mycket måttligt och är därför mera ett estetiskt problem.



Figur 7.1 Solfångare med teflonfolie, som lossnat.

7.4 Flöde i solfångarkretsarna

Vid ett par tillfällen har konstaterats att flödet i solfångaranläggningen varit ojämnt.

Den 23 augusti 1990 gjorde Mätcentralen mätningar av ytemperaturen på utgående rör från var och en av de 44 solfångarraderna. Mätningarna utfördes med anläggningsgivare och värmeledande pasta. Temperaturen till fältet var ca 66 °C och från fältet ca 89 °C under mätperioden, som varade 1 h 40'.

Uttemperaturen från raderna var typiskt 81-84 °C men temperaturer på 95, 99, 101, 107 och 114 °C uppmättes vid några rader i bortre delen av fältet. Ett dånande ljud med smällar indikerade kokning i någon av raderna. Problemet påtalades för TeknoTerm för åtgärd.

23 oktober 1991 genomfördes återigen mätningar men denna gång med hjälp av en infraröd ytemperaturgivare. Yttemperaturerna på glasen närmast in och utlopp uppmättes. Solinstrålningen var vid tillfället ca 700 W/m² och fältet producerade energi.

Vid detta tillfälle konstaterades att fyra rader hade mycket höga glastemperaturer vilket indikerade lågt flöde. Det gick också att höra på flödesljudet i solfångarraderna att flödet var ojämnt fördelat.

Problemet påtalades och justering gjordes efter någon vecka av Värmeteknik i Falkenberg.

Det har inte gått att hitta någon förklaring till att flödet förändras i vissa rader.

7.5 Solfångarglas

Vid två tillfällen under mätperioden har man upptäckt krossade glas. Inte i något av fallen misstänker man sabotage eftersom man inte kan hitta stenar eller andra föremål i solfångaren och teflonfolien varit oskadad. En trolig orsak är spänningar i glasen tillsammans med värmerörelser hos solfångarmodulerna.

I båda fallen har leverantören bytt ut glasen som en garantiåtgärd.

7.6 Ackumulatortanken

I september 1990 erhöles vid några tillfällen larm om för låg vattennivå i tanken. Orsaken ansågs vara att nivån sjönk då tanken svalnade. Vid kontroll av Marintekniks montörer visade det sig att nivåindikatorn inte varit rätt injusterad. Detta åtgärdades den 2-4 oktober.

7.7 Ångpannan

Den ångpanna, som finns för att fylla volymen ovanför vattenytan med vattenånga för att på så sätt undvika syresättning av vattnet, fungerar inte tillfredsställande. Från och med juli 1991 har ångpannans katastrofskydd löst ut ibland flera gånger per dag. Problemet tycks vara att ångpannan ibland inte fylls upp med vatten på rätt sätt. Man har försökt med att strypa utsläppet av vattenånga för att på detta sätt styra uppfyllningen men detta har inte hjälpt. Man vet alltså fortfarande inte orsaken till att ångpannan inte fungerar tillfredsställande.

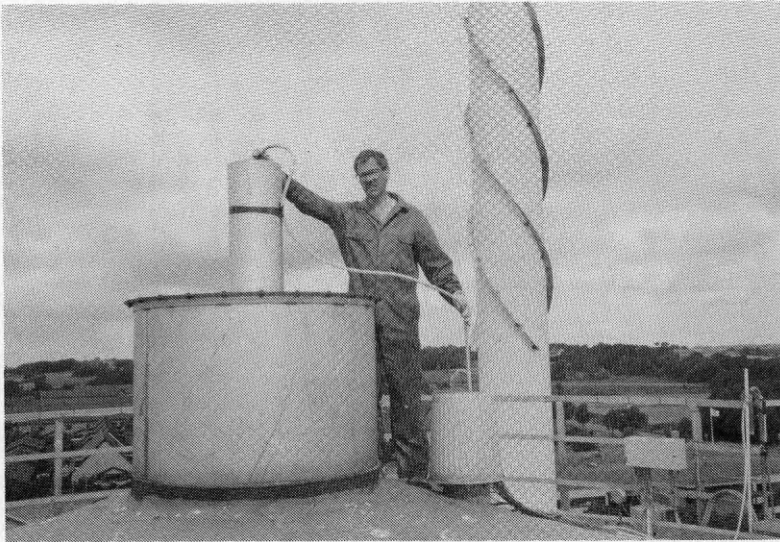
Ångpannans felaktiga funktion orsakar att vattnet i tanken syresätts. Stor risk finns därför att det så småningom uppstår rostskador i tanken samt i pannor och

fjärrvärmeledningarna.

7.8 Vattenlåset

Vattenlåset, som finns på toppen av tanken, skall medge att vattenvolymen förändras. Då vattenvolymen ökar och ett övertryck bildas öppnar vattenlåset och vattenånga släpps ut. Låset öppnar även vid ett visst undertryck men detta skall normalt inte uppstå eftersom det finns en ångpanna, som skall hålla utrymmet ovanför vattenytan fyllt med mättad vattenånga av ett visst övertryck.

Eftersom vattnet syresätts i tanken har frågan väckts huruvida vattenlåset fungerar på rätt sätt.



Figur 7.2 Författaren fyller på vatten i vattenlåset.

Det är i dag omöjligt att se om det finns vatten i vattenlåset. Låset är så konstruerat att om vattenånga släpps ut så skall den kondenseras och rinna tillbaka ned i vattenlåset och på så sätt hålla rätt nivå i detta. Om så verkligen sker går ej att avgöra eftersom man inte kan se in i vattenlåset. TeknoTerm har nu lovat att montera in en inspektionslucka i vattenlåset för att möjliggöra inspektion.

I augusti 1992 monterade Mätcentralen isär vattenlåset för inspektion. Vattennivån var vid detta tillfälle mycket låg varför vattenlåset inte kunde fungera på avsett sätt. Uppenbarligen kan inte den normala kondensationen på låsets innerväggar upprätthålla rätta vattennivåer.

7.9 Fjärrvärmesystemets cirkulationspumpar

Eftersom man i abonnentcentralerna har bytt ut de flesta trevägsventilerna mot tvåvägsventiler så medför detta att flödet i kretsen stryps då energibehovet minskar. Detta gör att den normala cirkulationspumpen i fjärrvärmekretsen har för stor effekt och kaviterar. Önskemålet vore att denna pump skulle kunna varvvalsregleras. Tills vidare löser man problemet genom att manuellt skifta till en pump med lägre kapacitet.

7.10 Gräsklippning

Gräs och i viss mån busksly kan snabbt växa upp mellan solfångarraderna. I Falkenberg är raderna ordnade så att en gräsklippare kan användas för att hålla tillbaka växtligheten.



Figur 7.3 Gräs och buskar växer snabbt upp mellan solfångarraderna.

Hittills har man emellertid endast använt sig av röjsåg för att ta bort mindre buskar och busksly. Mot slutet av säsången är det vanligt att högt gräs och mindre buskar skymmer en mindre del av solfångarnas area.

7.11 Underhåll

Man kan nu se att anläggningen i framtiden kommer att behöva ett underhåll, som är något större än förväntat. Troligen kommer teflonfolien att fortsätta att lossna i en del av solfångarna och läckage kommer att uppstå i slanganslutningarna allteftersom solfångarna rör sig. Vidare behövs ständig tillsyn av ångpannan och kontroll av vattnets syrehalt.

Under åren 1990 och 1991 uppskattar man tiden för manuellt underhåll till ca 100 timmar per år. Denna tid användes till läcksökning, åtdragning av kopplingar, åtgärder vid ångpannan mm. Det finns anledning att tro att det kommande underhållsbehovet kommer att vara i samma storleksordning.

8. MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA

Inför utvärderingen har Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola genomfört mätningar sedan januari 1990. Utvärderingen omfattar perioden 1990-01-05 till 1991-12-31. Mätningarna har dock pågått t o m 1992-11-30 eftersom vissa problem i undercentralerna åtgärdades först under vintern 1992 och vi var angelägna att följa utvecklingen.

Mätprogrammet har utformats så att det skall likna mätprogrammet från Nykvarn etapp 1 så mycket som möjligt. Avsikten med detta är att på ett enkelt sätt möjliggöra jämförelser mellan de båda fälten. Mätprogrammet har dock förenklats avsevärt i förhållande till det, som användes i Nykvarn. Detta har gjorts för att undvika stora mängder av data, som inte kommer till användning.

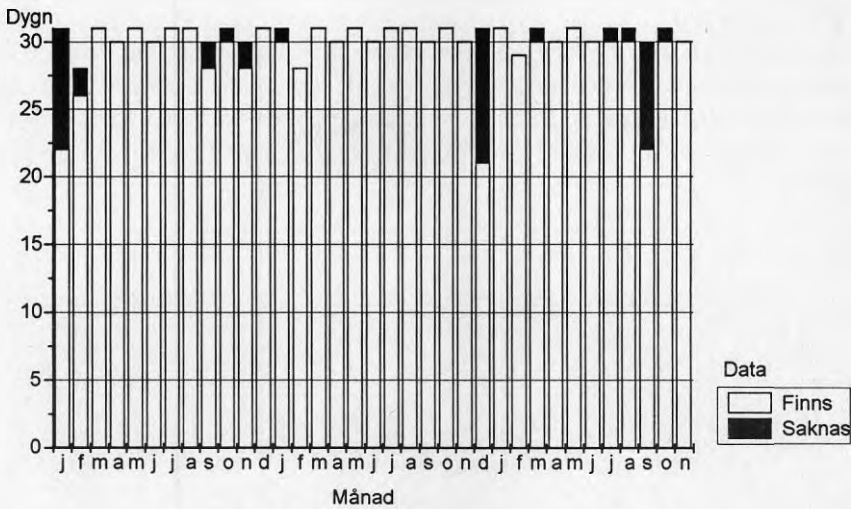
Mätningarna baserar sig på data från 57 givare. Data från dessa givare insamlas var annan minut med hjälp av en mät dator och ett flertal storheter beräknas. Varje timma genomförs en omfattande datareduktion vilken ger upphov till att 87 storheter lagras på mät datorns skivminne. Varje dygn ger upphov till en dygnsdatafil innehållande 24 registreringar med timdata. Alla data överföres till Mätcentralen via telefon minst en gång per vecka.

En redogörelse för mätutrustning, givare och mätteknik finns i bilaga 2, där den intresserade kan få en mer ingående inblick i hur arbetet har genomförts.

Mätningarna omfattar

- Total solinstrålning mot solfångarnas plan samt utomhustemperatur.
- Solvärme till ackumulatorn, värme från ackumulator samt värme levererad ut på fjärrvärmenätet.
- Status och drifttider för samtliga driftsfall.
- Värmebärartemperaturer vid in- och utlopp till solfångarfältet, värmeväxlaren, ackumulatorn, pannorna och fjärrvärmenätet.
- Temperaturer på 23 olika nivåer i ackumulatortanken samt på 3 nivåer i var och en av de två inloppsdyssorna.

Mät dator med tillhörande mätinstrument har varit placerade i ett skåp inne i panncentralen. Temperaturer omkring 45 °C har varit vanliga i skåpet trots att det varit ventilerat med hjälp av en fläkt. Damm och andra sotpartiklar har också letat sig in i skåpet och lagt sig som ett tunt, svart skikt över utrustningen. Trots detta har datatillgängligheten varit mycket hög under både den officiella mätperioden fram t o m 92-12-31, som efter denna, se figur 8.1.



Figur 8.1 Mätinsamlingssystemets tillgänglighet, 1990 -1992.

Mätningarna påbörjades 90-01-05 vilket förklarar fyra av de saknade dagarna i början av mätperioden. Under hösten 1990 hade vi problem med skivminnet vilket orsakade några dagars borttappade data. Data för 1 januari 1991 saknas på grund av operatörsfel. Största databortfallen finns i december 1991 och i september 1992 då data för 10 respektive 8 dagar saknas. Även i dessa fall orsakades bortfallet av ett krånglande skivminne.

Man kan konstatera att under sommarhalvåret, som ju är de mest intressanta i ett solenergiprojekt av den här typen, har mätutrustningen fungerat mycket tillfredsställande.

8.1 Givarproblem

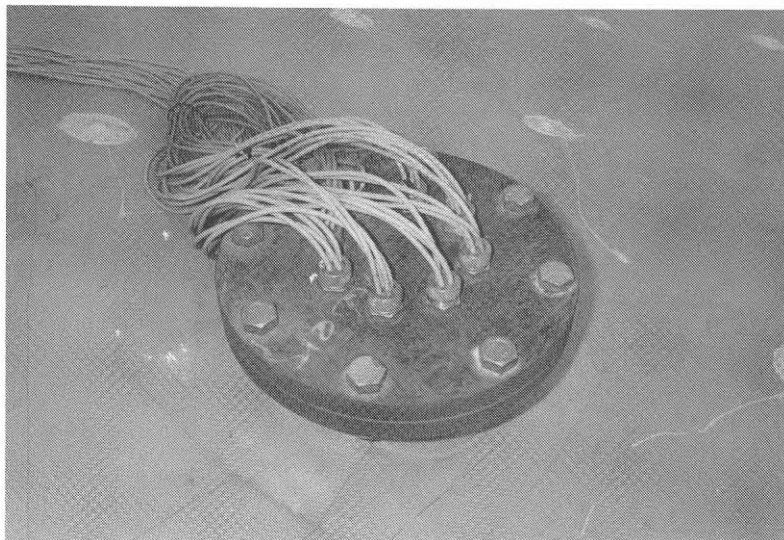
8.1.1 Tanktemperaturer

De givare, som användes i projektet redovisas i bilaga 2. Här skall endast redovisas en del problem, som några av givarna orsakade i början av mätperioden.

För att kunna studera vattenrörelserna i och kring inloppsdyorna installerades tre temperaturgivare i vardera dysan, en högst upp, en mitt för inloppet och en längst ned i dysan. Denna installation utfördes under tiden tanken byggdes. Då tanken var klar och vattenfylld installerades en temperaturkedja med 23 givare koncentriskt i tanken. Givarna ger möjlighet till studium av dysornas funktion samt vattnets temperaturskiktning.

Dessa givare var kapslade i 6 mm skyddsror av rostfritt stål. Den silikonkabel, som användes, var instucken i hylsan och fastklämd i denna för bästa tätning.

Redan efter ett par månaders mätning observerades att samtliga givare visade mellan 0,2 och 1,0 °C för låga värden. En kontroll visade att det fanns ett överslag mellan givarna och tankens vatten, dvs att vatten hade trängt in i givarna. Då temperaturkedjan lyftes upp och demonterades kunde vi konstatera att det fanns vatten inne i kablarna. Det varma vattnet har alltså diffunderat in genom silikonkabeln och därefter transporterats längs med kabeln in i givarens skyddshylsa.

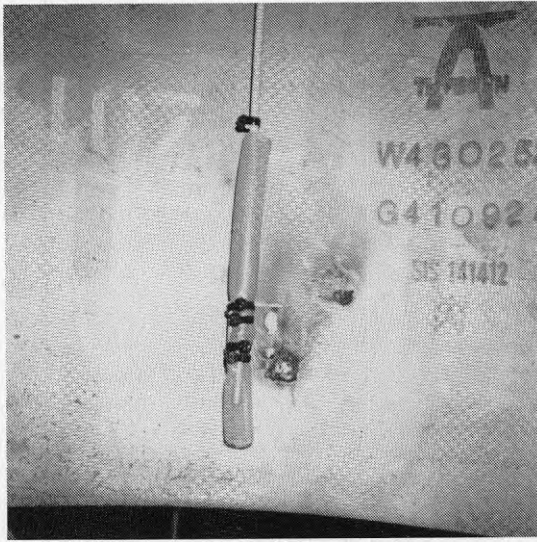


Figur 8.2 Givarnas kablage vid genomföringen i en rörstuds på tankens topp.

Efter en omfattande utredning tillsammans med Pentronic AB, som levererat givarna, tillverkades en ny temperaturkedja där "kablarna" består av mantlar av 3 mm rostfritt stål rör i vilka de fyra ledarna ligger inbakade i aluminiumoxid. Längst ut har givarelementet stuckits in i mantelröret på så sätt att anslutningarna sitter utåt. Efter det att givarna har anslutits till ledarna har manteln svetsats igen vilket medför att samtliga givare är helkapslade hela vägen ned i tanken (se figur B 2.3 och B 2.4). Pentronic AB var mycket tillmötesgående och tillverkade dessa givare utan kostnad för projektet.

Den nya temperaturkedjan installerades 90-05-15 och har sedan dess fungerat utmärkt. En givare (TT3.11, 9 m från botten) har emellertid skadats och används därför inte. Troligen har svetsningen inte varit helt tät utan vatten har haft en möjlighet att tränga in i givaren.

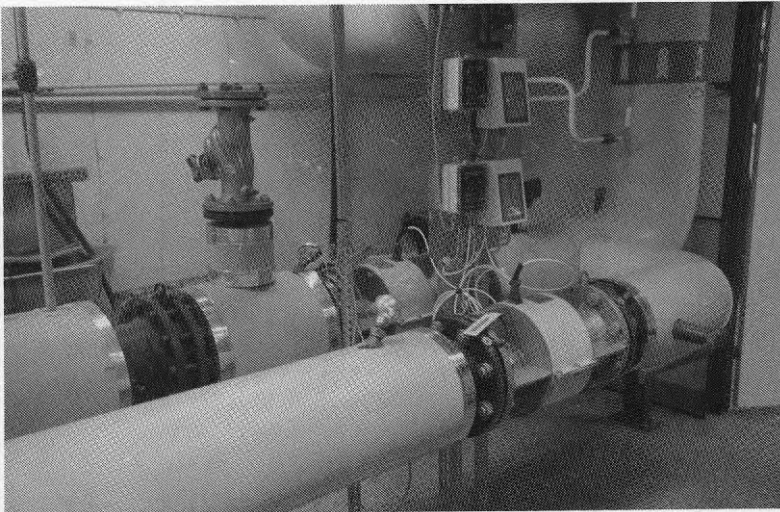
De givare, som sitter i dysorna, har inte kunnat bytas ut eftersom de är fast monterade i tanken. Dysornas funktion kunde dock studeras innan givarfelen uppstod och att givarna därefter visat för låga värden har därför inte utgjort något problem.



Figur 8.3 Temperaturgivare i en av inloppsdysorna.

8.2 Flöde i fjärrvärmekretsen

Mätcentralen installerade inte någon separat flödesmätare för mätning av flödet ut från fjärrvärmeverket eftersom möjlighet fanns att utnyttja befintliga flödesmätare.



Figur 8.4 Energiverkets Cloriusmätare användes för registrering av utgående flöde och energier.

Dessa består av två stycken Clorius Combimeter Flowline H (DN 100), monterade i två parallella rör varav det ena är avstängt under den del av året då flödet inte är så stort. Avsikten med detta är att öka mätnoggrannheten.

Under samtliga driftsfall, utom det där man laddar tanken med värme från pannorna (flödet går "baklänges" i tanken) eller då tanken är avstängd, är flödet i fjärrvärmekretsen detsamma som flödet in i ackumulatortanken. Hela fjärrvärmeflödet har därför fr o m 90-03-21, då tanken kopplades in, passerat genom tanken och dess flödesmätare utom under perioderna 90-09-04 - 90-09-09 då tanken var avstängd och 90-10-05 - 90-10-18 då tanken laddades från pannorna och flödet därmed gick "baklänges" samt under perioden 92-02-01 - 92-02-16 då Mätcentralen genomförde ett avsvältningsprov.

Vi kunde redan från början konstatera att den befintliga Cloriusmätaren, som sitter i huvudgrenen, visade för låga värden i förhållande till den nykalibrerade och nyinstallerade Krohnemätaren, som sitter i inloppet till tanken. Felet var flödesberoende och i storleksordningen 6 - 8,5 % för litet värde vid höga flöden. Cloriusmätaren i parallellkretsen visade dock inom +/- 1,0 % av Krohnemätarens flöde. 90-09-27 stannade Cloriusmätaren i huvudgrenen och blev reparerad först 90-11-15.

Efter reparationen visade denna mätare emellertid för höga flöden. Detta åtgärdades först 91-11-21. Efter detta visar de båda Cloriusmätarna inom +/- 1,0 % av värdet avläst på Krohnemätaren.

För att säkerställa goda flödes- och energidata för värme levererad från värmecentralen har vi därför fram till 91-11-21 använt oss av Mätcentralens Krohnemätare vid beräkningarna. Under de perioder då denna inte varit aktiv har vi korrigerat med faktorer, som erhållits ur den felvisning vi kunnat dokumentera.

8.3 Energi från solfångarna

Redan i början erhöles från solfångarna energier, som var lägre än förväntat. För att säkerställa att detta inte berodde på fel i mätgivarna kalibrerades laddkretsens flödesmätare, de båda temperaturgivarna samt den på tanktoppen monterade pyranometern.

Flödesmätaren FT2.01 (se bilaga 2) kalibrerades hos Göteborgs Mätarservice 89-05-23 innan den installerades i anläggningen samt 91-02-21 efter ungefär ett års drift. I båda fallen låg felet vid aktuellt flöde inom +/- 0,5 % av verkligt flöde, dvs den onoggrannhet som angivits av fabrikanter.

Temperaturgivarna TT1.04 före och TT1.05 efter solfångarna samt TT2.03 från tank och TT2.05 till tank kontrollerades i vattenbad tillsammans med referensgivare. Alla givarna låg inom 1/10 DIN, dvs +/- 0,03 °C.

Pyranometern av typ Kipp & Zonen, CM11, hade använts i Nykvarnprojektet innan den installerades på sin plats högst upp på tanken i Falkenberg. Innan den installerades kalibrerades den vid Statens Provningsanstalt, 89-10-05. Kalibreringsprotokollet därifrån visar att givarkonstanten inte hade förändrats under den tid pyranometern använts i Nykvarn. Det finns därför ingen omedelbar anledning att givarkonstanten skulle ha förändrat sig under mätningarna i Falkenberg.

8.4 Mätningarnas onoggrannhet

Med utgångspunkt från kalibreringsdata samt vår uppföljning av systemet kan vi ange onoggrannheten i absoluttemperaturmätningarna till $\pm 0,1$ °C. Flödesmätningarna till- och från tanken har onoggrannheten $\pm 0,5$ %. Det korrigerade flödet i fjärrvärmekretsen har uppskattningsvis en onoggrannheten mindre än $\pm 1,0$ %. Pyranometern har enligt SP en onoggrannhet på $\pm 3,0$ % momentant.

Onoggrannheten i energin från solfångarna har maxfelsberäknats till $\pm 1,0$ % medan onoggrannheten i beräknad energi från tanken till fjärrvärmenätet vid ett typiskt sommar driftsfall ($\Delta t = 5$ °C och flöde = $80 \text{ m}^3/\text{h}$) är bättre än $\pm 2,0$ %.

Onoggrannheten i energin från fjärrvärmeverket ut till abonnenterna uppskattas till $\pm 3,0$ %.

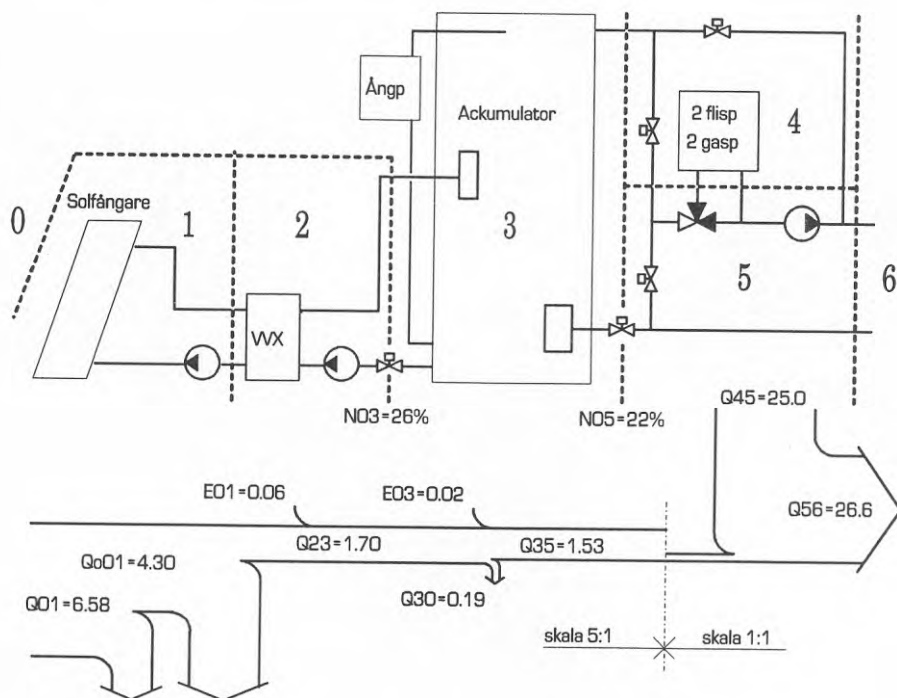
9. DRIFTSRESULTAT

Solvärmecentralen i Falkenberg har under 3-årsperioden 900101 - 921231 genomsnittligt per år levererat 1.53 GWh solvärme till fjärrvärmenätet. Detta motsvarar 0.28 MWh per kvadratmeter solfångare. Om hänsyn togs till förbrukad elenergi, 0.08 MWh, blir nettoenergin 1.45 GWh. Detta motsvarar 5.5 % av den totala fjärrvärmelasten, som genomsnittligt för perioden var 26.6 GWh. Den totala instrålningen mot solfångarna var samtidigt 6.58 GWh (1.20 MWh/m²).

De storheter, som användes i detta avsnitt, finns definierade i bilaga 4.

9.1 Översikt

I figur 9.1 finns de viktigaste energiflödena i anläggningen redovisade som årsmedelvärden för treårsperioden 900101 - 921231.



Figur 9.1 Energiflöden i GWh genom produktionsanläggningen i Falkenbergs fjärrvärmesystem. På gränserna mellan delsystemen anges en verkningsgrad, som anger hur stor andel av den mot solfångaren instrålade energin, som når gränsen ifråga. Medelvärdet av solinstrålningen under de tre mätåren var något högre än för ett normalår.

Under dessa tre år träffas solfångarna i genomsnitt av 6.58 GWh solstrålning per år. Mer än en tredjedel av denna strålning faller in med så låg intensitet att solfångarkretsen inte förmår utnyttja den för att ladda ackumulatorn. Av de 4.30 GWh, som återstår, överföres 1.70 GWh till ackumulatorn med en genomsnittlig temperatur av 63.5 °C (energiviktat medelvärde). Detta innebär att ca 26% av instrålad energi överföres till ackumulatorn i form av värme, resten är förluster.

Energi tillföres också i form av el till pumpar och ångpanna. Det mesta av detta kommer ackumulatorvattnet till godo.

Från ackumulatorn matas 1.53 GWh ut på nätet med en genomsnittlig temperatur av 59.2 °C. Temperaturen sjunker alltså med ca 4.3 °C i lagret. Pannorna levererar genomsnittligt 25.0 GWh till fjärrvärmenätet. Pumpar o d kräver 0.08 MWh , vilket medför att under denna treårsperiod är andelen solvärme 5.5%.

Solfångarkretsens funktion beskrivs i avsnitt 9.2. Där presenteras mätresultaten i form av månadsvärden, dagsvärden och timvärden. Gängse diagramtyper användes för att underlätta jämförelsen med tidigare utvärderade solprojekt.

Driftresultaten för anläggningen redovisas i översiktlig form med hjälp av tre uppsättningar tabeller och diagram avseende åren 1990, 1991 och 1992. Man bör observera att juni månad 1991 var mycket solfattig och att sommaren 1992 var ovanligt solrik. Vid jämförelse med data från SMHI:s station i Göteborg finner man att 1990 överensstämmer bra med ett normalår ur solsynpunkt. 1991 har också en solinstrålning, som under ett normalår, men instrålningen är något annorlunda fördelad under året. Instrålningen under 1992 var något högre än för ett normalår. De i ovanstående energiflödesdiagram redovisade medelvärdena för treårsperioden kan därför antas vara representativa för ett år något bättre än ett normalår.

"Input-output"-diagrammen visar nyttiggjord energi som funktion av instrålad energi för vart och ett av de tre mätåren. Diagram finns för två klasser av övertemperaturer samt för samtliga data under hela mätperioden.

Temperaturförhållandena i solfångarkretsen och laddkretsen redovisas i form av varaktighetsdiagram. Diagrammen omfattar endast mätåret 1991 men ger trots det en god uppfattning om anläggningens funktion.

Akkumulatorns funktion presenteras i avsnitt 9.3. Där redogörs för temperaturskiktningen i tanken samt för dysornas funktion vid inlagring av värme.

Energileveranserna till fjärrvärmenätet behandlas i avsnitt 9.4

9.2 Solfångarkrets och laddkrets

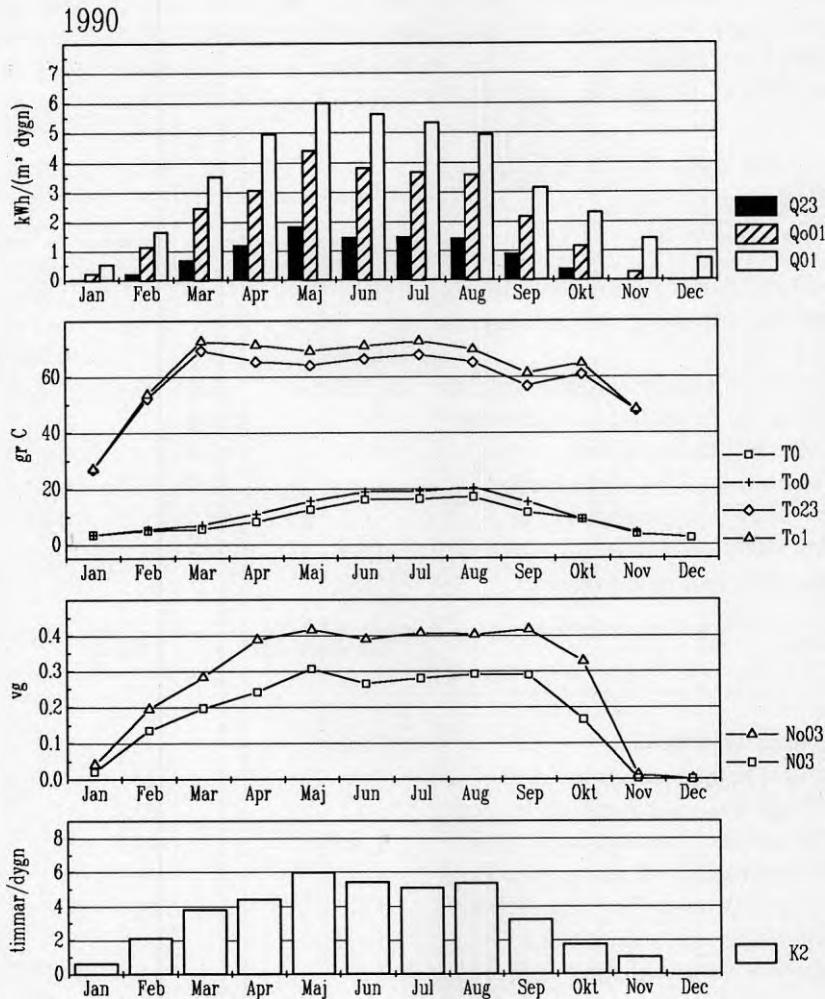
Solfångarkretsen har inte fungerat helt problemfritt, men de problem, som funnits, har inte medfört att solvärmeanläggningen behövt stängas av. Solfångarna har därför levererat värme till ackumulatorn under hela mätperioden. Den levererade energin har emellertid inte varit så hög, som förväntats och den termiska verkningsgraden för solfångarfältet har hela tiden legat under leverantörens garantikurva.

Nedanstående tabeller och diagram visar anläggningens funktion för vart och ett av de tre mätåren.

Tabell 9.1 Driftresultat för solvärmecentralen i Falkenberg för perioden januari 1990 t o m december 1990. Vid beräkning av årsvärden har saknade värden ersatts med medelvärdet för övriga dygn under månaden. Inga dygn saknas under solvärmesäsongen. 1990 var ur solsynpunkt likvärdigt med ett normalår.

Storhet	Beteckning	GWh	MWh/m ²
Total solinstrålning mot solfångaren	Q01	6.77	1.23
Total solinstrålning mot solfångaren under drift	Qo01	4.38	0.80
Insamlad solvärme till ackumulatorn	Q23	1.63	0.30
Driftsel för insamling av solvärme	E01	0.05	0.01
Driftsel till ackumulatorn	E03	0.01	0.00
Värmeförlust från ackumulatorn	Q30	0.23	0.05
Värme från ackumulatorn	Q35	1.41	0.26
Värme från pannorna	Q45	22.9	
Värme till fjärrvärmenätet	Q56	24.3	

Storhet	Beteckning	Värde	
Utomhustemperatur	T0	9.2	°C
Utomhustemperatur under drift	To0	14.4	°C
Solfångarnas temperatur under drift	To1	67.5	°C
Solfångarnas övertemp under drift	Tdo01	53.1	°C
Solvärmens temp före värmväxlare	Te12	71.2	°C
Solvärmens temp före ackumulator	Te23	66.1	°C
Temperatur efter ackumulator	Te35	61.7	°C
Temp hos värme till fjärrvärmenätet	Te56	68.7	°C
Solfångarkretsens totalverkningsgrad	N03	24	%
Solfångarkretsens verkningsgrad under drift	No03	37	%
Solvärmecentralens verkningsgrad	N05	20	%
Solfångarkretsens drifttid	K2	1191	h
Andel solvärme	N9	5.6	%

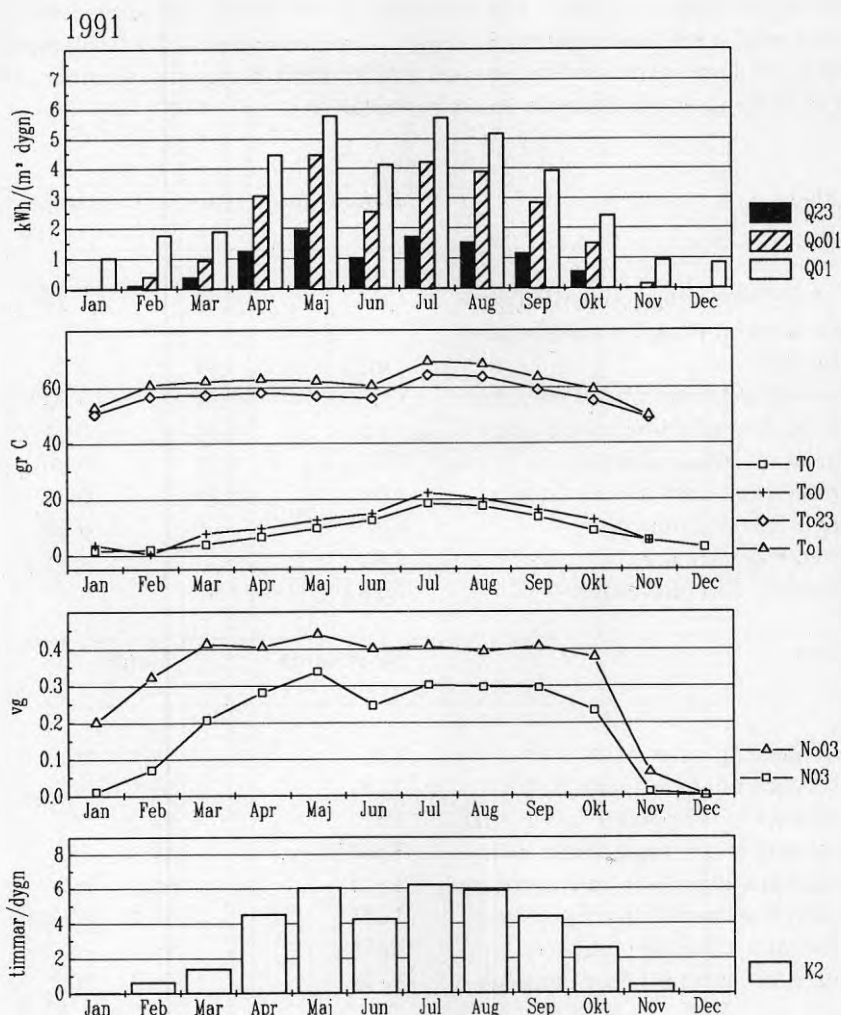


Figur 9.2 Översikt över solfångar/laddkretsens funktion 1990. Månadsmedelvärden av dygnsvärden. Diagram 1 visar total solinstrålning, Q01, solinstrålning under drift, Qo01, och insamlad solvärme, Q23. Diagram 2 visar utomhustemperaturen, T0, samt tre temperaturer under drift, nämligen utomhustemperaturen, To0, solfångarfältets arbetstemperatur, To1, och laddkretsens arbetstemperatur, To23. Diagram 3 visar solfångarkretsens totalverkningsgrad, N03, och dess verkningsgrad under drift, No03. Diagram 4 visar solfångarkretsens dagliga drifttid, K2.

Tabell 9.2 Driftresultat för solvärmecentralen i Falkenberg för perioden januari 1991 t o m december 1991. Vid beräkning av årsvärden har saknade värden ersatts med medelvärdet för övriga dygn under månaden. Inga dygn saknas under solvärmesäsongen. 1991 var ur solsynpunkt jämförbart med ett normalår men med en fördelning, som något avviker från normalårets.

Storhet	Beteckning	GWh	MWh/m ²
Total solinstrålning mot solfångaren	Q01	6.40	1.16
Total solinstrålning mot solfångaren under drift	Qo01	4.06	0.74
Insamlad solvärme till ackumulatorn	Q23	1.64	0.30
Driftsel för insamling av solvärme	E01	0.07	0.01
Driftsel till ackumulatorn	E03	0.01	0.00
Värmeförlust från ackumulatorn	Q30	0.15	0.04
Värme från ackumulatorn	Q35	1.51	0.28
Värme från pannorna	Q45	26.0	
Värme till fjärrvärmenätet	Q56	27.5	

Storhet	Beteckning	Värde	
Utomhustemperatur	T0	8.2	°C
Utomhustemperatur under drift	To0	15.2	°C
Solfångarnas temperatur under drift	To1	63.8	°C
Solfångarnas övertemp under drift	Tdo01	48.6	°C
Solvärmens temp före värmväxlare	Te12	66.5	°C
Solvärmens temp före ackumulator	Te23	61.3	°C
Temperatur efter ackumulator	Te35	57.2	°C
Temp hos värme till fjärrvärmenätet	Te56	67.9	°C
Solfångarkretsens totalverkningsgrad	N03	26	%
Solfångarkretsens verkningsgrad under drift	No03	40	%
Solvärmecentralens verkningsgrad	N05	22	%
Solfångarkretsens drifttid	K2	1123	h
Andel solvärme	N9	5.2	%

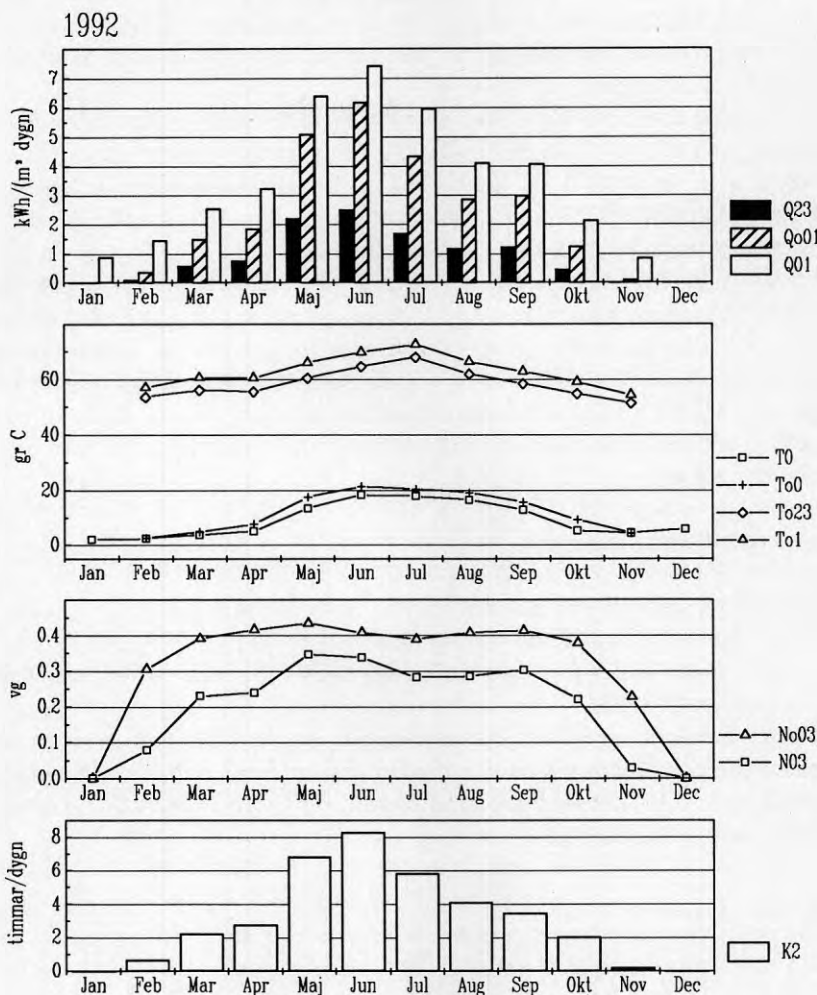


Figur 9.3 Översikt över solfångar/laddkretsens funktion 1991. Månadsmedelvärden av dygnsvärden. Diagram 1 visar total solinstrålning, Q01, solinstrålning under drift, Qo01, och insamlad solvärme, Q23. Diagram 2 visar utomhustemperaturen, T0, samt tre temperaturer under drift, nämligen utomhustemperaturen, To0, solfångarfältets arbetstemperatur, To1, och laddkretsens arbetstemperatur, To23. Diagram 3 visar solfångarkretsens totalverkningsgrad, N03, och dess verkningsgrad under drift, No03. Diagram 4 visar solfångarkretsens dagliga drifttid, K2.

Tabell 9.3 Driftresultat för solvärmecentralen i Falkenberg för perioden januari 1992 t o m december 1992. Vid beräkning av årsvärden har saknade värden ersatts med medelvärdet för övriga dygn under månaden. Under solsäsongen saknas ett dygn under vardera juli och augusti samt 8 dygn i september. 1992 var ur solsynpunkt något bättre än ett normalår.

Storhet	Beteckning	GWh	MWh/m ²
Total solinstrålning mot solfångaren	Q01	6.58	1.20
Total solinstrålning mot solfångaren under drift	Qo01	4.47	0.81
Insamlad solvärme till ackumulatorn	Q23	1.82	0.33
Driftsel för insamling av solvärme	E01	0.06	0.01
Driftsel till ackumulatorn	E03	0.02	0.00
Värmeförlust från ackumulatorn	Q30	0.18	0.04
Värme från ackumulatorn	Q35	1.66	0.30
Värme från pannorna	Q45	26.2	
Värme till fjärrvärmenätet	Q56	27.9	

Storhet	Beteckning	Värde	
Utomhustemperatur	T0	8.9	°C
Utomhustemperatur under drift	To0	16.5	°C
Solfångarnas temperatur under drift	To1	66.2	°C
Solfångarnas övertemp under drift	Tdo01	49.7	°C
Solvärmens temp före värmväxlare	Te12	68.6	°C
Solvärmens temp före ackumulator	Te23	63.1	°C
Temperatur efter ackumulator	Te35	58.7	°C
Temp hos värme till fjärrvärmenätet	Te56	66.8	°C
Solfångarkretsens totalverkningsgrad	N03	28	%
Solfångarkretsens verkningsgrad under drift	No03	41	%
Solvärmecentralens verkningsgrad	N05	24	%
Solfångarkretsens drifttid	K2	1116	h
Andel solvärme	N9	5.7	%



Figur 9.4 Översikt över solfångar/laddkretsens funktion 1992. Månadsmedelvärden av dygnsvärden. Diagram 1 visar total solinstrålning, Q01, solinstrålning under drift, Qo01, och insamlad solvärme, Q23. Diagram 2 visar utomhus-temperaturen, T0, samt tre temperaturer under drift, nämligen utomhus-temperaturen, To0, solfångarfältets arbetstemperatur, To1, och laddkretsens arbetstemperatur, To23. Diagram 3 visar solfångarkretsens totalverkningsgrad, N03, och dess verkningsgrad under drift, No03. Diagram 4 visar solfångarkretsens dagliga drifttid, K2.

Ca 1/3 av solinstrålningen infaller med så låg energi att det inte kompenseras för värmeförlusterna i solfångarna. Temperaturen blir därför inte tillräckligt hög för att anläggningen skall starta. I de övre diagrammen i figurerna 9.2, 9.3 och 9.4 kan man se hur stor del av den instrålade energin, som överförs till tanken i form av värme.

Solfångarkretsen arbetar under sommarhalvåret med en medeltemperatur mellan in- och utlopp på ca 69 °C (Te12). Motsvarande medeltemperatur efter värmeväxlaren är drygt 5 °C lägre (Te23). Dessa temperaturer är beräknade med utgångspunkt från s k energiviktade medelvärden vilket innebär att de bäst representerar perioder med hög energiomsättning.

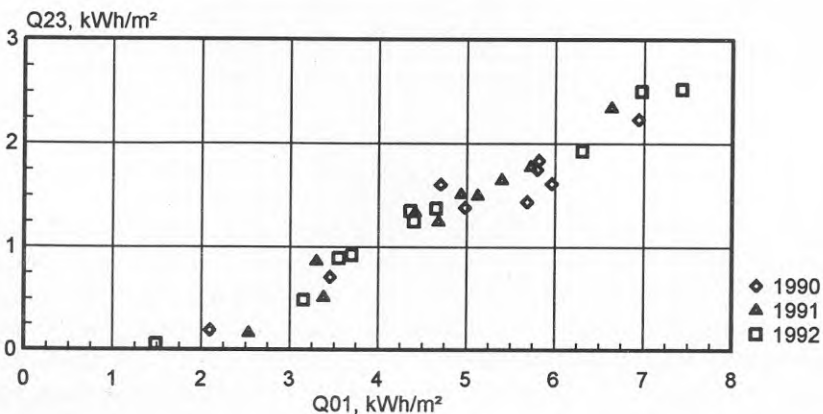
I tredje diagrammet uppifrån i figurerna 9.2 till 9.4 kan man se att det är stor skillnad mellan verkningsgraden då solfångaren verkligen är i drift eller sett som ett medelvärde över hela dygnet. Verkningsgraden för solanläggningen räknat som förhållandet mellan energi levererad till ackumulatorm och instrålad energi var 24-26% medan motsvarande verkningsgrad för perioder med drift var 37-41%. Verkningsgraden har av olika orsaker förbättrats något för vart och ett av de tre mätåren.

9.2.1 'Input-Output-diagram'

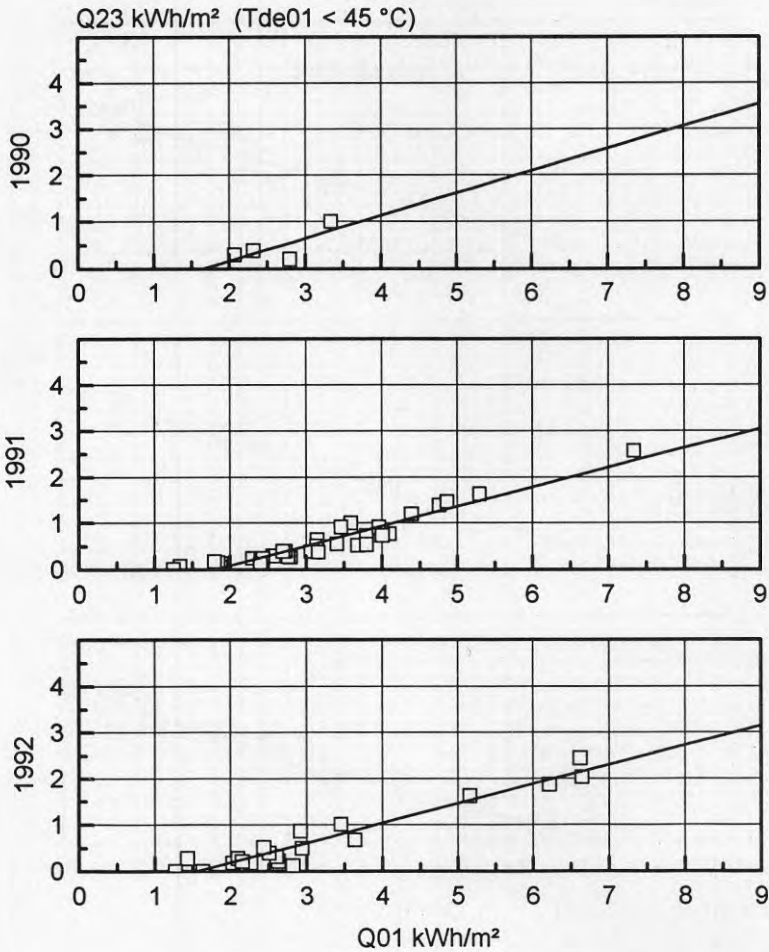
Solfångare, som arbetar med konstanta temperaturförhållanden, uppvisar ett praktiskt taget linjärt samband mellan insamlad solvärme, Q23, och solinstrålning, Q01. Detta gäller för både korta tider samt för medelvärden över längre tider (Perers et al 1985).

Nedanstående diagram är ett input-output-diagram för hela mätperioden. Man kan ana det linjära sambandet mellan ackumulerad och instrålad energi.

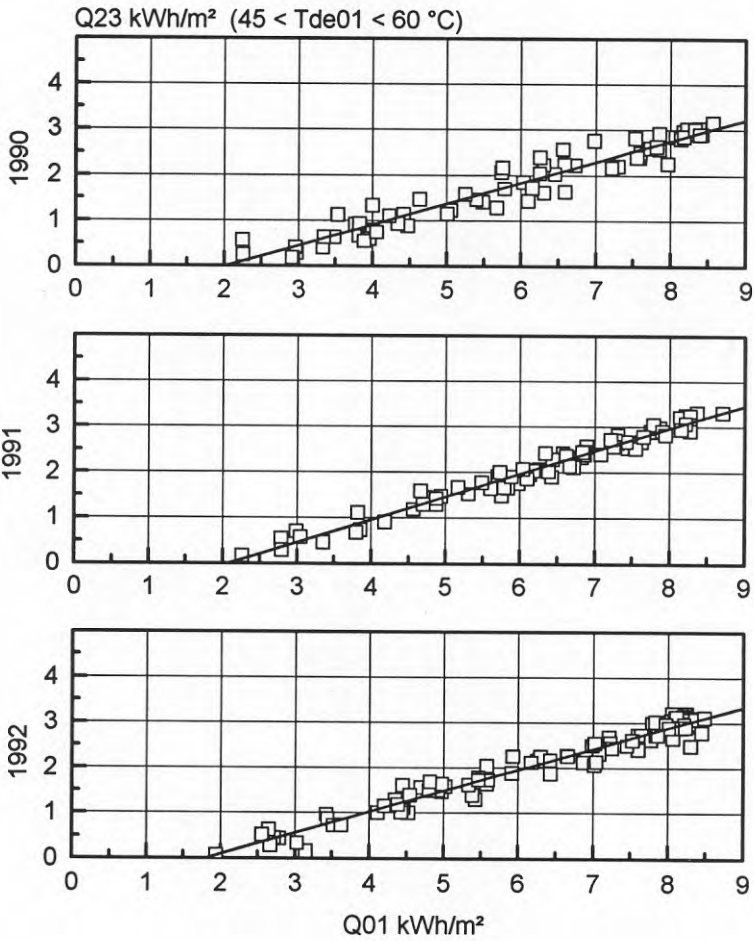
På följande sidor finns input-output-digram för vart och ett av de tre mätåren för olika temperaturintervall.



Figur 9.5 Insamlad solvärme, Q23, som funktion av mot solfångaren instrålad energi, Q01. Bägge energierna är månadsmedelvärden av dygnssummor.



Figur 9.6 Input-output-diagram för de tre mätåren då $T_{de01} < 45$ °C. I figurerna finns redovisade dygnssummor av insamlad solenergi som funktion av totalt under dygnet instrålad energi mot solfångarna för de dygn då medelvärdet av den energiviktade övertemperaturen, T_{de01} , är mindre än 45 °C. För mätåret 1990 får anpassningen ses som en djärv gissning. Endast dagar under månaderna april t.o.m. september har medtagits.



Figur 9.7 Input-output-diagram för de tre mätåren då $45 \leq T_{de01} < 60$ °C. I figurerna finns redovisade dygnssummor av insamlad solenergi som funktion av totalt under dygnet instrålad energi mot solfångarna för de dygn då medelvärdet av den energiviktade övertemperaturen, T_{de01} , är större än, eller lika med, 45 °C men mindre än 60 °C. Endast dagar under månaderna april t.o.m. september har medtagits.

Enkel linjär regression har utförts för att bestämma det insamlade värmets, Q_{23} , beroende av den mot solfångaren instrålade totala energin, Q_{01} . Den räta linjen

$$Q_{23} = k * Q_{01} + l$$

har anpassats till data för de olika åren och för respektive klass.

Regressionskoefficienten k , talar om hur stor andel av den totala solinstrålningen, som solfångarna förmår överföra till ackumulatort i form av värme. Skärningen med x-axeln, $-l/k$, talar om hur stor solinstrålningen behöver vara under en dag för att solvärmeanläggningen skall starta och värme levereras till ackumulatort.

Determinationskoefficienten, r , är ett mått på godheten hos anpassningen. N är antalet talpar för varje anpassning.

Tabell 9.4 Enkel linjär regression för dygnssummor.

År	Klass	k	l	r	N
1990	Tde01 < 45	0.48	-0.797	0.75	4
1991	Tde01 < 45	0.42	-0.751	0.96	34
1992	Tde01 < 45	0.42	-0.654	0.96	20
1990	45 ≤ Tde01 < 60	0.46	-0.929	0.96	65
1991	45 ≤ Tde01 < 60	0.50	-1.03	0.98	79
1992	45 ≤ Tde01 < 60	0.46	-0.823	0.98	103

9.2.2 Solfångarens termiska verkningsgrad

Solfångarfältets termiska verkningsgrad är lägre än den, som har angivits av leverantören och som beskrivs av den sk garantikurvan. Verkningsgraden är också lägre än den, som angivits av Statens Provningsanstalt efter provning 90-10-21 av en enstaka solfångare.

Med de beteckningar, som användes i denna rapport, kan den plana solfångarens termiska verkningsgrad beskrivas med hjälp av följande samband:

$$N_{03} = \frac{Q_{23}}{Q_{01}} = n_0 - (k_0 + k_1 * T_{d01}) * \frac{T_{d01}}{Q_{01}}$$

där n_0 , k_0 och k_1 är konstruktionsberoende parametrar.

För att ovanstående samband skall gälla skall solinstrålningen träffa solfångaren rakt framifrån. Solfångarens inloppstemperatur skall vara konstant och dess utloppstemperatur skall ha uppnått ett konstant värde. Det är sällan sådan ideala tillstånd råder i en verklig solvärmeanläggning. Trots detta kan sambandet vara en bra utgångspunkt vid bedömning av en sådan anläggning.

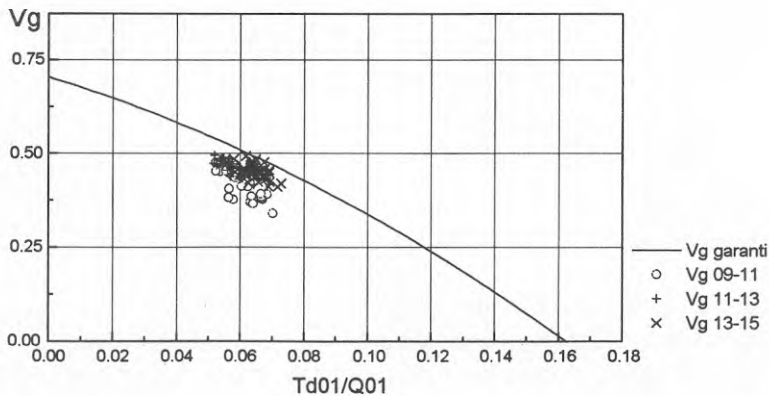
I följande diagram anges verkningsgraden, N_{03} , som funktion av solfångarfältets normerade övertemperatur, T_{d01}/Q_{01} , där

$$\frac{T_{d01}}{Q_{01}} = \frac{\frac{T_{inlopp} + T_{utlopp}}{2} - T_{ute}}{Q_{01}}$$

Vidare gäller att i samtliga fall är solinstrålningen korrigerad med avseende på infallsvinkeln med hjälp av en sk "incidence angle modifier, $K_{\alpha\tau}$ ", där

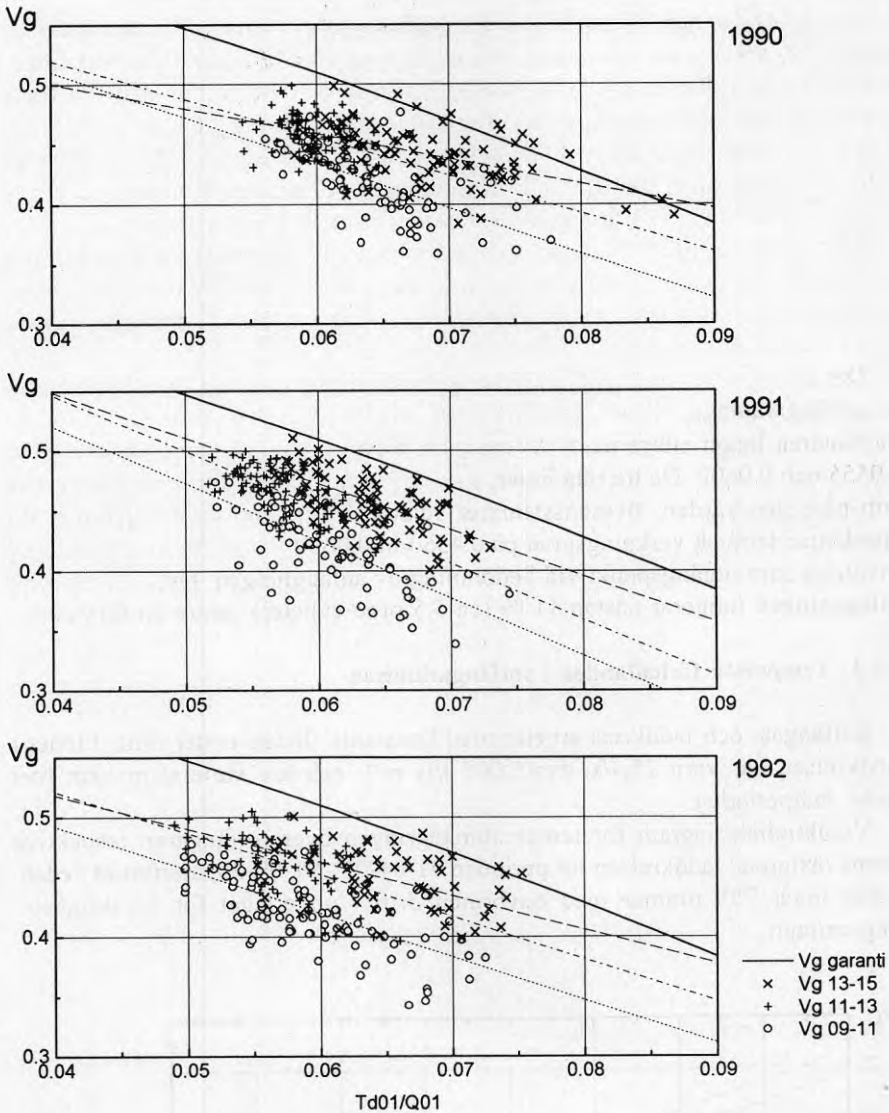
$$K_{\alpha\tau} = 1 - b_0 * (1/\cos(\theta) - 1) \quad \text{och} \quad b_0 = -0.15$$

I figur 9.8 visas ett verkningsgradsdiagram för solsäsongen 1991. Endast klara dagar under perioden april-september har medtagits eftersom molniga dagar och vinterdagar ger alltför stor spridning på punkterna. För att värden från en dag skall ha accepterats, gäller att anläggningen skall ha varit i kontinuerlig drift mellan åtminstone kl 09.00 och 15.00 och att solinstrålningen under denna tid skall ha varit minst 750 W/m^2 .



Figur 9.8 Diagram över solfångarfältets termiska verkningsgrad under solsäsongen 1991. Den heldragna kurvan representerar den av leverantören garanterade verkningsgraden.

De erhållna värdena har klassindelats med avseende på morgonvärden, middagvärden och eftermiddagsvärden. Denna klassindelning syns tydligare i figur 9.9, som visar ett verkningsgradsdiagram för varje mätår.



Figur 9.9 Solfångarfältets termiska verkningsgrad som funktion av normerad övertemperatur. Endast utvalda data från helt klara dagar har medtagits. Data har indelats i olika klasser och enkel linjär regression har använts för att anpassa linjer till data i dessa klasser. Den prickade linjen representerar morgonvärden, den streck-prickade linjen representerar mitt-på-dagen-värden och den streckade linjen representerar eftermiddagsvärden. Den heldragna, lite fetare, kurvan visar den av leverantören givna s_k garantikurvan.

I figur 9.9 kan man se att det har skett en förskjutning mot lägre övertemperaturer, speciellt mellan 1990 och 1991, samt att den solrika sommaren 1992 medförde en större dynamik i anläggningens övertemperatur.

När anläggningen startar på morgonen åtgår en del energi till uppvärmning av kulvert, solfångare och värmebärare. Detta gör att den termiska verkningsgraden är låg vilket man kan se på morgonvärdena (cirklar) och den till dessa anpassade räta linjen (prickad). På eftermiddagen, när anläggningen ger mindre energi, kommer värme från kulvert och solfångare att återföras till glykolvattnet och verkningsgraden blir därför förskjuten uppåt. Detta representeras av eftermiddagsvärdena (kryss) och den till dessa anpassade linjen (streckad).

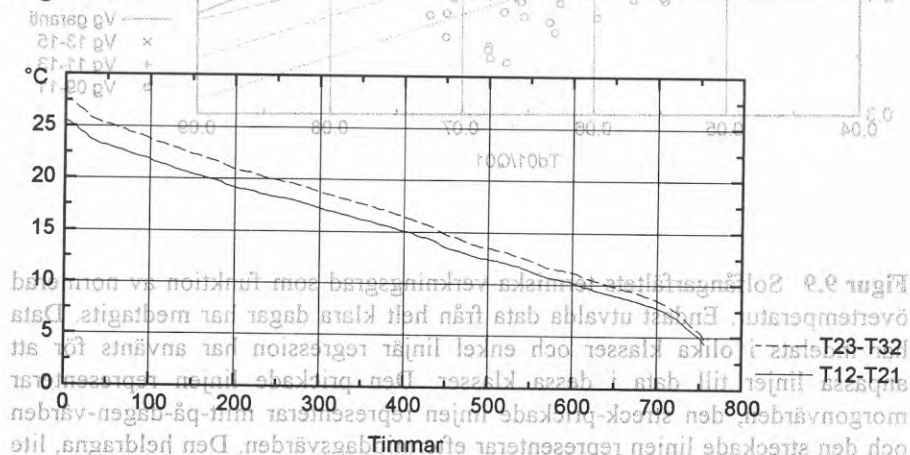
Mitt på dagen råder vanligen stabila förhållanden eftersom solstommar och kulvert då är uppvärmda och någon större temperaturförändring inte sker. Dessa data representeras av mitt-på-dagen-värdena (plus) och den till dessa anpassade linjen (streck-prickad).

Det är vanskligt att använda dessa data för att göra en noggrann bedömning av solfångaranläggningens verkningsgrad. Man kan dock konstatera att för de tre mätåren ligger större delen av mätpunkterna vid en övertemperatur mellan 0.0555 och 0.0600. De tre räta linjer, som anpassats till de olika solsäsongernas mitt-på-dagen-värden, överensstämmer relativt väl inom detta intervall. En uppskattad termisk verkningsgrad på 0.455 vid 0.0600 °C m²/W kan lämpligen användas som utgångspunkt vid bedömning av anläggningen. Detta innebär att anläggningen fungerar nästan 11 % (ca 5.5 proc enheter) sämre än förväntat.

9.2.3 Temperaturförhållanden i solfångarkretsen

Solfångar- och laddkrets arbetar med konstanta flöden under drift. Flödet i laddkretsen har varit 25 l/s, dvs 0.005 l/(s m²), och har varierat mycket litet under mätperioden.

Varaktighetsdiagram för temperaturstegringen över solfångaren respektive värmväxlaren i laddkretsen för perioden 91-04-01 - 91-09-30, återfinnes nedan. Totalt ingår 758 timmar med oavbruten drift i underlaget för varaktighetsdiagrammen.

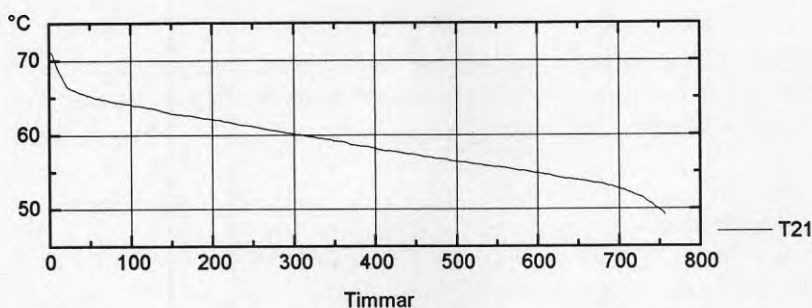


Figur 9.10 Varaktighetskurvor för temperaturstegringen över solfångaren, T12-T21, och över värmväxlarens sekundärsida, T23-T32, under 1991.

Största temperaturstegring över solfångaren är 26 °C och dess medianvärde är ca 16 °C. Differensen mellan kurvorna ligger mellan 0.4 och 2.2 °C och solfångarens inloppstemperatur varierar ca 20 °C under året.

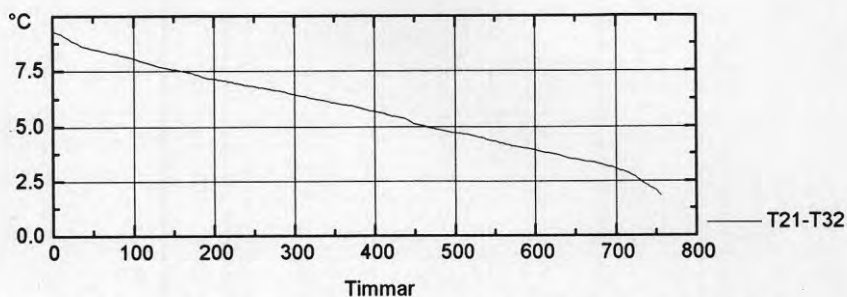
Enligt diagrammet är temperaturskillnaderna på primär- och sekundärsidorna proportionella vilket innebär att värmekapacitetsflödena är konstanta. Om hänsyn tas till glykolblandningens värmekapacitivitet och densitet visar sig flödet i solfångarkretsen vara ungefär detsamma som i laddkretsen, dvs ca 25 l/s istället för 16.7 l/s, som angivits vid projekteringen.

Ett varaktighetsdiagram för solfångarens inloppstemperatur, T21, under solsäsongen 1991 återfinnes i figur 9.11. Inloppstemperaturen var detta år högst 72 °C och lägst 51 °C.



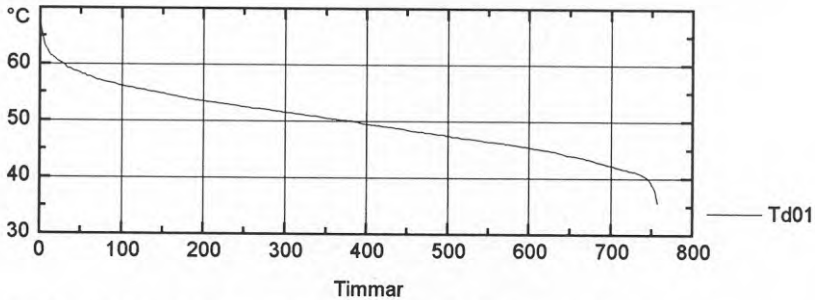
Figur 9.11 Varaktighetsdiagram för solfångarens inloppstemperatur, T21, under solsäsongen 1991.

Temperaturskillnaden mellan värmeväxlarens utlopp på primärsidan (glykolvatten till solfångaren) och inlopp på sekundärsidan (vatten från ackumulatorns botten), T21-T32, ligger mellan 1.8 och 9 °C och dess medianvärde är 5.9 °C under solsäsongen 1991. Ett varaktighetsdiagram över skillnaden återfinnes i figur 9.12.



Figur 9.12 Varaktighetsdiagram för temperaturskillnaden, T21-T32, mellan värmeväxlarens utlopp på primärsidan och inlopp på sekundärsidan under solsäsongen 1991.

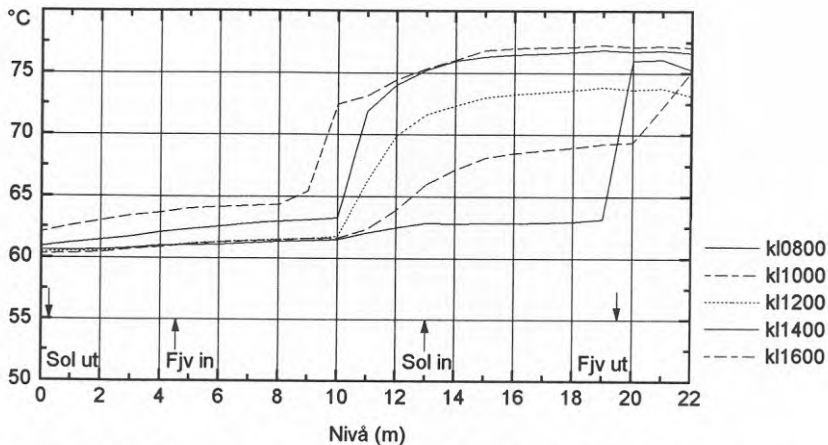
Varaktigheten för solfångarkretsens övertemperatur, Td01, för solsäsongen 1991, visas i figur 9.13. Medeltemperaturen hos värmebäraren ligger som mest 67 °C över utomhustemperaturen och i genomsnitt 51 °C över.



Figur 9.13 Varaktighetsdiagram över solfångarens övertemperatur, Td01, under solsäsongen 1991. Endast medelvärden från hela drifttimmar har medtagits.

9.3 Ackumulatorm

Akkumulatorns värmeförluster har varit måttliga. Temperaturskiktningen vid in- och urlagring av värme har emellertid inte fungerat som förväntats. Detta beror i första hand på inloppsdyornas funktion. I figur 9.14 återges vattentemperaturerna på olika nivåer i ackumulatorm under en mycket klar och fin sommardag (12 juni 1990, utomhustemperatur ca 19 °C). Inladdningsförloppet återges med en temperaturkurva för varannan timma mellan kl 08.00 och 16.00.



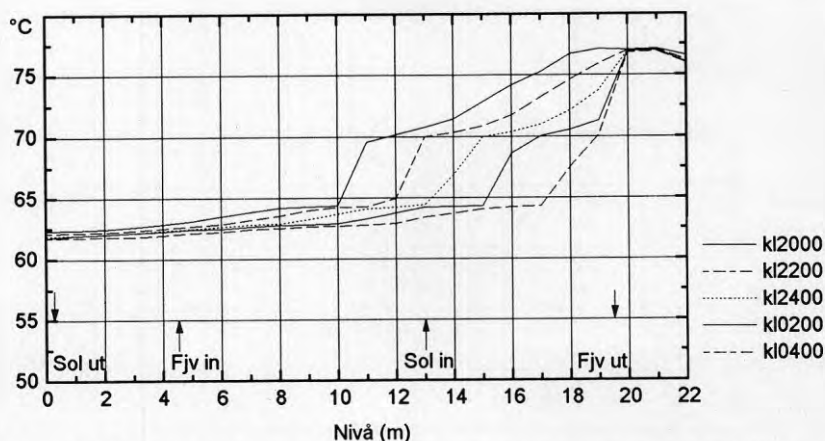
Figur 9.14 Ackumulatortemperaturer den 12 juni 1990. Fjv in respektive Sol in markerar inloppsdyornas positioner. Sol ut respektive Fjv ut markerar utlopps positioner.

När anläggningen startar på morgonen den 12 juni 1990 är nästan all upplagrad energi i ackumulatortank förbrukad. Temperaturen ligger omkring 62 °C, vilket motsvarar fjärrvärmenätets returtemperatur (den nedre heldragna kurvan). Man kan ur diagrammet se att energin, som finns lagrad i tankens övre 2 meter, inte utnyttjats helt.

Kl 10.00 har inlagringen startat och temperaturen stiger på nivåer mellan 12 och 20 m medan den genom konvektion sjunker på nivåer mellan 20 och 22 m (den nedre streckade kurvan).

Inlagringen fortsätter därefter fram till omkring kl 16.00 (den övre streckade kurvan). Vid denna tidpunkt har fjärrvärmereturen stigit till 64 °C och värme-skiktningens undre gräns sjunkit till ca 9 m. Trots mycket goda förhållande denna dag överstiger tanktemperaturen aldrig 72 °C.

I figur 9.15 återges urladdningsförloppet under påföljande natt. Temperaturer finns återgivna för varannan timma mellan kl 20.00 och 04.00.

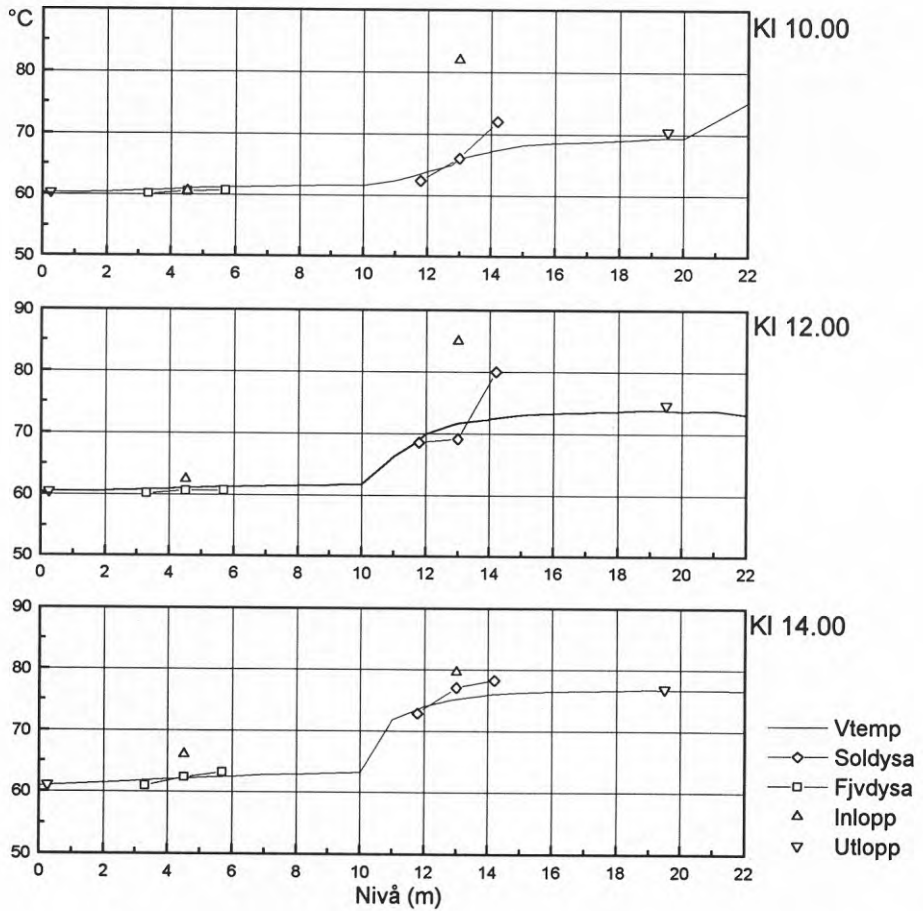


Figur 9.15 Temperaturkurvor visande urlagring av värme ur ackumulatortanken natten mellan den 12 och 13 juni 1990. Inlopp och utlopp är markerade som i figur 9.14.

Urlagringen sker omvänt mot inlagringen. Kl 20.00 stiger värme-skiktets undre gräns uppåt (den övre heldragna kurvan) samtidigt som temperaturen kring 14-meters nivån sjunker. Omkring kl 06.00 (finns ej med i figuren) har ackumulatortanken tömts på upplagrad energi och förhållandena är snarlika de, som rådde på morgonen ett dygn tidigare. I figuren kan man dessutom se att ackumulatortankens övre del inte utnyttjats helt.

Enligt figur 9.14 är det uppenbart att systemet med värmeinlagring via speciella dysor gör att värmen i första hand sprids nedåt i ackumulatortanken. Man erhåller därför inte den övre zon med hög temperatur, som man förväntar sig. Detta dygn överstiger inte den maximala temperaturen i tanken 72 °C trots att temperaturen från laddkretsen översteg 80 °C under mer än 4 timmar..

Nedanstående figurer åskådliggör förhållandena kring inlopps-dysorna.



Figur 9.16 Tanktemperaturer samt temperaturer kring inloppsdysor, inlopp och utlopp för några timmar den 12 juni 1990.

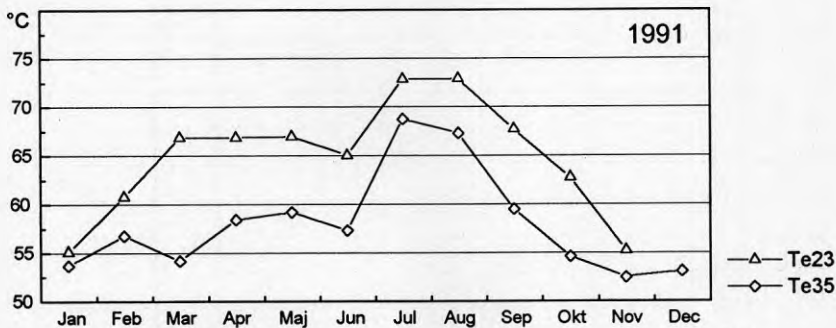
I det övre diagrammet, som representerar värden kl 10.00, kan man se att temperaturen i inloppet från laddkretsen är avsevärt högre (ca 83 °C) än temperaturen i övre delen av soldysan (ca 72 °C). Så är även fallet kl 12.00. Detta kan tolkas så, att det uppstår en ejektorverkan i dysan, vilket orsakar att kallare vatten från den nedre delen av tanken dras med uppåt och blandas med det varma, inkommande vattnet. Detta medför en omröring av vattnet i området mellan ca 10 och 16 m. Värme sprids då nedåt i tanken i stället för att det bildas en zon med vatten av högre temperatur i toppen. Längre fram på dagen, då tanktemperaturen har stigit, minskar denna verkan.

Kl 14.00 har fjärrvärmens returtemperatur börjat stiga. Man kan då vid den nedre inloppsdysan se ett liknande fenomen, som vid soldysan, nämligen att en viss ejektorverkan förekommer.

Temperaturskiktningen i ackumulatortanken påverkas naturligtvis också av att det under inlagring av solvärme finns ett negativt flöde genom tanken. Flödet genom laddkretsen var denna dag (90-06-12) ca 92 m³/h medan flödet i fjärrvärmekretsen var ca 80 m³/h. Detta medför ett nettoflöde nedåt i tanken med ca 12 m³/h vilket motsvarar ca 1 m per 4 timmar.

Akkumulatorn laddas mycket sällan mer än till hälften och detta vid en lägre temperatur än som förväntats. Under några enstaka, solrika sommardagar då solvärmens täcker värmelasten kan ackumulatorn laddas ned till ca 4 m nivå. Temperaturen i ackumulatorns övre del överstiger då inte 78 °C.

Under processen laddning, lagring och urladdning förlorar värmets kvalitet. Det vatten, som lagras in i ackumulatorn, har vanligen en högre temperatur än det vatten, som tas ut till fjärrvärmenätet. I figur 9.17 visas den energiviktade temperaturen, Te23, för vattnet, som tillförs ackumulatorn från laddkretsen tillsammans med den energiviktade temperaturen, Te35, för det vatten, som tas ut till fjärrvärmenätet. De givna temperaturerna är månadsmedelvärden för 1991. Den genomsnittliga skillnaden mellan de två temperaturerna under året är 6,4 °C.



Figur 9.17 Energiviktade temperaturer hos värmets när det tillförs, Te23, respektive bortförs, Te35, från ackumulatorn.

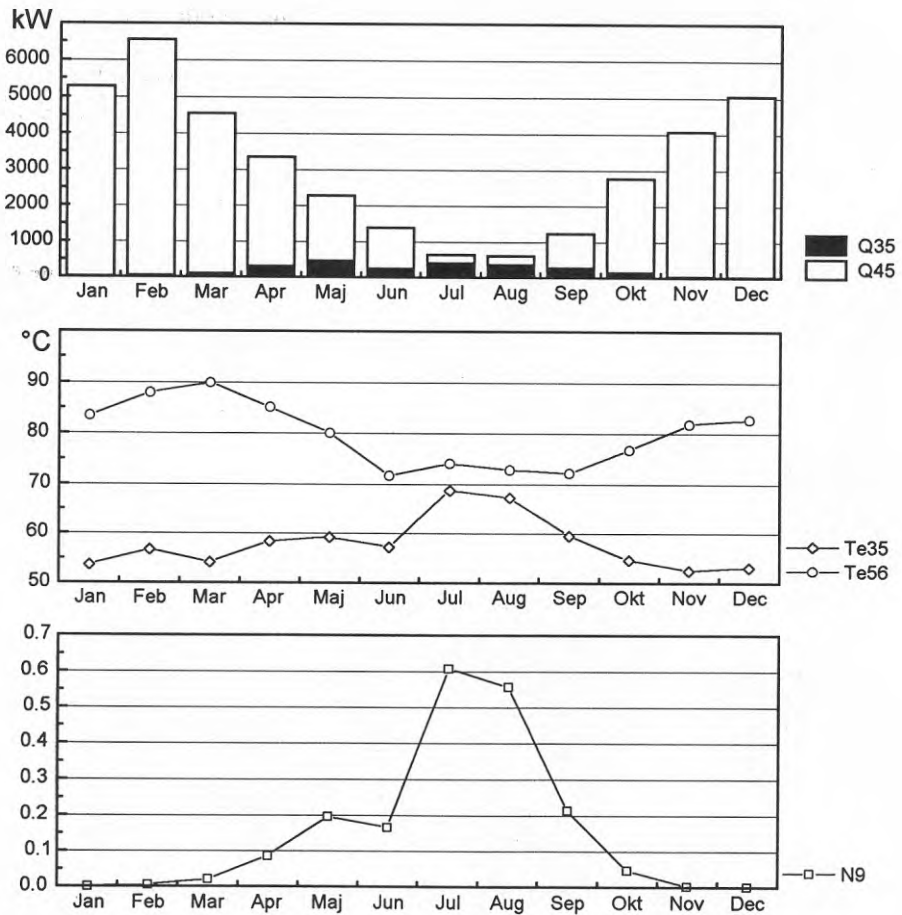
Akkumulatorns värmeförlustkoefficient bestämdes under ett 3 veckor långt avsvältningsprov i februari 1992. Ackumulatorn var då helt isolerad från fjärrvärmenät och laddkrets. Även ångpannan var avstängd.

Värmeförlustkoefficienten uppmättes under denna tid till 160 W/K vilket motsvarar 0.24 W/(K m²) räknat på ackumulatorns inre mantelarea.

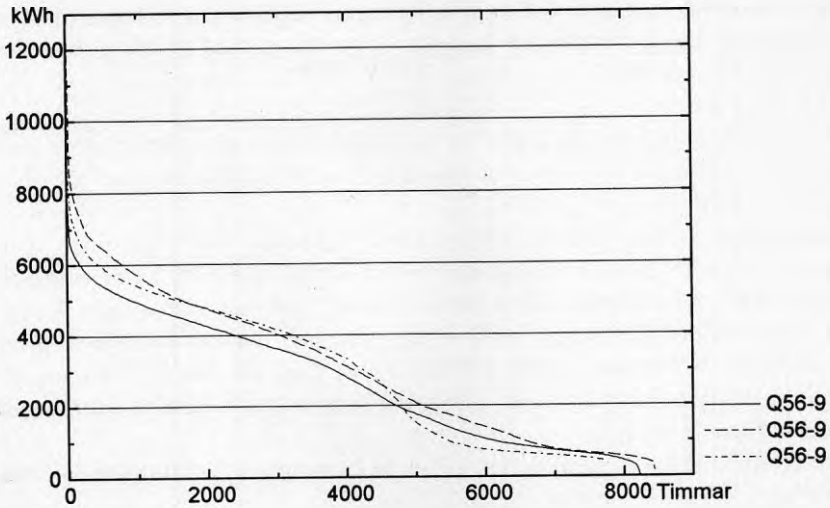
9.4 Flis- och gaspannor

Flis- och gaspannor står för större delen av värmeleveransen till fjärrvärmenätet. Knappt 6 % kommer från solvärmeanläggningen. I figur 9.18 redovisas en del data för 1991.

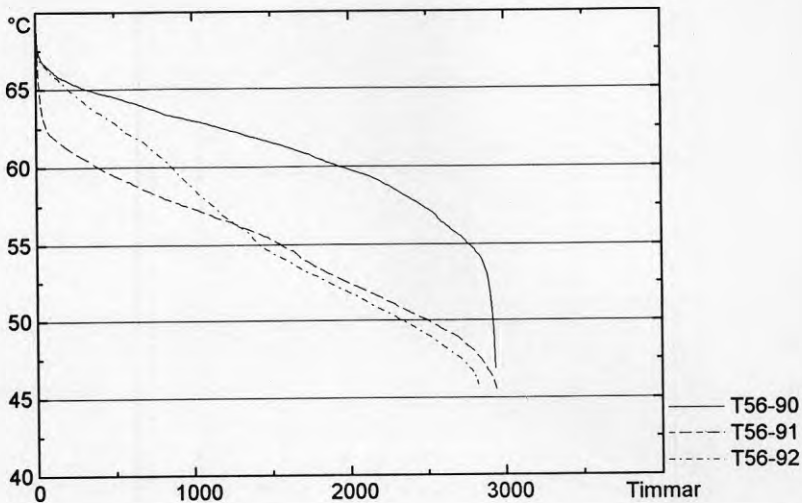
Temperaturen hos vattnet, som kommer från värmeackumulatorn är vanligtvis inte tillräckligt hög, vilket gör att pannorna ofta används även under högsommaren.



Figur 9.18 Värmeleverans till fjärrvärmenätet. Övre diagrammet visar månadsmedelvärden av dygnssummor för solvärme från ackumulatorn, Q35, och värme från pannorna, Q45. I diagrammet i mitten återfinns energiviktade temperaturer för solvärme från ackumulatorn, Te35, och för värmnet, som levereras ut på nätet, Te56. Nedre diagrammet visar andelen solvärme av totala värmeleveransen, N9. Samtliga data gäller för mätåret 1991.



Figur 9.19 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmelasten, Q56, under 1990 - 1991. Max last var under 1990 = 7,927 kWh, 1991 = 12,793 kWh och 1992 8,731 kWh. Under 1992 saknas emellertid december månad (jmf figur 8.1).



Figur 9.20 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmens returtemperatur, T65, för perioden maj - augusti, under åren 1990 - 1991. Högsta uppmätta returtemperaturen var för denna period under 1990 = 69.8 °C, 1991 = 68.5 °C och 1992 = 68.2 °C.

Andelen solvärme är låg även under sommarens solrikaste månader. Under juli 1991 uppgick andelen solvärme som mest till 61 %. Under några dagar varje sommar har solvärmen dock varit större än värmelasten vilket medfört att pannorna inte behövt användas. Längsta uppmätta period under vilken detta skett var 8-13 juni 1992.

På föregående sida finns en graf över varaktigheten för fjärrvärmelasten under åren 1990 - 1992. De tre kurvorna stämmer relativt väl överens med den, som angivits i förstudien (se figur 5.1).

Varaktigheten för fjärrvärmenätets returtemperatur under perioden maj - augusti, 1990 - 1992, finns också redovisad på föregående sida. Returtemperaturen har under sommarmånaderna sänkts mellan 1990 och 1991 men återigen höjts något under sommaren 1992 vilket stämmer väl överens med gjorda observationer. Höjningen under 1992 hör främst samman med juni månad, som var ovanligt solrik. Låg värmelast gjorde det svårt att hålla nere returtemperaturen (jmf figur B 1.13).

Returtemperaturens varaktighet under hela mätperioden finns redovisad i bilaga 1.

10. EKONOMI

Under 1991 och 1992 har stor turbulens rått inom den svenska ekonomin. Räntorna har stigit till rekordnivåer samtidigt som inflationen varit den lägsta på många år. Att under sådana förhållanden investera i kostnadskrävande anläggningar är naturligtvis vanskligt och att bedöma kapitalkostnader på längre sikt är mycket svårt.

Nedanstående kostnadsredovisning är utförd på samma sätt, som den som gjorts för solvärmeanläggningen Nykvarn I (BFR R26:1989). På så sätt får man en möjlighet att jämföra ekonomin för dessa anläggningar samtidigt som man måste hålla i minnet att de ekonomiska realiteterna kan vara något annorlunda än vad som här redovisas.

10.1 Anläggningskostnad

Följande sammanställning visar den totala anläggningskostnaden för solvärmeanläggningen i Falkenberg. Anläggningen slutbetalades i mars 1990. Extra kostnader för abonnentcentraler har tillkommit därefter.

Kostnader i kkr

Solfångarfält	7,650
Kulvert	1,700
Akkumulator	1,850
Ombyggnad av abonnentcentraler	990
Projektering, samordning mm	300
Total entreprenad enligt offert 1988	12,490
Byggherrekostnader	385
Index	496
Kostnad mars 1990	13,371
Extra kostnader för abonnentcentraler	130
Totalkostnad	13,501

Finansiering

Lån från Statens Råd för Byggnadsforskning	12,875
Anslag från NUTEK (undercentraler)	130
Ränta på BFR-anslag	284
Falkenberg Energiverk	212
	13,501

11. DISKUSSION OCH SLUTSATSER

När man studerar solvärmeanläggningen i Falkenberg är det lätt att fastna i siffror och detaljer. Anläggningen fungerar trots allt relativt väl och producerar stora mängder energi, som kommer fjärrvärmenätet till godo. Den kräver dessutom liten personalinsats och är relativt bekymmersfri. Kostnaden per kWh är dessutom drygt 25 % lägre än i Nykvarn etapp 1.

Emellertid har anläggningen inte levererat den energi, som avsetts. Orsaken till detta diskuteras nedan.

11.1 Solvärmeanläggningens verkningsgrad

Solvärmeanläggningens verkningsgrad var under mätperioden endast 22 %.

Av den instrålade solenergin går ca 35 % förlorad eftersom den infaller då solfångaren inte är i drift. Av den resterande energin inlagras ca 40 % i ackumulatortanken. Detta motsvarar 26 % av den totalt instrålade energin (se figur 9.1). Värmeförluster i ackumulatorn mm. medför att den energi, som därefter går ut på fjärrvärmenätet blir endast 22 % av den energi, som finns tillgänglig i form av solinstrålning och el till pumpar och ångpanna.

Anläggningens verkningsgrad kan höjas bl a genom att använda solfångare med bättre verkningsgrad, sänka solfångarnas arbetstemperatur eller genom att minska ackumulatorns värmeförluster.

Solfångarnas termiska verkningsgrad

Solfångarnas termiska verkningsgrad har varit lägre än förväntat. I kapitel 9.2.2 redovisas data, som innebär att verkningsgraden är drygt 10 % (ca 5.5 %-enheter) sämre än vad som var avsikten. Denna siffra bör dock användas med försiktighet eftersom det är svårt att med hjälp av fältmätningar få ett exakt värde.

En av orsakerna till den låga verkningsgraden kan vara att teflonfolien varit dåligt uppspänd vilket medfört att folien legat an mot absorATORYtan. Folien har då inte haft den konvektionshindrande verkan, som avsetts, vilket medfört större värmeförluster. Under senaste mätåret (1992) har emellertid teflonfolien sträckts upp något av värmen. Någon förbättring i verkningsgraden har trots detta inte kunnat påvisas.

En annan orsak till den låga verkningsgraden kan vara att absorbatorns selektiva skikt inte är optimalt. Absorbatorerna i fältet kommer från två olika serier och kan skilja sig åt. Vid en okulär betraktelse av absorbatorenna finner man stora skillnader i färg, från djupaste svart till ren aluminiumyta. Ögat är dock oerhört känsligt för de skillnader i ljusets våglängd, som orsakas av mycket små skillnader i det selektiva skiktets tjocklek. Detta betyder att små färgnyanser inte behöver betyda en sämre funktion. Man kan dock konstatera att dessa färgnyanser inte finns hos absorbatorenna i Nykvarn etapp 2, där

verkningsgraden är högre.

Solfångarfältets temperaturberoende

Den energi, som erhålles från en solfångare, kan beskrivas som

nyttig energi = upptagen solenergi - förluster till omgivningen

Förlusterna bestäms av skillnaden i temperatur mellan solfångaren och omgivningen. Vill man minska förlusterna bör man därför driva anläggningen vid en låg temperatur. Ett sätt att åstadkomma detta är att se till att vattnet, som går till solfångarna, har så låg temperatur som möjligt. I en anläggning av typ Falkenberg med ackumulatortank, innebär detta i sin tur att fjärrvärmenätets returtemperatur skall vara låg.

Ur tidigare redovisade verkningsgradsdiagram (kapitel 9.2.2) erhålles att förhållandet mellan insamlad solvärme, Q_{23} och solfångarens arbetstemperatur, T_{o1} , är

$$\frac{dQ_{23}}{dT_{o1}} = -4 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2)$$

Genom att multiplicera med drifttiden, som är ca 1100 timmar per år, erhåller man en uppskattning om hur det årligen insamlade värmets, Q_{23} , beror av arbetstemperaturen.

$$\frac{dQ_{23}}{dT_{o1}} = -4.4 \text{ kWh}/(\text{K}\cdot\text{m}^2\cdot\text{år})$$

Detta innebär att en grads lägre arbetstemperatur ger 4.4 kWh mer värme per kvadratmeter och år, vilket motsvarar 24 MWh per år för hela fältet. Eftersom medelvärdet av insamlad solenergi har varit 1.7 GWh per år motsvarar varje grads temperatursänkning ca 1.4 % mer insamlad energi på årsbasis.

De försök, som gjorts för att sänka fjärrvärmenätets returtemperatur, har inte givit den effekt på temperaturen, som avsetts.

Temperaturstegring över solfångaren

Temperaturstegringen över solfångaren är i genomsnitt 15 °C och som högst drygt 25 °C (se figur 9.10). Ett högre flöde genom solfångaren ger en lägre temperaturstegring och därmed en lägre arbetstemperatur och en högre verkningsgrad. Detta gäller så länge temperaturen till solfångaren inte påverkas. I Falkenberg påverkar solvärmens praktiskt taget aldrig temperaturen i ackumulatorns botten och därför skulle ett 25 % högre flöde ge ca 2 °C lägre arbetstemperatur och öka mängden insamlad solvärme med knappt 50 MWh/år. På samma sätt skulle en minskning av flödet ge en märkbar minskning av mängden insamlad solvärme. Flödet är inte lätt att öka i solfångarkretsen, men man bör ta hänsyn till effekten om man bygger om anläggningen.

Värmeväxlaren

Temperaturfallet mellan värmeväxlarens primär och sekundärsida är som högst 9 °C och i genomsnitt ca 6 °C (se figur 9.12). En dubbelt så stor värmeväxlare skulle ge halva temperaturfallet och öka den insamlade solvärmens med ungefär 70 MWh per år. Det skulle ha varit lönsamt med dubbla storleken eftersom merkostnaden borde vara ca 100,000 kr. Den marginella investeringskostnaden är alltså 1.4 kr/(kWh/år).

Fjärrvärmenätets returtemperatur

Fjärrvärmenätets returtemperatur är relativt hög. En omfattande ombyggnad av abonnentcentraler har genomförts men ytterligare kontroll och justeringar krävs för att sänka returtemperaturen under sommaren. Under solvärmesäsongerna 1990 och 1991 har returtemperaturen varierat mellan 45 och 65 °C och medelvärdet har legat nära 55 °C (se figur 9.20 och bilaga 1).

Fortfarande gäller att framledningstemperaturen till solfångarna ligger mellan 55 och 60 °C under sommarmånaderna (se figur 9.11). Med god kontroll och injustering bör temperaturen kunna sänkas under 50 °C vilket omedelbart skulle ge ett bättre energiutbyte från solvärmeanläggningen.

Akkumulatortanken

Akkumulatortanken är välbyggd och har måttligt låga värmeförluster. Trots detta är det ackumulatorn, som orsakar de flesta problemen i anläggningen.

Systemet med dysor för inlagring av värme fungerar inte helt som avsett. Höga vattenhastigheter, troligen på grund av jetströmmar, medför en ejektorverkan i de vertikala rördysorna vilket i sin tur orsakar omrörning i tanken. Detta medför att den inlagring av värme med hög temperatur, som förväntas finnas högst upp i ackumulatorn, inte finns.

Akkumulatorn är stor i förhållande till den energi, som kommer från solanläggningen. Problemet med dysorna gör att den undre gränsen för värmezonen ligger på lägre nivå än vad som avsetts, ändå utnyttjas ackumulatorn sällan mer än till drygt hälften.

Akkumulatorns vattenlås och ångpanna har hela tiden varit upphov till bekymmer. Vattenlåset torkar uppenbarligen ut vissa tider eftersom vatten inte kondenseras på väggarna, som förväntats. Påfyllning av vatten utifrån medför problem eftersom vattennivån inte kan detekteras.

Ångpannans säkerhetssystem bryter allt som oftast varvid det krävs manuell återstart. Orsaken har ej kunnat fastställas. Beräkningar visar att en ångpanna av detta slag knappast kan upprätthålla önskvärt ångtryck i en ackumulator med den temperatur, som vanligen råder i Falkenbers ackumulator.

Problem med vattenlås och ångpanna gör att ackumulatorns vatten syresätts på ett icke önskvärt sätt. Detta är ett problem, som måste lösas innan nya värmeackumulatörer av denna typ tas i drift.

11.2 Mer solvärme

Kulvert och värmelager kan säkert hantera ytterligare något tusental kvadratmeter solfångare och det tycks inte vara några problem med avsättningen. I dag svarar solvärmeanläggningen för mindre än 6 % av värmeproduktionen sett över året och ungefär 60 % under de bästa månaderna. Under några perioder med riktigt fina dagar har täckningsgraden uppgått till 100 % men ackumulatören har aldrig varit helt fulladdad.

11.3 Billigare solvärme

Det är intressant att jämföra produktionskostnaderna för solvärme i Falkenberg och den gamla anläggningen i Nykvarn. Anläggningarna är ungefär lika stora och tekniskt sett snarlika, fabriksmonterade solfångare på mark och trycklös ståltank ovan jord.

Anläggningen i Falkenberg är dock något enklare. I bägge fallen belastas solvärmerna med ca 750 m kulvert utanför fältet. I Nykvarn mellan en ny produktionsanläggning och det befintliga fjärrvärm nätet och i Falkenberg mellan solfångarfältet och en befintlig produktionsanläggning.

Anläggningarna upphandlades på olika sätt vilket försvårar jämförelsen. I Nykvarn upphandlades anläggningen som delad entreprenad och i Falkenberg som totalentreprenad. TeknoTerm svarade i Nykvarn enbart för solfångarfältet och i Falkenberg för hela solvärmeanläggningen.

Den ekonomiska kalkylen i Nykvarnrapporten grundas på praktiskt taget samma solinstrålning mot solfångarna, som denna rapport. Solfångarna arbetar även med praktiskt taget lika övertemperatur. I Nykvarn är den årliga leveransen av solvärme 312 kWh/m² och i Falkenberg 278 kWh/m². I bägge fallen svarar solfångarfältet för ca 65 % av hela investeringen.

Räknat på kostnaden för hela anläggningen, exklusive kostnader för modifiering av abonnentcentraler, är kapitalkostnaden för att producera solvärme ca 26 % lägre i Falkenberg än i Nykvarn. Denna skillnad beror till allra största delen på tekniska prestanda och kostnader och enbart i ringa mån på väder- och driftförhållanden.

11.4 Slutsatser

Kostnaden för solvärmeanläggningen i Falkenberg är 8.1 kr per årlig levererad kWh. Detta är reallt ca 26 % lägre än för anläggningen i Nykvarn etapp 1, som byggdes 1985 (räknat enligt entreprenadindex H84).

Under samma drift- och väderförhållanden producerar anläggningen i Falkenberg ca 10 % mindre solvärme än anläggningen i Nykvarn etapp 1.

12. LITTERATUR

Bernestål, A, 1992. Falkenbergs Energiverk. Rapport avseende höga returtemperaturer i fjärrvärmenät. Andersson & Hultmark Projektering AB, arb 648.10, Göteborg.

Claesson, Tommy, 1988. Solvärme med korttidslager i Falkenberg. Byggforskningsrådet, Rapport R27:1988, Stockholm.

Duffie, J, A & Beckman, W, A, 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley and Sons, New York.

Gummerus, P, 1989. Analys av konventionella abonnentcentraler i fjärrvärmesystem. Thesis, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg.

Hansson, G & Isakson, P, 1989. Solvärme i fjärrvärmenät för Nykvarn. Byggforskningsrådet, Rapport R26:1989, Stockholm.

Wennerholm, H, 1990. Solar collector test report, TeknoTerm HT. Statens Provningsanstalt, 90E2 0031, Borås.

BILAGA 1. FJÄRRVÄRMENÄTETS RETURTEMPERATUR

I samband med ansökan om medel för att bygga solvärmeanläggningen söktes också medel för åtgärder, som skulle sänka fjärrvärmens returtemperatur. Målsättningen var enligt ansökan att sänka returtemperaturen till "strax under 40 °C i Falkenbergs fjärrvärmensät".

En utredning gjordes av Andersson & Hultmark under hösten 1988. Var och en av de 53 undercentralerna (även kallade abonnentcentraler) studerades med avseende på fram- och returtemperaturer, energiförbrukning, flöde och maxlast. Personal från Energiverket gör varje månad avläsningar av momentana temperaturer samt för månaden aktuellt volymflöde och förbrukad energi för var och en av undercentralerna. Dessa data utgjorde underlag vid lokalisering av de undercentraler, som behövde åtgärdas.

Under våren/sommaren 1989 åtgärdades på olika sätt 21 av undercentralerna enligt det åtgärdsprogram, som Andersson & Hultmark presenterat 1988-09-07. Modifieringen bestod i allmänhet av att trevägsventiler byttes mot tvåvägsventiler i avsikt att ändra sekundärsystemen från fullflödes- till flödesstyrda.

Efter dessa åtgärder sänktes returtemperaturen några grader, dock inte alls så mycket som förväntats.

Vid en genomgång av anläggningen 1990-09-04 gjordes en del justeringar. Det konstaterades då, att några av ombyggnaderna fungerade mindre bra samt att det fanns ytterligare några undercentraler, som krävde åtgärder. De justeringar, som utfördes, gav omedelbart utslag i form av 8-10 °C lägre returtemperatur. Ett typiskt värde blev nu 52 °C i stället för att tidigare ha varit över 60 °C.

Denna genomgång utmynnade också till att Andersson & Hultmark 1991-07-21 framlade ett förslag till åtgärder. I detta förslag ingick modifieringar av två tidigare ombyggda undercentraler samt en undercentral, som ej tidigare åtgärdats.

Under sommaren 1992 utfördes större delen av de föreslagna arbetena. Efter genomförd ombyggnad sänktes returtemperaturen ytterligare något.

Erfarenheterna från försöken att sänka returtemperaturen är att olämpligt fungerande undercentraler måste modifieras men att detta ej är tillräckligt om inte regelbunden manuell kontroll och injustering genomförs.

B 1.1 Bakgrund

För att en solvärmeanläggning av den typ, som installerats i Falkenberg, skall ge maximalt energiutbyte, så krävs att värmeförlusten till omgivningen är liten.

För att åstadkomma detta krävs att det vatten, som går till solfångaren, har så låg temperatur som möjligt. Förlusterna i solfångarfältet beror av skillnaden mellan solfångarnas temperatur och omgivningens temperatur. En låg temperatur på inkommande vatten, gör att solfångarnas medeltemperatur, dvs medelvärdet av inlopps- och utloppstemperaturen, kan hållas låg vilket således ger

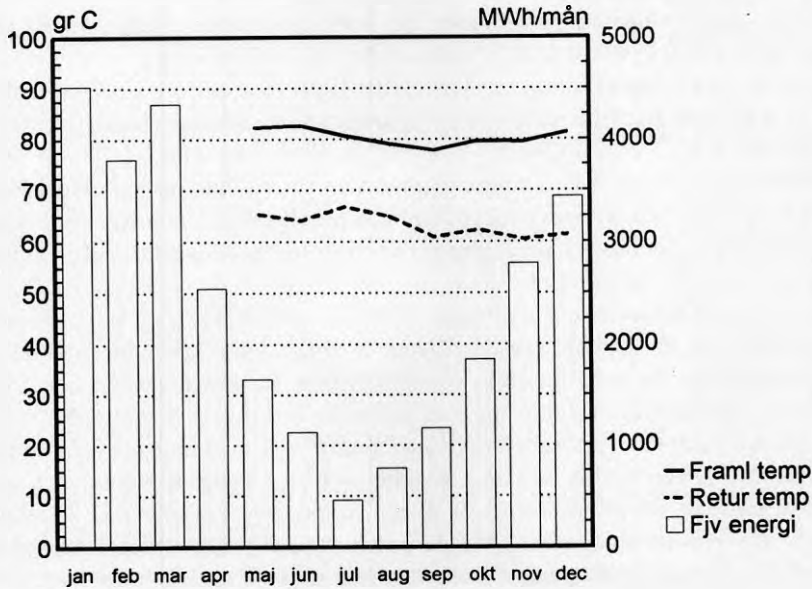
minskade förluster.

För solvärmeanläggningen i Falkenberg kan man visa att varje grads sänkning av solfångarnas inloppstemperatur ger omkring 20 MWh ökat energiutbyte sett på årsbasis.

Låga temperaturer ger också lägre kulvertförluster i både solfångarsystem och fjärrvärmesystem.

För att kunna sänka solfångarnas tillloppstemperatur krävs att ackumulator-tanken har låg temperatur i sin nedre del vilket åstadkomes genom att fjärrvärmenätets returtemperatur sänkes. Åtgärder måste därför sättas in i de olika undercentralerna för att där åstadkomma en sänkning av returtemperaturerna.

En sänkning av fjärrvärmenätets returtemperatur ger dessutom mindre förluster i fjärrvärmenätet samtidigt som man förbättrar förutsättningarna för en eventuell framtida rökgaskylare för flispannorna. Dessutom minskar flödet i fjärrvärmenätet vilket ger besparingar i form av minskad elåtgång för pumpar.



Figur B 1.1 Fjärrvärmeenergi och temperaturer 1987.

B 1.2 Fjärrvärmenätets uppbyggnad

Falkenbergs fjärrvärmenät byggdes under perioden mars till oktober 1985. Den numera 4,900 m långa kulverten är mestadels av typ UPONOR, en purisolerad stålörskulvert, förlagd på 1.2 till 2.0 m djup. Kulvertförlusterna uppskattas till ca 5 % vilket överensstämmer väl med genomförda mätningar.

Vid nätets färdigställande var 40 större förbrukare, t.ex. skolor och flerfamiljshus och 20 småhus anslutna. I dag har antalet anslutna större förbrukare ökat till 53.

Under 1991 såldes 26.3 GWh energi till de olika förbrukarna enligt avläsningar av de energimätare, som finns i respektive undercentraler.

Fjärrvärmenätet är närmare beskrivet i kapitel 3.1.

B 1.3 Undercentraler

73 undercentraler är anslutna till fjärrvärmenätet. 20 av dessa är småhus och 53 är före detta panncentraler.

Den största enskilda förbrukaren är Gymnasieskolan, som under 1991 förbrukade 2,578 MWh och som mest kräver ca 1,600 kW.

När de olika undercentralerna anslöts till fjärrvärmenätet hade Falkenberg Energi inga krav på abonnenternas anläggningar beträffande rådande temperaturförhållanden.

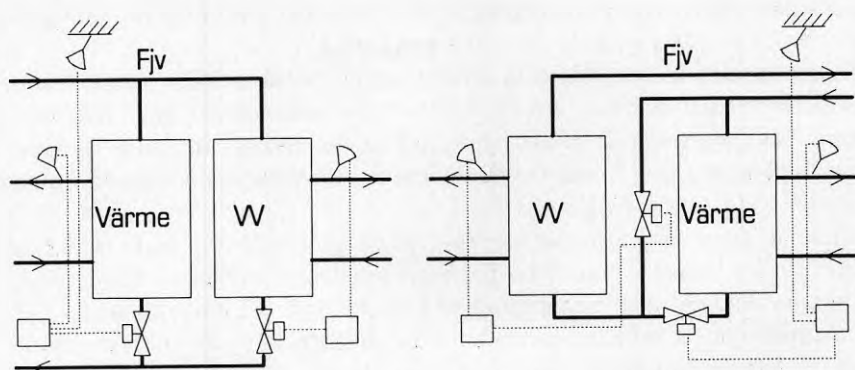
Abonenterna äger själva sina undercentraler vilket har gjort att Falkenberg Energi har haft svårt att styra hur inkopplingen till fjärrvärmenätet skall se ut. Vid inkopplingen vidtogs inga åtgärder i abonnenternas sekundärsystem i avsikt att sänka returtemperaturerna.

De olika undercentralerna varierar mycket i utförande. I sin enklaste form består den av en prefabricerad villaenhet med självverkande ventiler på fjärrvärmesidan. De mest komplexa centralerna är Gymnasieskolan och Vårdcentralen. Sekundärsystemet består i dessa fall av en tidigare hetvattenkrets med shuntgrupper och varmvattenberedare ute i systemet. Undercentralen i Gymnasieskolan försåg från början inte bara skolans olika lokaler med värme och tappvarmvatten utan dessutom Fritidens Hus, Ringströms Färghandel, Polishuset samt kvarteret Kvarnvingen 4. Över 50 shuntgrupper för värme och tappvarmvatten är anslutna till denna undercentral. Till detta kommer ett tiotal luftvärmande ventilationsaggregat. De två sistnämnda fastigheterna är numera inkopplade till fjärrvärmenätet som egna undercentraler.

De olika shuntgrupperna finns utspridda bland olika fastigheter, på vindar, i skrubbar och i källare. På en del ställen ger anläggningarna intrycket av att vara moderna och "prydliga" medan de på andra ställen ger ett "risigt" intryck.

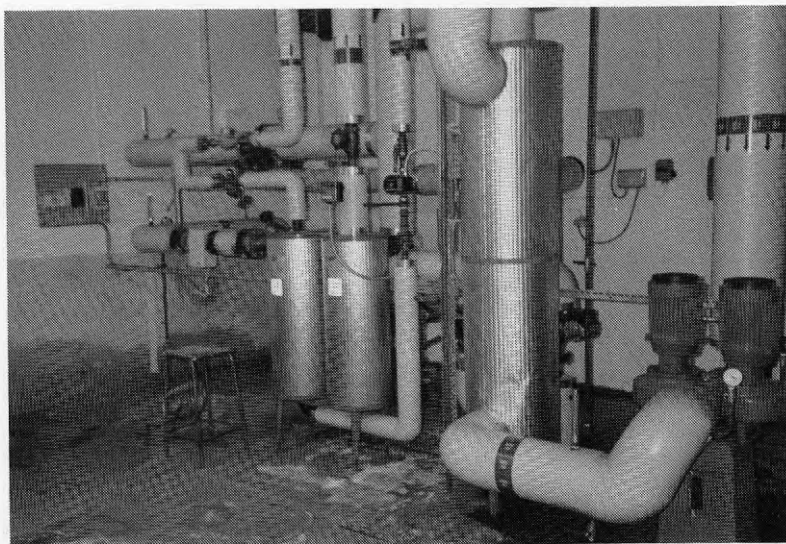
Det har uppenbarligen varit svårt att få del av ritningar över alla de olika undercentralernas shuntgrupper, var de är placerade och hur de är konstruerade. Det har därför varit ett tålmodsprövande arbete att hitta alla anläggningar, sätta sig in i funktionen, göra en ritning över anläggningen och med utgångspunkt från uppmätta temperaturer och information på plats föreslå en ombyggnad.

B 1.3.1 Typiska utföranden



Figur B 1.2 Typiska utföranden på primärsidan.

Undercentralernas primärsida, dvs den del av undercentralen, som är kopplad till fjärrvärmenätet, är i allmänhet uppbyggd på något av ovanstående sätt med en eller flera värmeväxlare för radiatorvatten och i vissa fall en eller flera växlare för tappvarmvatten.



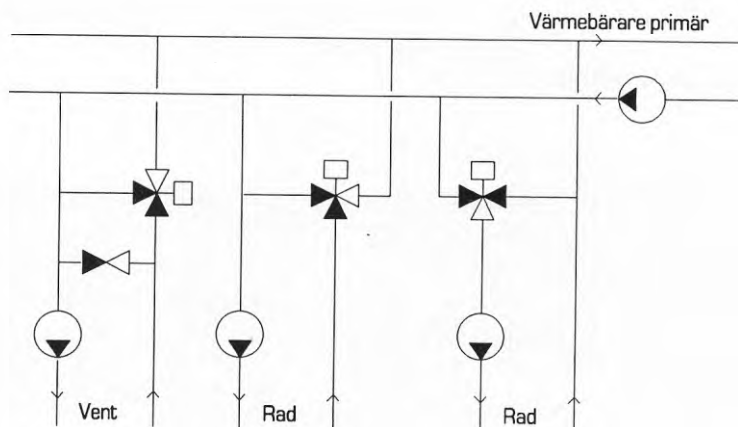
Figur B 1.3 Ombyggd panncentral.

Primärflödet genom radiatorvärmväxlarna styrs av utgående radiatortemperatur och utetemperatur enligt fastställd reglerkurva. I de fall tappvarmvattenvärmväxlare finns styrs primärflödet av temperaturen på utgående tappvarmvatten.

Undercentralernas sekundärsida är uppbyggda på flera olika sätt eftersom behovet av radiatorvärme, lokala tappvarmvattenberedare och luftvärme varierar. Sekundärsidan är oftast uppbyggd av ett flertal olika shuntgrupper placerade på större eller mindre avstånd från huvudvärmväxlarna, ofta i olika byggnader.

Oftast är dessa shuntgrupper uppbyggda enligt fullflödesprincipen där en viss del av det varma vattnet från fjärrvärmväxlarna shuntas in till de olika förbrukarna. Många sådana shuntgrupper blev föremål för ombyggnad. Alla inkopplingar är emellertid inte utförda på detta sätt och vissa av shuntgrupperna har därför kunnat lämnas utan åtgärd.

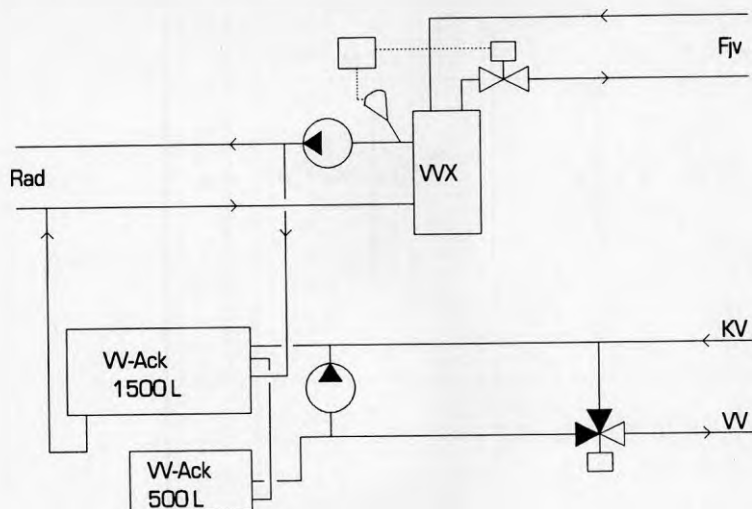
I figur B 1.4 redovisas några vanliga inkopplingar av radiator- och ventilationsanläggningar.



Figur B 1.4 Typiska inkopplingar av radiatorer och ventilation före ombyggnaden.

I figur B 1.4 är de två vänstra kretsarna av fullflödestyp och blev därför föremål för ombyggnad medan den högra är sådan att flödet varierar med värmebehovet.

I vissa fall var varmvattenberedaren inkopplad på sekundärsidan på sådant sätt att fullt flöde gick genom beredaren, se figur B 1.5. Även här genomfördes ombyggnad.



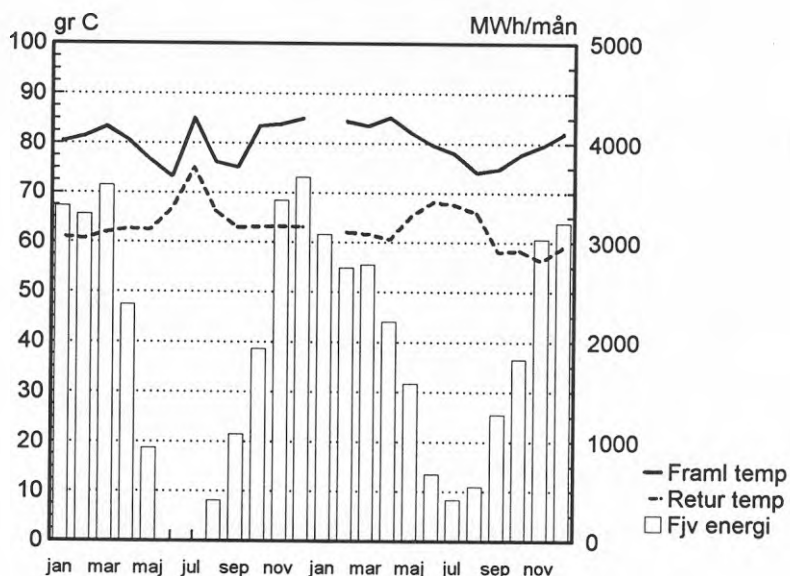
Figur B 1.5 Varmvattenberedare inkopplad i sekundärsystemet.

B 1.4 Temperaturförhållanden före ombyggnaden

Temperaturförhållandena i fjärrvärmenätet varierar naturligtvis under året. Framledningstemperaturen stiger med ökad last och även returtemperaturen påverkas. Speciellt under sommarmånaderna har returtemperaturen stigit markant. Så t.ex. under juni månad 1988 var månadsmedelvärdet av temperaturredifferensen över nätet endast 6,5 °C. Månadsmedelvärdet av returtemperaturen var då 66,7 °C. Även under sommaren 1989 märktes en returtemperaturhöjning.

Sådana returtemperaturhöjningar är inte ovanliga i fjärrvärmenät där flödet inte regleras då energibehovet minskar. Från solenergisympunkt är denna temperaturhöjning fördömande eftersom det är just under sommaren solfångaranläggningen kräver låga temperaturer från fjärrvärmenätet för att funktionen skall vara optimal.

Vid den genomgång av samtliga undercentraler, som genomfördes i oktober 1987, antecknades alla framlednings- och returtemperaturer. Samtidigt gjordes skisser på hur undercentraler och shuntgrupper var utformade. Vid bedömning av vilka undercentraler och shuntgrupper, som skulle modifieras, kom inte aktuella temperaturer att ha avgörande betydelse utan i stället det ursprungliga utförandet och möjligheten att genom en ombyggnad varaktigt sänka returtemperaturen.



Figur B 1.6 Förhållanden i fjärrvärmenätet 1988 och 1989. Vissa energier och temperaturer saknas.

B 1.5 Metoder för sänkning av returtemperaturen

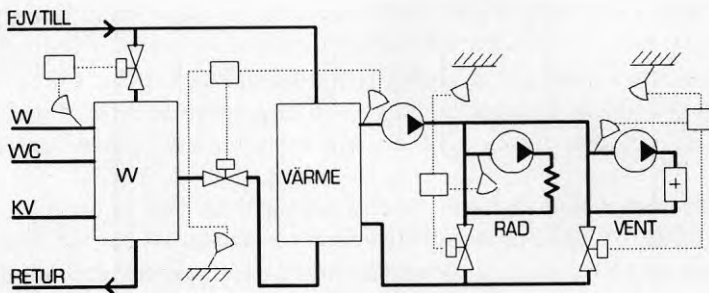
Vid dimensionering av värmesystem väljer projektören framlednings- och returtemperatur vid dimensionerande utetemperatur. De värmebehov, som beräknas och således bestämmer radiatorstorlek samt flöden har i många fall överskattats. Alltför stora radiatorer och flöden leder till höga rumstemperaturer. Pannskötare och husägare försöker begränsa dessa temperaturer genom att sänka värmebärarens framledningstemperatur. Det höga flödet i sekundärkretsen förändras i regel ej utan kvarstår med höga returtemperaturer som följd. För att möjliggöra en låg returtemperatur från en undercentral krävs därför att sekundärsidans flöde kan styras efter aktuellt energibehov. Sekundärsidans framledningstemperatur får därefter styra flödet i fjärrvärmekretsen.

Hur sekundärsystemen utformas beror på vilken typ av undercentral det gäller. Det finns två huvudtyper för värme- och varmvattendistributionssystem.

1. Värme-, ventilation- och tappvarmvattenproduktion sker i en undercentral från vilken det distribueras shuntad värme för radiatorer och ventilation samt tappvarmvatten.

2. En undercentral försörjer undergrupper med primärt värmevatten via ett ledningssystem. I undergrupperna blandas värmevatten i shuntgrupper till radiatorer och ventilationsaggregat. Varmvatten bereds i undergruppen genom att man låter det primära värmevattnet värma kallvatten i en varmvattenberedare.

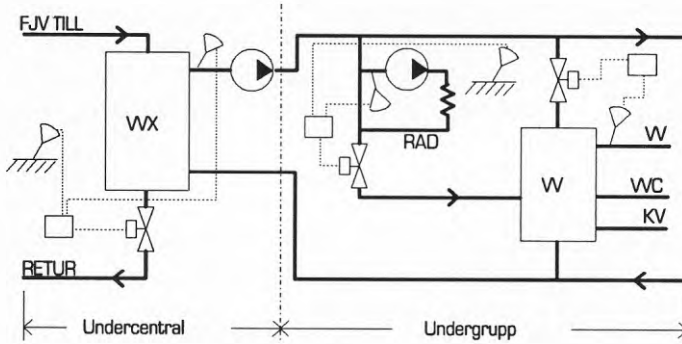
För att erhålla låga returtemperaturer utformar man sekundärsystemet så att flödet styrs av energibehovet. Värmeväxlare och varmvattenberedare skall vara så dimensionerade och flödesstyrda med hjälp av tvåvägsventiler att returtemperaturerna ligger kring 40-50 °C. För en värmeväxlare avsedd för radiatorvatten är detta normalt inget problem. För tappvarmvattenväxlare där varmvattenackumulator saknas kan problem uppstå eftersom det primära värmevattnet normalt har en temperatur, som endast överstiger tappvarmvattentemperaturen med ca 10 °C.



Figur B 1.7 Fall 1. Inkoppling av fjärrvärme i undercentral utan undergrupper.

Denna måttliga temperaturdifferens gör att den reglerande ventilen får arbeta med större utslag vilket ger mindre stabila förhållanden och större risk för perioder med hög returtemperatur.

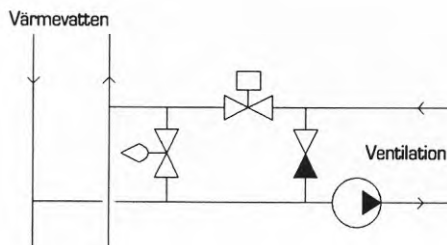
För fall 1 ovan, där produktion och distribution sker från en gemensam undercentral sker inkopplingen enligt figur B 1.7. I detta fall ansluts befintliga ledningar till värmeväxlarnas sekundärsida och abonnentens system är på så sätt skilt ifrån fjärrvärmesystemet. Flödet i fjärrvärmekretsen påverkas då direkt av förbrukningen i radiator-, ventilations- och tappvarmvattenkretsarna.



Figur B 1.8 Fall 2. Inkoppling av fjärrvärme i undercentral med undergrupper.

I fall 2, då shuntgrupperna ligger långt från undercentralen blir det normalt för dyrbart att installera tappvarmvattenvärmeväxlare i undercentralen eftersom det tillkommer ny rördragning för tappvarmvatten ut till de olika fastigheterna. I stället låter man det primära värmevattnet värma tappvarmvatten i de olika gruppcentralerna. I detta fall användes en värmeväxlare kopplad till en ny eller befintlig ackumulator. Eventuellt kan en befintlig varmvattenberedare behållas som den är, om den förses med en temperaturreglerad flödesbegränsare i utloppet.

När värmebehovet är lågt och därmed primärflödet lågt så finns en risk att vattnet i undergruppens primärvatten svalnar så mycket att det tar lång tid för varmt vatten att nå fram till värmeväxlare mm då värmebehov åter uppstår. För att motverka detta placeras temperaturreglerade "by-pass"-ventiler längst ut i varje undergrupp. Ventilen ställs in på t ex 35 °C vilket medför att det går ett flöde genom shuntventilen, tillräckligt stort för att framledningvattnets temperatur inte skall understiga 35 °C.



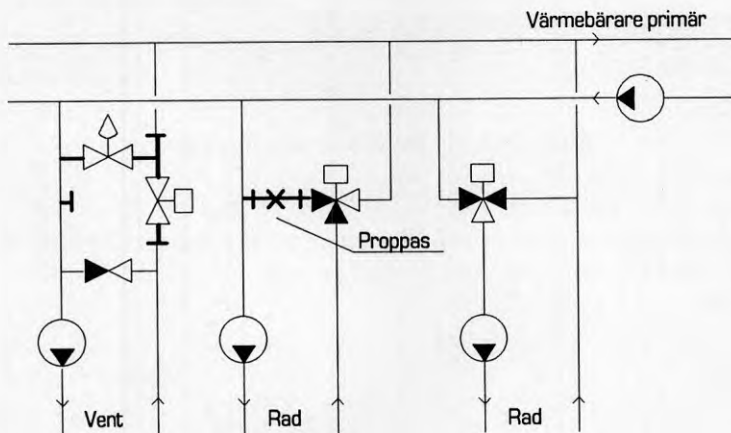
Figur B 1.9 "By-pass"-ventil i ventilationsanläggning.

B 1.6 Projekterade och genomförda åtgärder

För varje undercentral och varje undergrupp gjordes en okulär besiktning och ett protokoll upprättades. Aktuella temperaturer och reglerkurvor noterades. Alla anslutna apparater identifierades. Alla ställdon kontrollerades för att se om de kunde återanvändas. Varmvattenberedare ägnades speciell uppmärksamhet.

Eftersom fastighetsägarna äger undercentralerna togs speciell hänsyn till vilka ombyggnader, som kunde genomföras utan att skada undercentralerna (ex läckage). Detta för att undvika juridiska problem vid senare tillfälle.

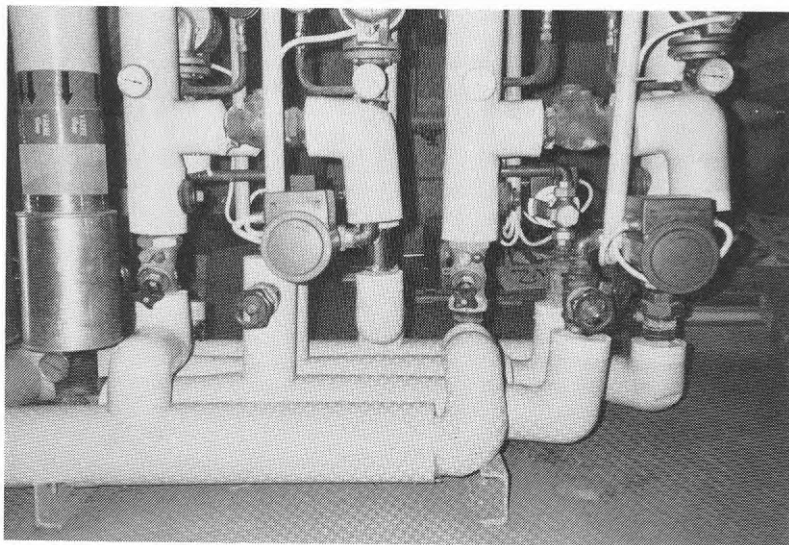
För varje undercentral och undergrupp gjordes därefter en bedömning om ombyggnad var rimlig ur temperatursänkande- och ekonomisk synvinkel. Om ombyggnad var önskvärd så upprättades en ritning och ombyggnadsbeskrivning.



Figur B 1.10 Ombyggnad genom proppning, utbyte av ventil och ställdon samt inbyggnad av temperaturkontrollerad "by-pass"-ventil. Jämför figur B 1.4.

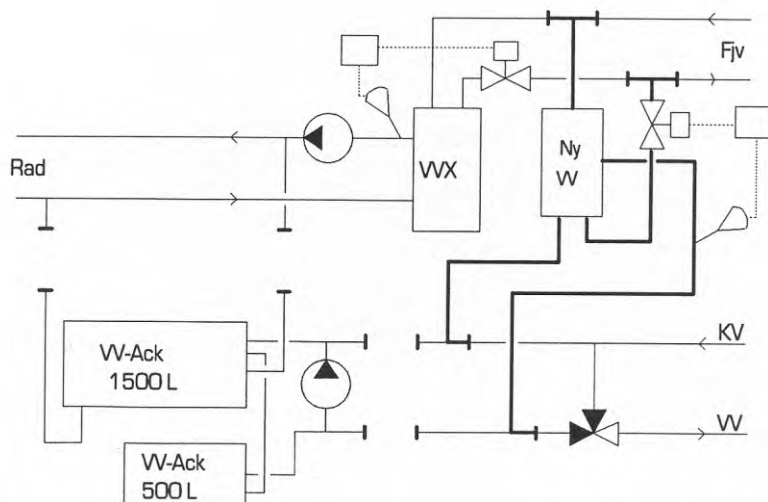
21 av undercentralerna med tillhörande undergrupper blev föremål för ombyggnad.

Trevägsventiler proppades för att fungera som tvåvägsventiler där så var möjligt. På grund av ålder, läckage mm gick detta inte alltid att genomföra varför dessa ventiler då byttes mot nya tvåvägsventiler. I de flesta fall fick man då dessutom byta ställdon. Utöver detta installerades en eller flera temperaturstyrda "by-pass"-ventiler.



Figur B 1.11 Ställdon i undergrupp.

Där så var möjligt ersattes befintliga fullflödesvarmvattenberedare med en ny värmeväxlare direkt inkopplad på fjärrvärmens.



Figur B 1.12 Varmvattenberedare utbytt mot ny värmeväxlare inkopplad direkt på fjärrvärmens.

1.7 Temperaturförhållanden efter ombyggnaden

Undercentral	Total energi (MWh)		Total volym (m ³)		Temp diff (°C)	
	1989	1991	1989	1991	1989	1991
101 <i>B & W</i>	576	767	13,372	24,928	37.0	26.5
102 <i>Gymnasiet</i>	2,712	2,578	152,454	83,780	15.3	26.5
104 Brandstationen	190	268	13,716	22,481	11.9	10.3
105 Kvarnvingen	165	181	3,696	4,173	38.4	37.3
106 <i>Folkets Hus</i>	603	701	17,173	22,420	30.2	26.9
107 <i>Stortorget</i>	732	506	26,054	9,813	24.2	44.3
108 <i>Systembolaget</i>	380	204	13,936	5,541	23.4	31.7
109 <i>Apoteket</i>	748	590	26,456	45,472	24.3	11.2
110 Spiran	227	312	5,533	7,364	35.3	36.4
111 Spiran	271	303	5,885	6,467	39.6	40.3
112 Spiran	636	837	23,958	22,031	22.8	32.7
121 <i>Holger</i>	268	323	10,517	12,114	21.9	22.9
122 <i>Passaren</i>	378	461	9,942	10,776	32.7	36.8
123 <i>Kyrkan</i>	392	351	9,985	7,725	33.8	39.1
124 <i>Lejonet</i>	2,057	2,337	88,612	84,573	20.0	23.8
125 <i>Apoteket</i>	594	1,373	12,449	29,264	41.0	40.3
127 <i>Stadshuset</i>	735	883	16,911	20,016	37.4	37.9
130 <i>Holger</i>	49	63	1,310	1,745	32.2	31.0
132 Sparbanken	102	355	4,303	10,216	20.4	29.9
137 <i>Lejonet</i>	45	29	3,118	6,545	12.4	3.8
141 <i>Hvitan</i>	388	600	65,280	18,475	5.1	27.9
142 <i>Hvitan</i>	168	176	4,416	4,750	32.7	31.9
144 <i>Hvitan</i>	94	118	1,865	2,309	43.3	43.9
146 <i>Pokalen</i>	124	148	2,458	3,180	43.4	40.0
148 <i>Grand</i>	554	635	87,161	17,227	5.5	31.7
154 <i>Centralen</i>	159	229	5,695	5,277	24.0	37.3
155 <i>Gästgivaren</i>	384	578	17,365	13,416	19.0	37.0
158 <i>Gästgivaren</i>	866	925	18,584	18,101	40.1	43.9
159 <i>Repslagaren</i>	869	1,067	18,012	23,779	41.5	38.6
160 <i>Stugan</i>	463	472	9,694	10,521	41.1	38.6
161 <i>Tullstugan</i>	283	260	5,873	4,916	41.4	45.5
162 <i>Repslagaren</i>	105	129	2,386	2,543	37.9	43.7
163 <i>Nygård</i>	171	188	5,754	3,578	25.6	45.2
164 <i>Tunnbindaren</i>	308	323	6,491	8,762	40.8	31.7
165 <i>Vårdcentralen</i>	1,463	2,271	109,254	148,761	11.5	13.1
166 <i>Möllevägsskolan</i>	550	663	18,586	17,647	25.4	32.3
167 <i>Trädgården</i>	937	1,185	20,101	22,117	40.1	46.1
168 <i>Stenyxan</i>	606	638	13,422	15,585	38.8	35.2
185 <i>Spiran</i>	247	281	12,018	6,606	17.7	36.6
186 <i>Tångaskolan</i>	911	1,227	21,548	24,082	36.4	43.8
188 <i>Dagcenter</i>	81	94	8,392	6,321	8.3	12.8
Summor/medelv	21,591	25,629	913,735	815,397	20.5	27.0

De ombyggda undercentralerna är markerade med *kursiv stil*.

Från de journaler, som förs och som utgör underlag för debiteringar, har den årliga medeltemperaturdifferensen beräknats. Flöden och energier har avlästs på integreringsverk. Differenstemperaturerna har beräknats med utgångspunkt från flöden och energier.

Enligt ovanstående tabell fanns det efter ombyggnaden, som utfördes före eldningssäsongen 1989-90, både ombyggda och icke ombyggda undercentraler där medelvärdet av temperaturdifferensen låg under 20.5 °C (nätets medeltemperaturdifferens). Trots detta kunde en mindre sänkning av temperaturen i fjärrvärmesystemet konstateras. Detta kan man se i den del av figur B 1.6 som avser slutet av år 1989. Under vintern 1989- 90 låg returtemperaturen ca 2-3 °C lägre än under föregående vinter.

Eftersom de genomförda ombyggnaderna varit omfattande så hade man förväntat sig en större temperatursänkning. Av denna anledning gjorde Anders Bernestål, Andersson & Hultmark, ett besök på plats 1990-09-04 för att försöka utreda varför en del undercentraler fortfarande gav för höga returtemperaturer.

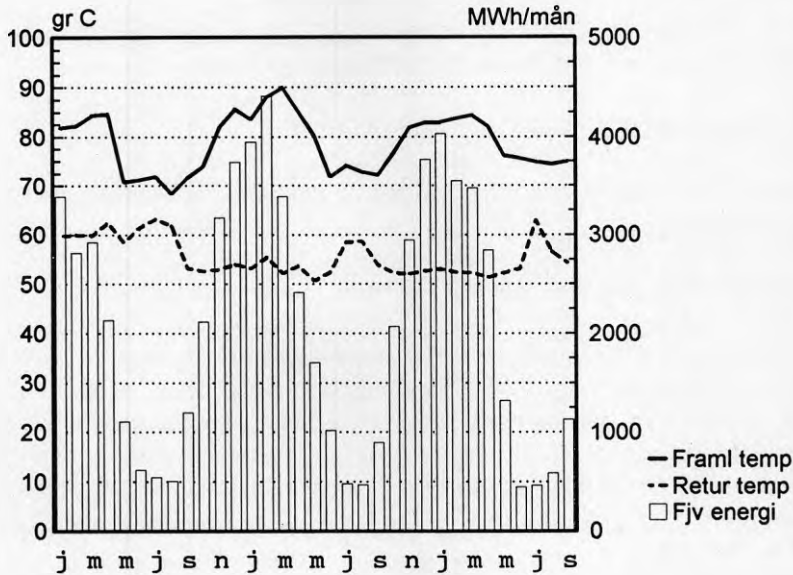
Inför denna genomgång gjordes en rangordning av undercentralerna med avseende på "temperatureffektivitet". Från 1989 års värden kunde följande rangordning erhållas.

Undercentral	Temp.diff mv 1989 (°C)	Volym 1989 (m ³)	Andel av total	
			Volym (%)	Energi (%)
141 Hvitan	5.1	65,280	7.1	1.8
148 Grand	5.5	87,161	9.5	2.6
188 Dagcenter	8.3	8,392	0.9	0.4
165 Vårdcentralen	11.5	109,254	12.0	6.8
104 Brandstationen	11.9	13,716	1.5	0.9
137 Lejonet	12.4	3,118	0.3	0.2
102 Gymnasiet	15.3	152,454	16.7	12.6
185 Spiran	17.7	12,018	1.3	1.1
155 Gästgivaren	19.0	17,365	1.9	1.8

Utöver dessa 9 undercentraler, som har ett årsmedelvärde på temperaturdifferensen, som är under samtliga undercentralers medelvärde (20.5 °C) fanns ytterligare några undercentraler, som hade mindre temperaturdifferens i dec 1989, efter ombyggnaden, än i dec 1988.

Undercentral	Temp. diff (°C)	
	dec 1988	dec 1989
107 Stortorget	34.6	12.5
108 Systembolaget	31.3	11.0
109 Apoteket	31.3	17.9

Vid genomgång av dessa 12 undercentraler åtgärdades de flesta av problemen genom injusteringar. Vidare hittades fel i några undercentraler, som därför föreslogs bli åtgärdade.



Figur B 1.13 Fjärrvärmeenergi och temperaturer från 1990 till och med september 1992.

B 1.8 Kompletterande ombyggnader

Utgående från ovanstående utredning föreslog Andersson & Hultmark i en rapport 90-09-11 att tre undercentraler skulle modifieras.

För att visa vilken typ av problem, som finns, följer här en förteckning över dessa undercentraler och föreslagna modifieringar.

102 Gymnasieskolan

Detta är den största undercentralen med ett stort internt värmesystem.

1. En undercentral, som försörjer 30 lgh har ej tidigare åtgärdats. Ny värmeväxlare för varmvatten samt torkrumsfläktar måste åtgärdas.
2. Befintlig ventil i shuntgrupp tätar ej.

3. Förrådsvarmvattenberedare omkopplas till befintlig elberedare.
4. Varmvattenberedare på vind förses med flödesbegränsare.

104 Brandstationen

En relativt liten, ej tidigare åtgärdad undercentral.

1. Returbegränsare inmonteras på varmvattenberedaren.

165 Vårdcentralen

Problem har uppstått med för höga tryck i samband med ombyggnad till tvåvägsreglering.

1. En av pumparna i en dubbelpump bytes mot en mindre.

Ombyggnaden genomfördes under sommaren 1992. Mätningar under hösten visar emellertid inte någon större temperatursänkning. Enligt figur B 1.13 stiger returtemperaturen på karaktäristiskt sätt under sommaren 1992. Det är emellertid troligt att en ny genomgång av systemet med individuella injusteringar skulle ge en något lägre returtemperatur till fjärrvärmecentralen.

B 1.9 Ekonomi

Den första ombyggnaden av undercentralerna offererades av TeknoTerm för 990 kkr och var en del av offerten gällande hela solfångaranläggningen. Dessa kostnader betalades ur ett experimentbyggnadslån från Byggforskningsrådet.

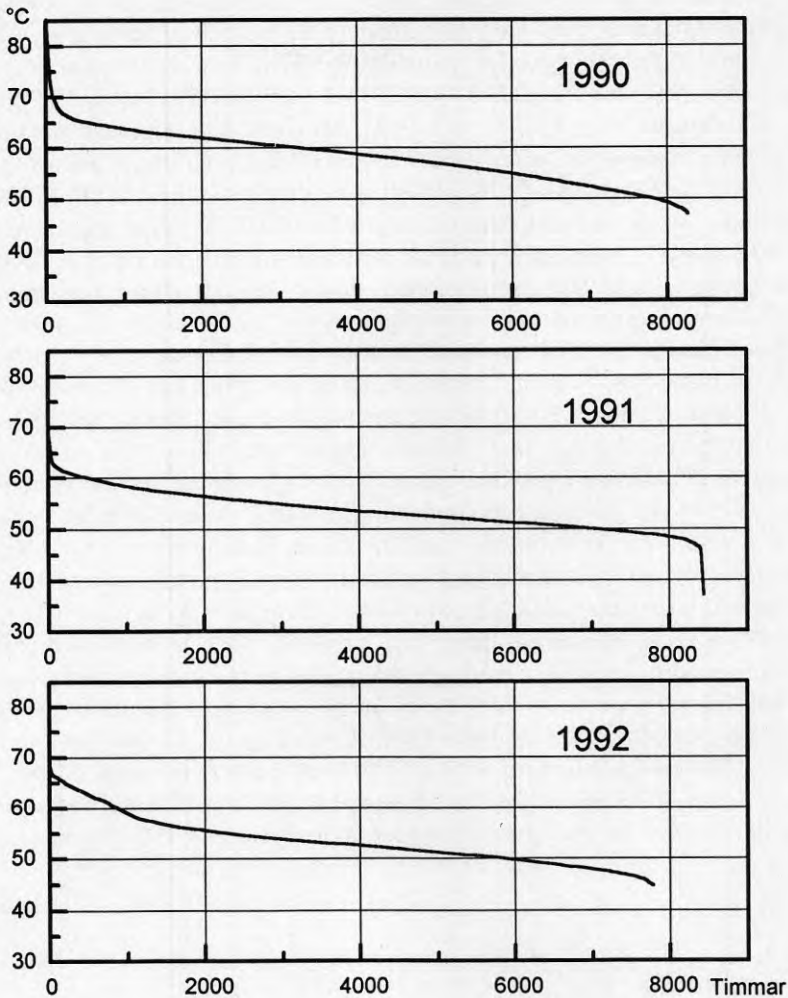
Den modifiering, som gjordes under sommaren 1992 bekostades med ett anslag på 130 kkr från NUTEK.

B 1.10 Diskussion och resultat

Falkenbergs fjärrvärmenät är relativt komplicerat med ett stort antal undercentraler och gruppcentraler fördelade mellan ett antal byggnader i staden. Hur fjärrvärmen är inkopplad varierar från fastighet till fastighet men gemensamt för de flesta inkopplingarna har varit att låga returtemperaturer inte prioriterats.

De ombyggnader, som genomförts, har varit komplicerade och tidsödande att projektera, eftersom projekteringsunderlag i flera fall saknats. Detta har medfört att varje undercentral och undergrupp har fått studeras på plats, ritning upprättas och förslag till åtgärder skissats. Eftersom antalet shuntgrupper är stort och de är belägna i olika byggnader har det varit lätt att missa någon.

Byte av tvåvägsventiler till tvåvägsventiler för att på så sätt reglera primärvärmeflödet kan ge upphov till för höga tryck med påföljande läckage eller problem med varmvattentemperaturer. En nära kontakt med fastighetsägaren är därför viktig så att dessa problem kan åtgärdas och juridiska problem undvikas.



Figur B 1.14 Varaktighetsdiagram för returtemperaturen 1990 - 1992. December månad saknas 1992. Vissa övriga timmar saknas också vilket orsakar att antalet timmar i graferna inte blir 8,760. Graferna visar att returtemperaturen blivit något lägre för vart och ett av mätåren. Högsta registrerade temperatur var under 1990 = 85.3 °C, 1991 = 68.5 °C och 1992 = 68.3 °C.

Ett annat sätt att påverka returtemperaturen är att låta undercentralens totala flöde utgöra en del av debiteringsunderlaget. På så sätt skulle det vara lättare att få fastighetsägarnas hjälp med att hålla nere flöden och temperaturer.

Trots omfattande ombyggnader har inte årsmedelvärdet av returtemperaturen kunnat sänkas med mer än ca 10-11 °C, från 64.0 °C (1988) till 58.2 °C (1990) och därefter till ca 53.5 °C (1992). Motvarande temperatursänkning beräknad som medelvärde under enbart sommarmånaderna maj - augusti var från 67.6 °C (1988) till 61.2 °C (1990) och därefter till 56.2 °C (1992). Målsättningen var en sänkning med ytterligare minst 10 °C. En returtemperatur mellan 40 och 45 °C hade varit värdefull för solfångaranläggningens funktion.

Erfarenheterna från ombyggnaden kan sägas vara att dåligt fungerande undercentraler och gruppcentraler måste byggas om för flödesstyrning men att det är minst lika viktigt med regelbunden tillsyn och justering.

Besök på plats visar att man fortfarande har en stor påverkan på returtemperaturen från undercentraler med felaktig utrustning och/eller felaktig inställning.

Om returtemperaturerna skall kunna sänkas och hållas låga krävs att personalen är utbildad på undercentralernas funktion samt hur sänkta returtemperaturer är till nytta för hela fjärrvärmeanläggningen. Vidare krävs att undercentralerna besöks och kontrolleras regelbundet varvid temperaturer och flöden protokollförs. Man kan då på ett tidigt stadium se om returtemperaturen vid en viss undercentral tenderar att stiga och omedelbart åtgärda detta.

Den sänkning av returtemperaturen med ca 10 °C, som genomförts medför naturligtvis mindre förluster i solfångaranläggning och kulvertar. Solanläggningen uppskattas nu ge ca 200 MWh mer energi under ett år. Medeltemperaturen i fjärrvärmenätet sjönk från 1988 till 1992 med ca 10 °C. Om förlusterna före ombyggnaden uppskattas till 5 % innebär temperatursänkningen ca 0.8 % mindre förluster vilket även detta motsvarar ca 200 MWh per år. Eftersom totala flödet minskar även kostnaderna för elenergi till fjärrvärmenätets pumpar.

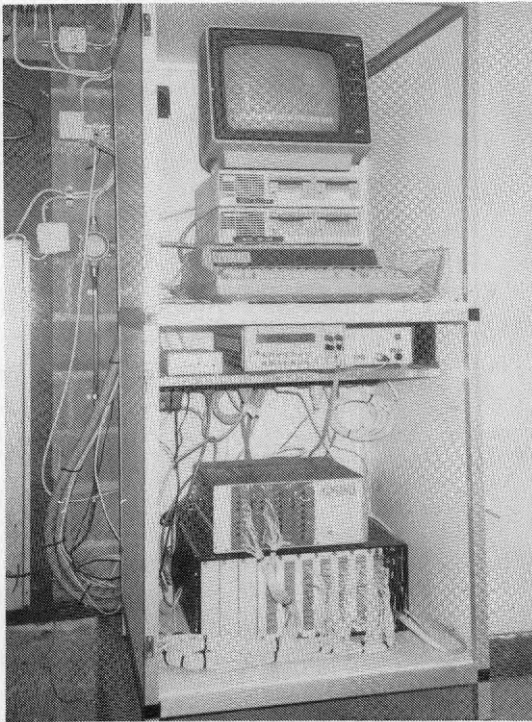
BILAGA 2. MÄTNINGAR

I denna bilaga redovisas vilken mätutrustning och vilka givare, som har använts. Vidare redovisas hur mätningarna har utförts samt hur beräkningar och datareduktion har gått till. Dessutom innehåller bilagan en diskussion om onoggrannhet samt en systemfigur med använda givare inritade.

B 2.1 Mätsystemet

Mätsystemet består av en bordsdator, en systemvoltmeter, en analog kanalväljare och en mångkanalig digital räknare samt givare.

Mät datorn är en Hewlett Packard 86B utrustad med GPIB-gränssnitt till vilket systemvoltmetern och den digitala räknaren är anslutna. Mät datorn är försedd med ett specialskrivet dataprogram, som styr mätdatainsamlingen, utför beräkningar och datareduktion samt hanterar telefonkommunikationen. På mät datorns bildskärm kan man se systembilder och tabeller över anläggningens status.



Figur B 2.1 Mät datorn är tillsammans med övrig mätutrustning placerad i ett skåp.

Varannan minut avläses samtliga givare varefter datorn genomför beräkningar och uppdaterar bildskärmen. Varje hel timma genomförs dessutom en omfattande datareduktion varefter data sparas på mätdatorns skivminne. På skivminnet kommer att finnas en datafil för varje dygn. Varje fil innehåller 24 timregistreringar med t ex medelvärden, summor och drifttider. Dessa datafiler överföres till mätcentralen via telefon en gång per vecka.

Vid Mätcentralen har vi tagit fram programvara, som medför att man med hjälp av en PC-dator och ett telefonmodem kan kommunicera med mätstationen. På PC-datorns bildskärm kan man då få systembilder och tabeller med både aktuella och ackumulerade data. De personer inom projektet, som så har önskat, har haft tillgång till detta program och därmed haft möjlighet att kontinuerligt följa projektet. Detta program användes dessutom av Mätcentralen för överföring av data från mätdatorn till Mätcentralens datorsystem.

Signaler från analoga givare, som motståndstermometrar, pyranometern och lägesgivaren, är anslutna till en systemvoltmeter av fabrikat Hewlett Packard, modell 3478, via en analog 4-polig mätpunktsväljare av typ Schlumberger serie 3.

Före varje mätserie genomför mätsystemet en autokalibrering på så sätt att spänningsfallet över en kortslutning respektive resistansen över ett 100 ohms precisionsmotstånd uppmättes för aktuella mätområden. Dessa "nollvärden" användes därefter för automatisk korrigerings av uppmätta data. Denna teknik medför att bidragen i onoggrannheten i temperaturmätningar bedöms vara mindre än ± 0.03 °C för timmedelvärden. Bidragen till onoggrannheten i övriga analoga mätningar är försumbar.

Pulser från elmätare, flödesmätare och slavreläer registreras med en flerkanalig mikroprocessorbaserad räknare.

B 2.2 Solinstrålning

En pyranometer av fabrikat Kipp & Zonen, modell CM11, mäter solinstrålningen mot solfångarnas plan. Eftersom solfångarfältet befinner sig ca 700 m från den plats där mätutrustningen är uppställd så har det bl a av ekonomiska skäl inte funnits någon möjlighet att montera pyranometern bland solfångarna. Den har i stället monterats på ett räcke högst upp på ackumulatortanken intill fjärrvärmecentralen.

Pyranometern är installerad så att riktningsavvikelsen från söder är densamma som för solfångarfältet dvs 5 grader åt öster samt med samma lutning som solfångarna dvs 38 grader. Den är monterad i en tunn låda försedd med fläkt, som ger en svag luftström över pyranometerens glasdom. Detta i avsikt att undvika dagg och frost på pyranometern.

Statens Provningsanstalt kalibrerade pyranometern innan den installerades. Erhållen kalibreringskonstant var densamma som fabrikanten angivit. SP uppskattar onoggrannheten till bättre än ± 3 % av uppmätt värde för hög solinstrålning. Vid låg instrålning och vid flackt infall kan onoggrannheten vara större. För månadsvärden är däremot onoggrannheten betydligt mindre.



Figur B 2.2 Pyranometer med fläktlåda är placerad på räcket högst uppe på ackumulatortanken.

Eftersom pyranometern befinner sig ca 700 m från solfångarfältet, så finns det en möjlighet att solinstrålningen mot pyranometern och mot fältet kan vara olika. Detta gäller speciellt för sommarväder med cumulusmoln. I det korta tidsperspektivet kan detta vara av betydelse medan det på dygnsbasis bör vara försumbart.

B 2.3 Status och drifttider

Status för de olika anläggningsdelarna har registrerats med hjälp av den digitala räknaren, som kan registrera om en anläggning är inkopplad eller ej. På detta sätt kan vi registrera om pannor och om pumpar är i drift eller inte. Genom att summera den tid en anläggning har varit igång erhålles även drifttid. Upplösningen blir 1/30 h vilket vi har uppskattat är tillräckligt bra för denna typ av utvärdering.

B 2.4 Temperaturmätningar

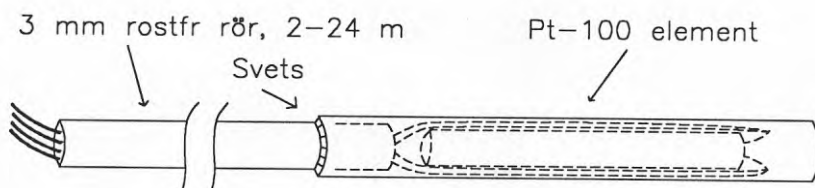
Samtliga temperaturer har uppmätts med hjälp av motståndstermometerar, fyrtrådigt inkopplade till en systemvoltmeter via en analog mätpunktsväljare. Alla temperaturgivare är av fabrikat Pentronic och klassade 1/10 DIN vilket medför en garanterad högsta onoggrannhet av ± 0.03 °C inom aktuelltemperaturområde. Givarna levereras med kontrollprotokoll vilket medför att lämpliga par kan väljas ut för differens-temperaturmätningar.

Vid mätning av vätsketemperaturer i rör är det keramiska givarelementet

inneslutet i ett skyddsror, som i sin tur är instuckt i en i det vätskebärande röret fast installerad dykficka. Placeringen av dessa dykfickor har gjorts med omsorg för att man skall vara säker på att vätskan är ordentligt blandad och att det inte finns någon temperaturskiktning eller temperaturstråk.

Våra kontroller på plats visar att onoggrannheten i absoluttemperaturmätningarna är bättre än ± 0.06 °C och i differensstemperaturmätningarna bättre än ± 0.05 °C.

De givare, som är placerade på en wire koncentriskt i ackumulatortanken, är konstruerade på ett annat sätt. För att undvika vatteninträngning är de helkapslade från ovansidan av ackumulatortanken ned till givarens position i vattnet. Själva "kabeln" består av ett 3 mm tunnväggigt rostfritt rör inuti vilket de fyra trådarna ligger oisolerade, inkapslade i aluminiumoxid. Längst ned på kabelröret finns en påsvetsad hylsa ca 5 mm diameter och 60 mm lång i vilken det keramiska givarelementet är instuckt så att anslutningstrådarna är vända utåt. Efter att trådarna har anslutits har kapseln fyllts med aluminiumoxid varefter den svetsats igen. På detta sätt har man åstadkommit helt vattentäta skyddsror i längder mellan 2 och 23 m.

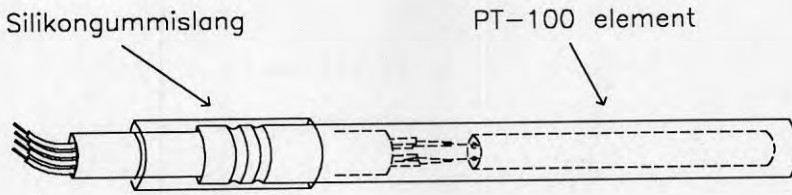


Figur B 2.3 Den nya typen av givare med "kabel" i rostfritt stål och helsvetsad kapsel.

De sex temperaturgivare, som finns monterade i inloppsdyssorna, är av ett annat utförande. På en fyrtrådig silikongummiisolerad kabel har givarelementet monterats varefter givare med kabel instuckits i en rostfri, cylindrisk hylsa. Hylsan har klämts (rillats) runt kabeln för att undvika vatteninträngning. Vatten har emellertid diffunderat in genom silikongummikabeln och transporterats ned till givarelementet varefter det finns en galvanisk kontakt mellan givaren och tankens vatten. Detta orsakar en felvisning av mellan -0.2 och -2.0 °C.

Ett fel av denna typ är svårt att upptäcka med en vanlig multimeter. Mätströmmen, som användes vid fyrpolmätning, värmer upp givaren så att den torkar och felvisningen minskar då från ca -1.0 °C till -0.2 °C på 1 sekund. Vid användning av ett automatiserat mätsystem är mätströmmen (1 mA) inkopplad under endast ca 100 ms varvid givaren ej hinner värmas upp och felvisningen blir större.

Dessa givare kunde dock användas i projektets början innan de skadats av vatteninträngning, och gav då intressanta upplysningar om inloppsdyssornas funktion.



Figur B 2.4 Den gamla typen av givare med silikongummikabel och tätande silikongummislang limmad runt rillningen.

B 2.5 Vattenflöden

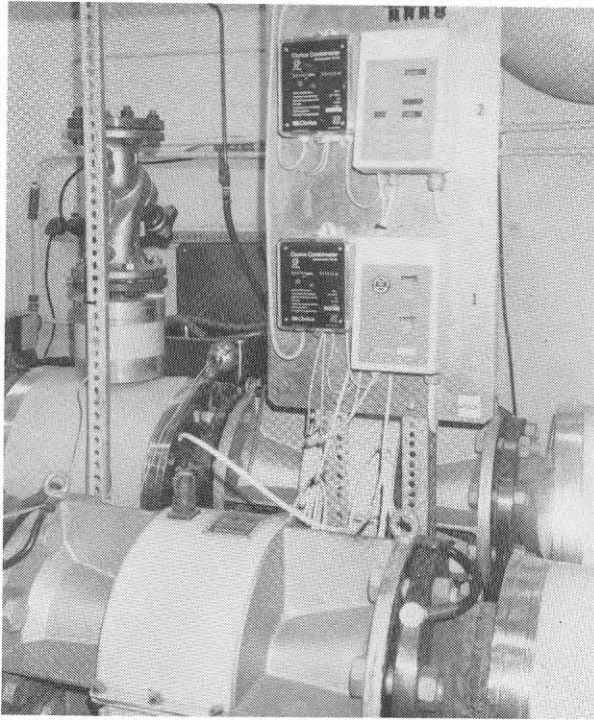
Vattenflöden mäts med induktiva flödesmätare av fabrikat Krohne och Clorius. Båda typer av mätare ger en pulssignal proportionell mot volymflödet.

Flödet i laddkretsen mäts med en induktiv flödesmätare av typ Krohne Altometer DEF200, DN 100, med mät rör av sintrad aluminiumoxid. Denna givare kalibrerades vid Göteborgs Mätarservice före installationen samt efter ca 1 års drift.

Flödet till- och från ackumulatortanken registreras med hjälp av en Krohne Altometer M950, DN 150, med mät rör av PTFE. Även denna givare kalibrerades med godkänt resultat före installationen.

Fjärrvärmeflödet registreras med hjälp av två parallellkopplade induktiva flödesmätare av fabrikat Clorius, typ Combimeter Flowline H, DN 100. Mätarna, som har funnits i anläggningen sedan tidigare, användes på så sätt att den ena av de två parallella grenarna stängs av under sommarhalvåret då flödet är lågt. På detta sätt ökar man mätnoggrannheten.

Cloriusmätaren i huvudgrenen har visat felaktiga värden eller varit helt trasig under långa tider. Detta åtgärdades först 91-11-21 varför mätningarna av fjärrvärmeflödet har fått utföras på annat sätt. Fjärrvärmeflödet är detsamma som flödet in i ackumulatortanken under alla driftsfall utom då tanken är avstängd eller då tanken laddas från pannorna (flödet går "baklänges"). Detta gör att flöde och fjärrvärmeenergi har kunnat beräknas med hjälp av andra mer pålitliga data än de från Cloriusmätarna. Under de driftsfall då flödet genom tanken och fjärrvärmeflödet definitionsmässigt ej varit detsamma har data från Cloriusmätarna använts men korrigerats med en korrigeringsfaktor, som fastställts för vare enskild period.



Figur B 2.5 Clorius flödesmätare med integreringsverk.

Alla fyra flödesmätarna sitter väl monterade på tillräckligt långa raksträckor utan störande ventiler eller påstick.

B 2.6 Vattenburen värme

Vattenburen värme beräknas i mät datorn på grundval av mätdata för temperaturdifferenser, volymflöden och tillämpliga fysikaliska parametrar.

Varannan minut multipliceras den momentana temperaturdifferensen med den volym vatten, som passerat mätröret under tvåminutersperioden. Denna produkt multipliceras därefter med vattnets värmekapacitivitet beräknad för medelvärdet av ingående- och utgående temperatur samt med vattnets densitet beräknad vid den temperatur där flödesmätaren sitter. Dessa tvåminutersenergi summeras varje timma till en timenergi för systemet. Samplingstiden anses vara tillräckligt kort för att dess bidrag till onoggrannheten skall vara försumbar.

Onoggrannheten i energimätningarna är en funktion av onoggrannheten i temperaturmätningarna och i flödesmätningen. Till detta kommer ett bidrag från beräkningsrutinen. Enligt de kontroller, som gjorts är onoggrannheten i temperaturdifferensen mindre än ± 0.05 °C och i volymflödesmätningarna med

Krohnemätarna $\pm 0.5\%$. Onoggrannheten i energiberäkningarna bestäms därför i första hand av rådande temperaturdifferens, som i laddkretsen är typiskt $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ och i fjärrvärmekretsen kan variera från $0 - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Uppskattad onoggrannhet för energimätningen i laddkretsen blir då $\pm 1.0\%$ och i ackumulatorns anslutning till fjärrvärmekretsen $\pm 2.0\%$ utom vid mycket små temperaturdifferenser då felet kan bli avsevärt större. Vid sådana fall är dock energimängderna absolut sett små och felbidraget till totala energin blir litet.

Onoggrannheten i beräknad fjärrvärmeenergi beror på vilket mätrör, som använts och om mätvärdena har behövts korrigeras. En försiktig uppskattning är att onoggrannheten i denna beräkning är mindre än $\pm 5.0\%$.

De ovan nämnda mätfelen kan tyckas vara förvånansvärt små och frågan uppstår naturligtvis om detta stämmer. Erfarenheter från andra projekt med motsvarande mätutrustning (ex Nykvarn) där det finns redundans i energimätningarna visar att energibalansen normalt ligger inom $\pm 1.0\%$ vilket visar att de uppskattade mätfelen är troliga.

B 2.7 Kontroller av givare

Före mätstarten och under projektets gång har givarna kontrollerats på olika sätt.

Samtliga temperaturgivare är kalibrerade vid tillverkningen. De givare, som är åtkomliga, har dessutom vid ett tillfälle kontrollerats på plats med hjälp av vattenbad och referensgivare. Vid denna kontroll har onoggrannheten legat inom de ursprungliga värdena.

Givarna i inloppsdysonerna kalibrerades vid leverans men har efter vatteninträning skadats och användes ej för beräkningar.

Övriga givare i tanken kalibrerades vid leveransen och har därefter ej kunnat kontrolleras. Grafer över temperaturprofilen i tanken visar emellertid att givarna befinner sig i gott skick. En tanktemperaturgivare har gått sönder och är därför bortkopplad.

Pyranometern hade använts i Nykvarnprojektet under 1 år innan den installerades i Falkenberg. Före installationen kalibrerades den hos Statens Provningsanstalt. Denna kontroll visade att givarkonstanten var densamma som den av fabrikanten uppgivna.

De båda Krohne flödesmätarna kontrollerades vid Göteborgs Mätarservice före installationen. Kontrollen visade att uppgivna mätarkonstanter var riktiga och att onoggrannheten låg inom angivna $\pm 0.5\%$. Den mindre av dem, nämligen den som är installerad i laddkretsen, kalibrerades dessutom på nytt efter ca 1 års drift. Även vid detta tillfälle låg onoggrannheten väl inom det av tillverkaren garanterade intervallet $\pm 0.5\%$ vid aktuellt flöde. Väl att märka är att mätröret efter ett års drift inte visade några spår av magnetitbeläggning vilket gör att givaren kan anses långtidsstabil i denna miljö.

B 2.8 Saknade data

Mätutrustningens tillgänglighet har varit hög (se figur 8.1). Vid de tillfällen, då data saknas, har olika korrektinger gjorts för att beräkningar av dygns- och

månadsvärden skall kunna ske.

Vid enstaka timmars databortfall under ett dygn har dessa data ersatts av medelvärdet av de övriga om detta har verkat relevant. Om denna typ av korrektion inte har varit lämplig eller om antalet saknade timvärden varit stort så har det aktuella dygnet uteslutits.

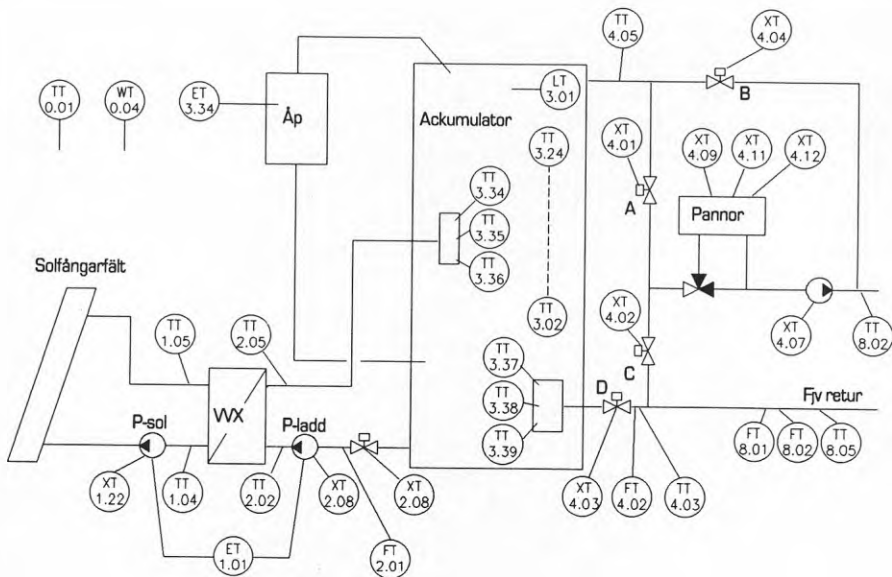
På liknande sätt har saknade dygnsvärden behandlats vid beräkning av månadsmedelvärden och månadssummor.

Metoden säkerställer att alla summor och medelvärden baseras på samma uppsättning timmar men bidrar naturligtvis till onoggrannheten i vissa beräknade storheter.

B 2.9 Givare

I figur B 2.6 finns de flesta givare inritade. Figuren är avsedd att ge en ungefärlig uppfattning om var i systemet de olika givarna sitter samt deras beteckningar.

Tabell B 2.1 är en förteckning över de givare, som användes i mätsystemet. Tabellen innehåller dessutom uppgifter om typ av givare samt onoggrannhet och placering.



Figur B 2.6 Givarnas placering i systemet.

Tabell B 2.1 Givarförteckning.

Givare	Onoggr	Typ	Placering
TT0.01	.5K	Pt-100 i ventilerat strålskydd	Ostörd plats, jmf SMHI
WT0.04	3%	Pyranometer CM11 med fläkt	Parallellt med solfångarplanet på tank
ET1.01	1%	Elmätare	Elmatning av pumpar P-sol och P-ladd
TT1.04	.1K	Pt-100, mätficka	Nära VVX i tillopp till solf
TT1.05	.1K	Pt-100, mätficka	Nära VVX i retur från solf
XT1.22		Slavrelä, till/från	I reglerc. P-sol A/B
FT2.01	.5%	Induktiv flödesm. DN100, max 100 m ³ /h	I tillopp till VVX, från ackumulator
TT2.02	.1K	Pt-100, mätficka	I tillopp till VVX
TT2.05	.1K	Pt-100, mätficka	I utlopp från VVX
XT2.08		Slavrelä, till/från	I reglerc. P-ladd A/B
LT3.01	.1m	Nivåmätare	I ackumulatorns topp
ET3.34	1%	Elmätare	Ångpanna
TT3.02	.1K	Pt-100, rostfritt hölje om ledare	I tank, höjd rel botten 0.00 m
TT3.03	.1K	Pt-100, -"	Höjd rel botten 1.00 m
TT3.04	.1K	Pt-100, -"	Höjd rel botten 2.00 m
.			
.			
TT3.23	.1K	Pt-100 -"	Höjd rel botten 21.00 m
TT3.24	.1K	Pt-100 -"	Höjd rel botten 22.00 m

TT3.34	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i övre delen av solf inloppsdyssa
TT3.35	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i mitten av solf inloppsdyssa
TT3.36	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i nedre delen av solf inloppsdyssa
TT3.37	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i övre delen av fjärrv inloppsdyssa
TT3.38	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i mitten av fjärrv inloppsdyssa
TT3.39	.1K	Pt-100, rostf kapsl	Temp i nedre delen av fjärrv inloppsdyssa
FT4.02	.5%	Induktiv flödesm. DN150, max 200 m ³ /h	I anslutningen mellan fjärrvärmereturen och ackumulatorbotten
TT4.03	.1K	Pt-100, mätficka	Temp mellan fjärrvärmereturen och ackumulatorbotten
TT4.05	.1K	Pt-100, mätficka	Temp i ledning från ackumulator toppen
XT4.01		Slavrelä, till/från	I reglerc. Ventil A i utlopp från ackumulator topp till pannor
XT4.02		Slavrelä, till/från	I reglerc. Ventil C i shuntledn för ackumulator
XT4.03		Slavrelä, till/från	I reglerc. Ventil D i inlopp till ackumulatorns botten
XT4.04		Slavrelä, till/från	I reglerc. Ventil B, laddning från pannor
XT4.07		Slavrelä, till/från	I reglerc. Pump P-fjv
XT4.09		Slavrelä, till/från	I reglerc. Gaspanna 1/2
XT4.11		Slavrelä, till/från	I reglerc. Flispanna 1

XT4.12		Slavrelä, till/från	I reglerc. Flispanna 2
FT8.01	3%	Induktiv flödesm. DN100, max 150m ³ /h	I fjärrvärmens returledning (befintlig)
FT8.02	3%	Induktiv flödesm. DN100, max 150m ³ /h	I fjärrvärmens returledning (befintlig)
TT8.02	.1K	Pt-100, mätficka	I fjärrv. framledning
TT8.05	.1K	Pt-100, mätficka	I fjärrv. returledning

BILAGA 3. ANLÄGGNINGSDATA**Befintligt fjärrvärmenät**Nät (efter ombyggnad av undercentraler)

Ansluten effekt	13 MW
Årsenergibehov	29 GWh
Antal anslutna undercentraler	53 st
Antal anslutna fastigheter	1,200 lgh + andra lokaler
Total kulvertlängd	4.9 km
Total vattenvolym på primärsidan	100 m ³
Dimensionerande flöde	250 m ³ /h
Dimensionerande framtemperatur	95 °C
Dimensionerande returtemperatur	50 °C

Produktionscentral

Gaspanna 1		
typ	Posab m Weishaupt brännare (1988)	
effekt		5.0 MW
Gaspanna 2		
typ	Posab m Weishaupt brännare (1988)	
effekt		6.0 MW
Flispanna 1		
typ	Optima energi/Osby (1985)	
effekt		2.0 MW
Flispanna 2		
typ	Optima energi/Osby (1985)	
effekt		3.0 MW

SolvärmecentralenSolfångarkrets

Solfångartyp	Teknoterm HT, plan	
Total area		5,500 m ²
Kulvert till ackumulator		720 m
Typ	isolerad stålkulvert	

Mediarör d _i /d _y		158/168	mm
Förläggingsdjup		600	mm
Ytterdiameter		280	mm
Isolering	PUR Serie 2	51	mm
Flöde		ca 25	l/s
Uppskattad förlust		2-4	%
Uppsamlingskärl, volym		23.7	m ³

Laddkrets

Flöde		25.0	l/s
-------	--	------	-----

Värmeväxlare

Typ	ReHeat, UF-51H		
Antal plattor		253	st
Värmeyta		127.1	m ²

Data vid dim. punkten

	varma sidan	kalla sidan	
Medium	50% p.glykol	vatten	
Föde	26.5	24.6	l/s
Inloppstemperatur	100.0	64.0	°C
Utloppstemperatur	70.0	94.0	°C
Tryckfall	54	42	kPa

Effekt		3,000	kW
Log. temperaturdiff.		6.0	°C
Värmegenomgångstal		3,936	W/m ² ,K

Pump

Typ	WM124		
Effekt		5.5	kW

Värmeackumulator

Typ	trycklös ståltank		
Lagringsmedium	vatten		
Höjd exkl vattenlås		23	m
Diameter, inre		8.0	m
Diameter, yttre		9.2	m
Plåttjocklek		6.0	mm
Plåttjocklek övre plåt		7.0	mm
Ytterbeklädnad	aluminiumplåt		
Effektiv volym		1,100	m ³
Vattennivå		21	m

Isolering

Typ	mineralull	
Tjocklek i toppen		600 mm
Tjocklek runt cylindern		600 mm
Tjocklek i botten		0 mm

Tryckhållning

Typ	vattenlås + ångpanna	
Max övertryck		1.0 kPa
Min övertryck		3.0 kPa
Effekt ångpanna		10.5 kW

Ångpanna för tryckhållning

Ångpanna typ	VEÅ Elmin	
Effekt		10.5 kW
Producerad vattenånga		15 kg/h

Solfångarfältet

Total markarea		12,650 m ²
Total apertur (glasad) area		5,500 m ²

Solfångarrader

Antal rader		44 st
Moduler per rad		10 st
Injusteringsventil, typ	TA STA-D	
Säkerhetsventil, typ	Broby 474122	
Säkerhetsventil, öppningstryck		10 barö
Orientering, avvikelse från syd		ost 5 grad
Resning, horisontal		38 grad

Värmebärare

typ	50 vikt% monopropylenglykol i vatten + 2 vikt% Mitco R24L	
volym, solfångarmoduler		3.1 m ³
volym, kulvert i fält		4.2 m ³
nominellt flöde		ca 25 l/s
dimensionerande temp.stegring		30 °C

Cirkulationspumpar

typ	Vadstena Pa-pump, WMP	
effekt, P-sol		22 kW
effekt, P-ladd		5.5 kW

Solfångare

Typ	Teknoterm HT, plan	
Yttermått	5.965 x 2.274 x 0.135	m ³
Vikt, tom		300 kg
Värmebärvolyvm		6.25 l

Rekommenderade driftdata

Värmebärare	50 vikt% monoprop.glykol i vatten	
Flöde	0.58	l/s
Tryck	100	kPa

Högsta tillåtna data

Temperatur	200	°C
Tryck	800	kPa
Provtryck	1,200	kPa

Glasning

Genomskinlig area	12.5	m ²
Antal skikt	2	st

Skikt 1 (yttre)

Material	härdat, vattrat glas, transm. 91 %	
Tjocklek	4	mm
Avstånd till skikt 2	24	mm

Skikt 2

Material	Teflon - FEP	
Tjocklek	0.025	mm
Avstånd till absorbator	26	mm

Absorbator

Principutförande
Nickelpigmenterad, anodiserad aluminium
försedd med integrerat kopparrör

Kanal

Antal kanaler		14 st
Material	Cu	
Kanaltvärsnitt		60 mm ²

Fläns

Material	Aluminiumplåt	
Bredd	143	mm
Tjocklek	0.5	mm

Beläggning

Typ	Nickelpigmenterad anodiserad aluminium
Absorptionskoefficient	0.93-0.95
Emissionskoefficient	0.10-0.15

Låda utförande

Baksida	0.5 mm korrugerad aluminiumplåt
Ram	extruderade aluminiumprofiler

Isolering

Baksida	mineralull	70 mm
Ram	mineralull	30 mm

Provning

Provande institution	SP 90-10-21
Metod	SP-C12-302, SS 1782
Provningsobjekt	TeknoTerm HT

Resultat

n0 =	78.5 %
k0 =	2.80 W/m ² K
k1 =	0.0226 W/m ² K ²

Kulvert inom solfångarfält

Typ	Isolerad stålkulvert	
Mediarör		ca 40-150 mm
Förläggingsdjup	Till övre del	200 mm
Längd		150 m
Isolering	PUR Serie 2	51 mm

BILAGA 4. REDOVISADE STORHETER

Beteckningar

Beteckningarna för redovisade storheter är bildade på ett systematiskt sätt. Basformen för en beteckning är en bokstav (versal) följt av en eller två siffror. Bokstaven betecknar slag av storhet, 'T' för temperatur etc. Siffrorna betecknar olika delar av anläggningen (delsystem), t ex '1' för solfångarkretsen. Beteckningarna kan utökas med olika bestämningar till storheten (gemena).

Beteckningarna överensstämmer med de, som användes i rapporten om solvärmeanläggningen i Nykvarn, etapp 1 (BFR 26:1989).

Beteckningarna är konstruerade på följande sätt: A a X Y

- A = typ av storhet
- a = bestämning till storheten
- X = 'frånsystem'
- Y = 'tillsystem'

Typ av storhet kan ha följande värden:

- E = elektrisk energi
- F = flöde
- K = tid
- N = kvot (t ex verkningsgrad)
- Q = värme och solinstrålning

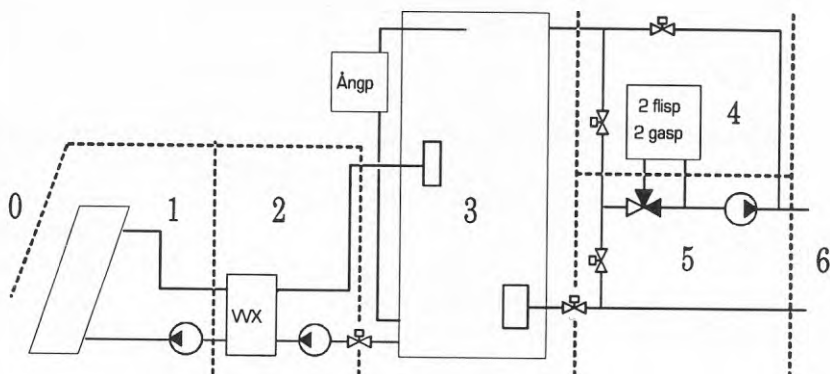
Bestämning till storheten kan ha följande värden:

- d = differens
- e = energiviktat medelvärde
- o = under drift (operation)

Delsystem ('frånsystem' och 'tillsystem') kan anta följande värden (se figur B 4.1):

- 0 = omgivningen inklusive elektriskt nät
- 1 = solfångarkretsen
- 2 = laddkretsen
- 3 = värmeackumulatorn
- 4 = flis- och gaspannor
- 5 = shuntkretsen
- 6 = fjärrvärmenätet

Givarbeteckningar finns i figur B 2.6 i bilaga 2.



Figur B 4.1 Schema över anläggningens delsystem.

Några exempel på beteckningar:

- Q12 betecknar värmets, som överföres från solfångarkretsen till laddkretsen.
- Te12 betecknar den energiviktade medeltemperaturen med vilken värmets, Q12, levereras till laddkretsen.
- N05 betecknar energiverkningsgraden i överföringen från omgivningen (solinstrålningen) till urladdningskretsen (shuntkretsen).

I beteckningarna görs ingen skillnad mellan medelvärden och summor, mellan totala värden och värden per kvadratmeter solfångararea eller mellan energier och medeleffekter.

Beskrivning av beräknade storheter

Här följer en beskrivning av samtliga storheter, som förekommer i resultatredovisningen. Storheterna är ordnade i 'bokstavsordning', där siffror kommer före bokstäver.

För varje storhet finns bakomliggande mätvärde eller beräkning angiven samt enhet och uppskattad noggrannhet.

- | | | | |
|-----|--|-----|-----|
| E01 | Elektrisk energi till solfångarkretsens och laddkretsens pumpar. | | |
| | Mätvärde ET1.01 | 1 % | kWh |
| E03 | Elektrisk energi för drift av ackumulatorns ångpanna. | | |
| | Mätvärde ET3.34 | 1 % | kWh |

- K1 Solfångarkretsens drifttid.
- Mätvärde XT1.22 0.1 % h
- Solfångarnas drifttid är den tid då flöde går genom värmeväxlarens primärsida.
- K2 Laddkretsens drifttid.
- Mätvärde X2.08 0.1 % h
- Laddkretsens drifttid är den tid då flöde går genom värmeväxlarens sekundärsida. Denna tid är i praktiken densamma, som den tid då hela solanläggningen är i drift.
- N03 Solfångarkretsens totalverkningsgrad.
- $N03 = Q23 / Q01$ 5 % -
- Solfångarkretsens totalverkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som tillförs ackumulatorn och all solinstrålning, som faller in mot solfångarnas glasade yta (totalt 5,500 m²).
- N05 Solvärmecentralens verkningsgrad.
- $N05 = (Q35-E01-E03) / Q01$ 6 % -
- Solvärmecentralens verkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som levereras från ackumulatorn ut på fjärrvärmenätet och all solinstrålning mot solfångarnas glasade yta (5,500 m²). Solvärmnen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatorn samt all elektrisk energi, som krävs för drift av solvärmeanläggningen.
- N9 Andel solvärme.
- $N9 = (Q35-E01-E03) / Q56$ 5 % -
- Andelen solvärme definieras, som kvoten mellan värmnet levererat från ackumulatorn ut på fjärrvärmenätet och totala värmeleveransen från fjärrvärmeverket. Solvärmnen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatorn samt all elektrisk energi, som krävs för drift av solvärmeanläggningen.
- No03 Solfångarkretsens verkningsgrad under drift.
- $No03 = Q23 / Qo01$ 5 % -

Solfångarkretsens verkningsgrad under drift är kvoten mellan värmnet, som tillförs ackumulatort från laddkretsen och den solinstrålning, som infaller mot solfångarnas glasade yta (5,500 m²) under det att solfångarna levererar värme till ackumulatort.

Q01 Total solinstrålning mot solfångarna.

Mätvärde WT0.04 3 % kWh

Global solinstrålning i solfångarens plan (azimut = 5 grader öst, resning = 38 grader) multiplicerat med solfångarnas glasade area (5,500 m²).

Q23 Insamlad solvärme.

Mätvärden FT2.01, TT2.02, TT2.05 2 % kWh

Värme, som överförs från laddkretsen till ackumulatort.

Q30 Värmeförlust från ackumulatort.

$Q30 = Q23 + E03 - Q35$ 4 % kWh

Värmeförlusten beräknas som skillnaden mellan energi från ackumulatort ut till fjärrvärmenätet och energi från solanläggningen med häsyn tagen till den energi, som tillförs via ångpannan.

Q35 Värme från ackumulatort.

Mätvärden FT4.02, TT4.03, TT4.05 2 % kWh

Värme, som levereras från ackumulatort till pannornas shuntkrets.

Q45 Värme från pannorna till shuntkretsen.

$Q45 = Q56 - Q35$ 4 % kWh

Värmen från pannorna mäts inte i denna anläggning utan har beräknats utifrån uppmätta värden på värme från ackumulatort och värme till fjärrvärmenätet.

Q56 Total värmeleverans till fjärrvärmenätet.

Mätvärden FT8.02, TT8.02, TT8.05 2% kWh

Värme till produktionscentralens egen undercentral samt värme för

varmhållning av olja ingår i lasten.

Qo01 Total solinstrålning mot solfångaren under drift.

Mätvärden WT0.04, XT2.08 3 % kWh

Global solinstrålning i solfångarens plan (azimuth = 5 grader öst, resning = 38 grader) multiplicerat med solfångarnas glasade area (5,500 m²) under den tid solfångarna levererar värme till ackumulatortorn.

T0 Utomhustemperatur.

Mätvärde TT0.01 0.2 °C °C

Lufttemperaturen på värmecentralens norra fasad.

T12 Returtemperatur från solfångarfältet.

Mätvärden TT1.05, XT1.22 0.1 °C °C

Returtemperaturen från solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.

T 21 Framtemperatur till solfångarfältet.

Mätvärden TT1.04, XT1.22 0.1 °C °C

Framtemperaturen till solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.

T23 Framtemperatur till ackumulatortorn.

Mätvärden TT2.05, XT2.08 0.1 °C °C

Framtemperaturen till ackumulatortorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.

T32 Returtemperatur från ackumulatortorn.

Mätvärden TT2.02, XT2.08 0.1 °C °C

Returtemperaturen från ackumulatortorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.

T56 Fjärrvärmenätets framledningstemperatur.

Mätvärde TT8.02 0.1 °C °C

T65 Fjärrvärmenätets returtemperatur.

Mätvärde TT8.05 0.1 °C °C

Td01 Solfångarfältets övertemperatur.

$Td01 = (T21+T12) / 2 - T0$ 0.3 °C °C

Solfångarnas övertemperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos solfångarens värmebärare och uteluften.

Tde01 Solfångarfältets energiviktade övertemperatur.

$Tde01 = \text{sum}(Q23 * ((T21+T12) / 2 - T0)) / \text{sum} Q23$ 0.5 °C °C

Denna temperatur är det energiviktade medelvärdet av skillnaden mellan genomsnittstemperaturen hos värmebäraren och utomhus-temperaturen.

Tdo01 Solfångarfältets övertemperatur under drift.

$Tdo01 = \text{sum}(K2 * ((T21+T12) / 2 - T0)) / \text{sum} K2$ 0.5 °C °C

Denna temperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos värmebäraren i solfångaren och uteluften då solanläggningen är i drift.

Te0 Energiviktad utetemperatur.

$Te0 = \text{sum}(Q23 * T0) / \text{sum} Q23$ 0.1 °C °C

Te12 Solfångarfältets energiviktade arbetstemperatur.

$Te12 = \text{sum}(Q23 * (T21+T12) / 2) / \text{sum} Q23$ 0.2 °C °C

Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram och returtemperaturerna till solfångarfältet.

Te23 Laddkretsens energiviktade arbetstemperatur.

$Te23 = \text{sum}(Q23 * (T32+T23) / 2) / \text{sum} Q23$ 0.2 °C °C

Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturen i laddkretsen.

Te35 Värmets, Q35, energiviktade temperatur.

$$Te35 = \text{sum} (Q35*(T35+T53) / 2) / \text{sum} Q35 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från ackumulatortorn till pannkretsen.

Te56 Värmets, Q56, energiviktade temperatur.

$$Te56 = \text{sum} (Q56*(T56+T65) / 2) / \text{sum} Q56 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från shuntkretsen till fjärrvärmenätet.

To0 Utomhustemperatur under drift.

$$\text{Mätvärden TT0.01, XT2.08} \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Lufttemperaturen på norrsidan av värmecentralen då ackumulatortorn laddas.

To1 Solfångarfältets arbetstemperatur under drift.

$$To1 = \text{sum} (K2*(T21+T12) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till solfångarfältet då ackumulatortorn laddas.

To23 Laddkretsens arbetstemperatur under drift.

$$To23 = \text{sum} (K2*(T32+T23) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till ackumulatortorn då den laddas.

R23:199:
ISBN 91-540-5546-
Bygghälsö, Stockholm

Art.nr: 681302
Abonnemangsgrupp
W. Installatione

Distributör
Svensk Byggtjänst
171 88 Soln

Cirkapris: 101 kr inkl mom