



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

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



Rapport

R70:1989

Solvärmesystem med korttidslager

Ronneby Brunn
Utvärdering

Reinhold Larsson
Knut-Olof Lagerkvist

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	Ser

NZ

Byggeforskningsrådet

R70:1989

SOLVÄRMESYSTEM MED KORTTIDSLAGER

Ronneby Brunn

Utvärdering

Reinhold Larsson

Knut-Olof Lagerkvist

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 860053-2
från Statens råd för byggnadsforskning till Statens
Provningsanstalt, Borås.

REFERAT

Rapporten redovisar mätning och utvärdering av termiska prestanda för en solvärmeanläggning som är installerad på Ronneby Brunns konferenshotell.

Anläggningen omfattar 120 m² solfångare för förvärmning av tappvarmvatten.

Projektet har genomförts i samverkan mellan Ronneby kommun, AB Ronneby Helsobrunn och Solerg AB. Statens provningsanstalt i Borås har ansvarat för mätning och utvärdering av anläggningen samt kontroll och besiktning i samband med installationen. Anläggningen har levererats på totalentreprenad av Solerg AB.

Under mätperioden juli -87 till juni -88 har solvärmeanläggningen insamlat 475 kWh/m² med en systemverkningsgrad av ca 50 %. Täckningsbidraget från solvärmen blev 43 % av totala varmvattenbehovet, 94 MvH. Solvärmeanläggningen har under hela mätperioden fungerat tillfredsställande och några driftstörningar som påverkat varmvattenbehovet har inte inträffat.

I Byggeforskningsrådets 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.

R70:1989

ISBN 91-540-5072-3

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1989

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

0	SAMMANFATTNING	4
1	INLEDNING	6
1.1	Projektorganisation	6
1.2	Projektets syfte	6
1.3	Historik	6
2	OMGIVNING	7
3	BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN	9
3.1	Byggnader	9
3.2	Uppvärmningssystem	9
4	SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN	10
4.1	Solfångare	10
4.2	Värmelager	10
4.3	Styrning av solvärmeanläggningen	11
5	MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA	13
5.1	Mätdatabehandling	15
5.2	Mätutrustning	
5.3	Tillgänglighet hos mätdata	16
6	MÄTRESULTAT	17
6.1	Årssammanställning	
6.1.1	Varmvattenförbrukning	18
6.1.2	Solvärme till varmvattnet	19
7	ANALYS AV MÄTRESULTAT	25
7.1	Varmvattenförbrukning	25
7.2	Värmelager	27
8	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	34

BILAGOR

1	Provningsresultat från solfångare av fabrikat Solerg typ A2
2	Årssammanställning av uppmätta energimängder för respektive månad
3	Skuggstudie
4	FCHART-beräkningar

0 SAMMANFATTNING

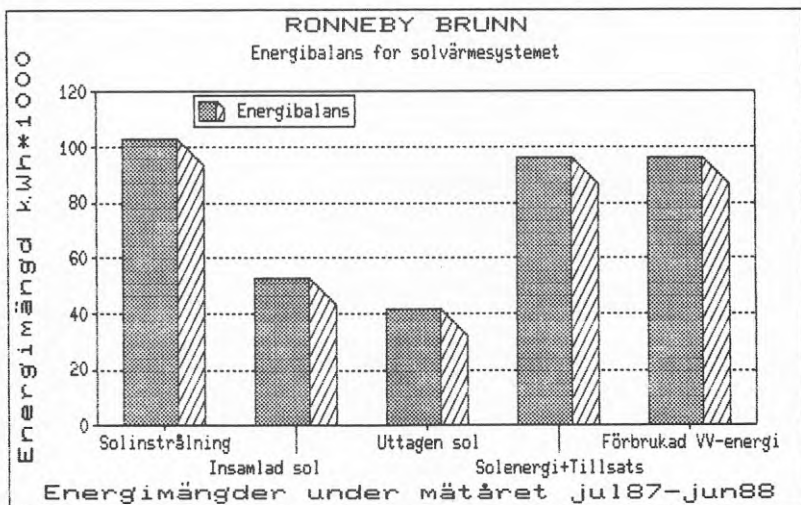
Solvärmeanläggningen har installerats för att förvärma tappvarmvattnet till en hotellbyggnad. Den totala solfångararean uppgår till 120 m², bestående av 6 grupper parallellkopplade solfångare med 10 solfångare i serie. Den insamlade solenergin lagras i tankar placerade utanför hotellbyggnadens bottenvåning i ett berggrum. Värmelagrets volym uppgår totalt till 7200 liter, fördelat på 16 st tankar. Värmelagret är kopplat i 4 grupper med vardera 4 tankar.

Varmvattenbehållaren i varje tank har en volym av 100 liter, dvs totalt lagrad volym varmvatten är 1600 liter.

En mikrodator har installerats för att styra inladdning av solvärme till ackumulatorgrupperna. Datorn känner av temperaturen i solfångarkretsen och i ackumulatorgruppen och kopplar in den grupp som är mest lämplig ur temperatursynpunkt.

Under mätperioden juli -87 till juni -88 uppgick solinstrålningen i solfångarnas plan till ca 930 kWh/m². Solfångarfältet samlade härav in ca 475 kWh/m² (beräknat på genomskinlig solfångararean) vilket motsvarar en årlig systemverkningsgrad av 51 %. Solvärmesystemets täckningsbidrag blev härigenom 43 % av totala värmebehovet för varmvatten.

Det solvärmda värmelagret bidrog till varmvattenbehovet med totalt 41,3 MWh eller 372 kWh/m² solfångararean.



Figur 0.1. Uppmätta energimängder under mätperioden.

Solvärmeanläggningen har under hela mätperioden fungerat väl, utan några driftstörningar som påverkat behovet av varmvatten. Däremot visade det sig att värmeöverföringen mellan lagrad solvärme och varmvattenbehållarna i tankarna har för dålig kapacitet. Vid tappningarna hinner inte inkommande kallvatten värmas nämnvärt, trots hög temperatur på lagret. Detta beror sannolikt på att hastigheten på varmvattnet genom varmvattenbehållaren blir för stor. Orsaken kan ligga i dimensioneringsunderlaget för ackumuleringen samt förbrukningen. Dygnsförbrukningen ligger i genomsnitt på ca 6800 liter per dygn, vilket ger ett medelvärde på ca 280 liter per timme. I verkligheten visar det sig dock att ca 90 % av tappningen sker under 5 timmar på dygnet, vilket innebär i genomsnitt ca 1200 liter per timme, dvs en väsentlig skillnad mot 280 liter/h.

1 INLEDNING

Projektet omfattar projektering, uppförande och drift av en större solvärmeanläggning för tappvarmvatten samt mätning och utvärdering av dennas termiska prestanda. Anläggningen, som är installerad på Ronneby Brunns Konferenshotell, har levererats på totalentreprenad av Solerg AB, Värmdö.

1.1 Projektorganisation

Projektet har genomförts i samverkan mellan Ronneby kommun, AB Ronneby Helsobrunn och Solerg AB. Projektledare var Ronneby kommuns näringslivschef Finn Ljunggren.

Solerg AB har projekterat solvärmeanläggningen samt svarat för installation och intrimning.

Statens provningsanstalt, Borås har ansvarat för mätning och utvärdering av anläggningen samt kontroll och besiktning i samband med installationen. Statens provningsanstalt har vidare under projektets gång bearbetat och presenterat mätdata samt utarbetat denna slutrapport.

1.2 Projektets syfte

Solvärmesystemet är utvecklat av Solerg AB och innehåller egna konstruktioner av solfångare, värmeväxlare och styrutrustning. Anläggningen vid Ronneby Brunn utnyttjas för förvärmning av tappvarmvatten.

Genom byggandet av denna större prototyp- och referensanläggning förväntades:

- o möjlighet att studera verkningsgraden för ett lågtemperatursystem med speciellt konstruerade solfångare och värmeväxlare
- o en grundlig utvärdering av solfångarens och systemets materialegenskaper vid lång drifttid
- o kunskap om lönsamheten för solvärmesystem av denna typ vid anläggningar med hög vattenförbrukning.

1.3 Historik

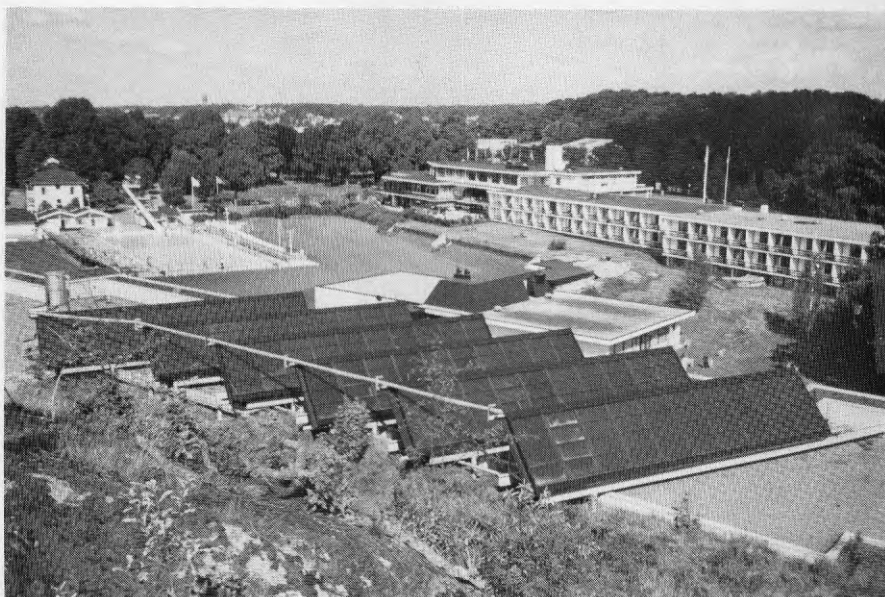
Solvärmeanläggningen installerades under vintern 86/87 och idrifttagning och intrimning av anläggningen skedde under våren -87. Under idrifttagningsskedet uppstod tidvis problem med låg varmvattentemperatur i vissa hotellrum. Detta visade sig bero på en kvarglömd förbikoppling från den tid huset byggdes, dvs långt innan solvärmesystemet installerades. Förbikopplingen åtgärdades under maj 1987. Sedan dess har anläggningen fungerat utan några allvarligare störningar.

Mätningar och uppföljning av driftresultat har skett sedan våren 1987 och pågått till och med sommaren 1988.

2 OMGIVNING

Solfångarna är installerade på Ronneby Brunns södra hotellbyggnad, kallad Silver Hill. De orienterades 25° mot SSO från söder räknat (380°) med en lutning av 45° från horisontalplanet. SSV om solfångarna finns ett berg, som sträcker sig ca 11 m högre än solfångarna. På berget förekommer dessutom buskage och träd, vilka tillsammans med berget utgör en avskärmning av solinstrålningen mot solfångarna.

De olika solfångarraderna har dessutom placerats på ett något kort avstånd mellan varandra, vilket under vissa tidsperioder innebär att solfångarna skuggar varandra.



Figur 2.1. Solfångarfältet är placerat på taket av en av hotellbyggnaderna.

3 BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN

3.1 Byggnader

Ronneby Brunns hotell- och konferensanläggning består i huvudsak av två stora hotellbyggnader. Huvudbyggnaden syns till höger i figur 2.2 nedan och den andra byggnaden, kallad Silver Hill, syns till vänster i figuren.

Hotellet ägs av Ronneby kommun men arrenderas av Reso. Mellan hotellbyggnaderna finns Ronneby Brunns utebad, med en 50 m simbassäng och en barnbassäng. Badet ägs av kommunen och förvaltas av Fritidskontoret.

3.2 Uppvärmningssystem

Uppvärmningen av hotellbyggnaderna och badet sker med en oljeeldad panncentral belägen i huvudbyggnadens södra del. Uppvärmningssystemet utgörs av ett konventionellt radiatorsystem (2-rör).

Uppvärmning av bassängerna sker via värmeväxlare belägna i en undercentral i anslutning till badanläggningen.

I huvudbyggnadens norra del finns kylkompressorer som betjänar varukyl och komfortkyla. Spillvärmen från kylmaskinerna återvinns och tillförs bassängerna.

3.2.1 Varmvattenberedning

Tappvarmvattnet för badet bereds i elektriska genomströmningsberedare i anslutning till omklädningsrum vid badanläggningen. För hotellbyggnaderna finns totalt fyra varmvattenberedare som värms genom hetvatten från oljepannorna.

Under hösten 1985 installerades en elpanna för avbrytbar el i hotellets huvudbyggnad. Elpannan svarar för uppvärmning och tappvarmvattenberedning under perioder då elleverans erhålls. I och med att solfångaranläggningen installerades för tappvarmvattenberedning, gjordes små förändringar i befintligt system. Sammanlagt 16 st ackumulatörer installerades för lagring av solenergi. Genom dessa låter man inkommande kallvatten passera, varvid kallvattnet förvärms. Det förvärmade vattnet går sedan vidare till en befintlig beredare (oljevärmd) för ytterligare temperaturhöjning innan distribution.

3.2.2 Lokaluppvärmning

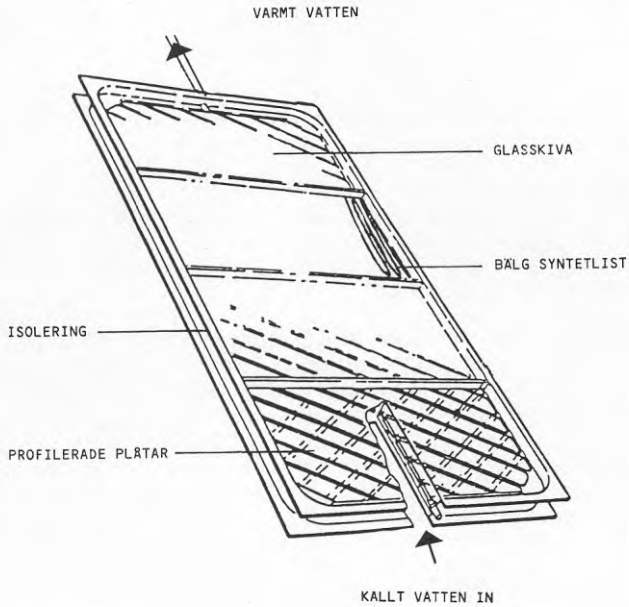
Samtliga lokaler uppvärms via oljepannorna (elpannan). I byggnaderna finns mindre undercentraler som betjänar olika lokaler. I undercentralerna sker en värmväxling mellan hetvatten från pannorna och distributionen ut till radiatorsystemen.

4 SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN

4.1 Solfångare

Den totala solfångararean uppgår till ca 120 m². Solfångarfältet består av sex parallellkopplade grupper med tio seriekopplade solfångare i varje grupp. Varje solfångare har en area av 2 m². Solfångarnas absorbatör utgörs av två profilerade plåtar med flänsar sammansvetsade. Plåtarna utgör både absorbatör, vattenkanaler och bärande konstruktion.

Solfångarnas täckskiva består av härdat glas, 3,2 mm tjockt. Täckskivan är fastsatt på absorbatörens övre fläns med en expansionsbälg av värme- och köldhärdat syntetmaterial. Utrymmet mellan täckskivan och absorbatören är hermetiskt tillsluten och fylld med kvävgas.



Figur 4.1. Skiss över solfångarens uppbyggnad.

4.2 Värmelager

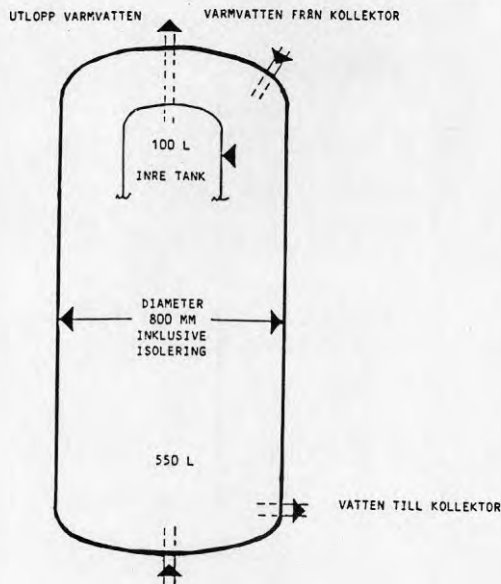
Solvärmesystemets värmelager är placerat på bottenplanet i den byggnad på vars tak solfångarna har installerats. Värmelagret består av 16 st akkumulatortankar som kopplats i serie och installerats i ett uppvärmt utrymme utanför själva byggnaden. Utrymmet har utseendet av ett berggrum, där ena långsidan utgörs av en bergsslutning.

Varje ackumulator, även kallad värmeväxlare, består av två tankar. Den ena tanken innehåller soluppvärmt vatten och den andra det vatten som skall distribueras som varmvatten. Varmvattentanken är en inre behållare i tanken för det solvärmda vattnet. Varmvattentanken har en volym av 100 liter, medan tanken för det solvärmda glykolblandade vattnet har en volym av 550 liter.

I figur 3.3 nedan framgår ackumulatorns uppbyggnad.

Solfångaranläggningen har totalt försetts med 16 st tankar, fördelade på 4 grupper, dvs den totala varmvattenvolymen uppgår till $1,6 \text{ m}^3$ och glykolvattendelen till $8,8 \text{ m}^3$.

Akkumulatorerna är sinsemellan seriekopplade, liksom de olika grupperna. Det finns dock möjlighet att styra inlagringen av solvärt vatten till vilken som helst av grupperna.



Figur 4.2. Skiss över ackumulator-tankens uppbyggnad.

4.3 Styrning av solvärmeanläggningen

Styrsystemet för solvärmeanläggningen är uppbyggt runt en mikrodator. Mikrodatorn känner temperaturen i solfångarna och i ackumulatorgrupperna, och styr det solvärmda vattnet till den ackumulatorgrupp som har temperaturen närmast under inkommande solvärt vatten.



Figur 4.3. Foto av styrcentral.

5 MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA

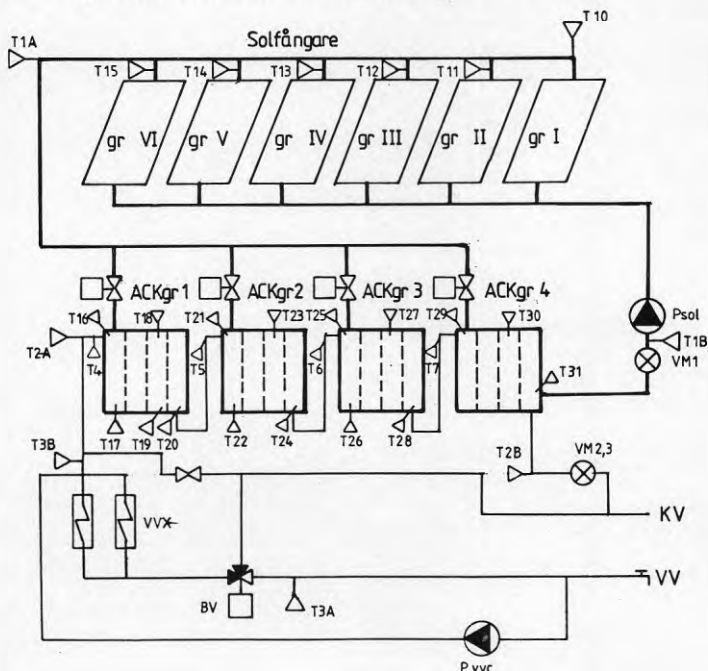
Mätningarna har utförts för att i första hand fastställa solvärmeanläggningens termiska prestanda. Syftet med mätningarna och bearbetningen av mätdata var vidare att

- bestämma mängden insamlad och utnyttjad solvärme
- bestämma solvärmesystemets verkningsgrad under olika driftsbetingelser
- kontrollera värmelagrets funktion, speciellt temperaturskiktningen
- stödja intrimningen av anläggningen och övervaka driften

Mätningarna har omfattat

- solinstrålning mot solfångarens plan
- totalt insamlad och utnyttjad solvärme
- tillsatsvärme
- temperaturer i värmelager och solfångare

De uppmätta storheterna är markerade i figur 5.1 och förtecknade i tabell 5.1. Samtliga mätstorheter har registrerats automatiskt och lagrats i form av timmedelvärden.



Figur 5.1. Mätpunkternas placering i solvärmeanläggningen.

Tabell 5.1 Förteckning över mätstorheter

T1A	Temperatur från solfångare
T1B	" till solfångare
T2A	Varmvattentemperatur från ackumulatortankar
T2B	Temperatur på inkommande kallvatten
T3A	Utgående varmvattentemperatur (distr.temperatur)
T3B	Varmvattentemperatur från ackumulatortankar
T4	Varmvattentemperatur från ackumulatorgrupp 1
T5	" från ackumulatorgrupp 2
T6	" från ackumulatorgrupp 3
T7	" från ackumulatorgrupp 4
T8	Utetemperatur
T9	Temperatur i apparatrum vid ackumulatortankarna
T10-T15	Utgående temperatur från respektive solfångargrupp (T10 vid solfångare längst åt söder)
T16	Tanktemperatur i toppen ack 1.1
T17	" i botten ack 1.1
T18	" i toppen ack 1.3
T19	" i botten ack 1.3
T20	" i botten ack 1.4
T21	" i toppen ack 2.1
T22	" i botten ack 2.1
T23	" i toppen ack 2.3
T24	" i botten ack 2.4
T25	" i toppen ack 3.1
T26	" i botten ack 3.1
T27	" i toppen ack 3.3
T28	" i botten ack 3.4
T29	" i toppen ack 4.1
T30	" i toppen ack 4.3
T31	" i botten ack 4.4
E11	Levererad energi från solfångarna
E12	Levererad varmvattenenergi från ackumulatorn
E13	Levererad varmvattenenergi (distr)
A48	Solinstrålning vid bergssidan
A49	" vid dalsidan
DT1	Drifttid magnetventil till ack 1
DT2	" - till ack 2
DT3	" - till ack 3
DT4	" - till ack 4

5.1 Mätdatabehandling

För mätningarna har använts en datorenhet av typ Epson Px4, en programmerbar datalogger samt ett modem för överföring av mätdata till Statens provningsanstalt (SP).

Överföring av mätdata har skett till en central Vax-dator på SP. Vax-datorn sköter uppringningen av Epsondatorn automatiskt varje dygn.

Epsondatorn används som en styrdator för dataloggern, som utför mätningar enligt programmerade parametrar i Epson.

Programvaran i Epson utgörs av två basicprogram "init" och "data". I Epson beräknas temperaturer, energier etc och mer-värdesbildning samt lagring av mätdata. Scanning sker ungefär var 12:e sekund, varefter medelvärdesbildning och lagring i timmedelvärden görs automatiskt i Epsondatorn. Vid intensivmätningar kan lagring av mätdata intensifieras, dvs mätdata kan lagras i t ex minutmedelvärden.

Ändringar av tidsintervallet för mätningarna kan ske via SPS Vaxdator. Denna lagrar all mätdata på ett skivminne och magnetband. Ett speciellt Vaxkompatibelt dataprogram översätter det hexadecimala mätvärdesspråket till användbara mätdata.

För utvärderingen används en tillgänglig grafisk utrustning och ett interaktivt programbibliotek.

5.2 Mätutrustning

Styrdator typ Epson Px4 har en minneskapacitet av 26 kByte, dvs vid timmedelvärden av samtliga ovannämnda mätpunkter räcker minnesutrymmet i ca 8 dygn, därefter måste minnet tömmas. Dataloggern är av typ Datataker DT 100.

Mänonoggrannheten för datainsamlingssystemet uppgår till följande.

Mätning med Pt 100-givare:

- 0,05 °C + linjaritetsfel vid mätområdet -30 -- +100 °C
- Upplösning 0,01 °C

Mätning med termoelement:

- 0,15 % + linjaritetsfel = 0,5 °C vid mätområdet -100 -- +200 °C
- Upplösning 1 uV

Mätning av millivolt:

- 0,15 % i mätområdet 25 mV - 2500 mV
- Linjaritet < 0,05 %

Solinstrålning mäts med pyranometer av typ Schenk Star nr 2297 (för bergsidan) och pyranometer av typ Schenk Star nr 2275 (för dalsidan).

Mätosgrannheten för pyranometrarna uppgår till $< 0,3 \%$ för mätare nr 2297 och $< 0,2 \%$ för mätare nr 2275.

Onoggrannheten gäller

- vid $17 \text{ }^\circ\text{C}$, irradians 888 W/m^2 , solhöjd 34° och lutning 56° för mätare nr 2297

- vid $19 \text{ }^\circ\text{C}$, irradians 926 W/m^2 , solhöjd 35° och lutning 55° för mätare nr 2275.

Värmemängdsmätning sker med flödesmätare av typ SVMV1-225 och temperaturgivare av typ SVMs PT 100-givare SVMT-210 med dyrör. Mätosgrannheten för flödesmätarna uppgår till $< \pm 3 \%$ inom angivet flödesområde.

Mätosgrannheten för PT 100-givarna uppgår till $< \pm 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.3 Tillgänglighet hos mätdata

Under mätperiodens inledande skede fanns det vissa problem med överföring av mätdata, beroende främst av ett fel i en av Televerkets omkopplingsstationer. Efter åtgärder i omkopplingsstationen har mätdata överförts utan större avbrott. De avbrott som förekom i mätperiodens början har lett till att vissa månadsmedelvärden har fått korrigeras. Korrigeringen har gjorts med hänsyn till sannolika temperaturer etc i jämförelse med övriga mätdata i respektive månad.

De månader där korrigering gjorts framgår av följande.

- I juli 1987 saknades mätdata från ca 5 dygn
- I augusti 1987 saknades mätdata från ca 1,5 dygn
- I oktober 1987 saknades mätdata från ca 6 dygn
- I november 1987 saknades mätdata från ca 8 dygn
- I december 1987 saknades mätdata från ca 1 dygn

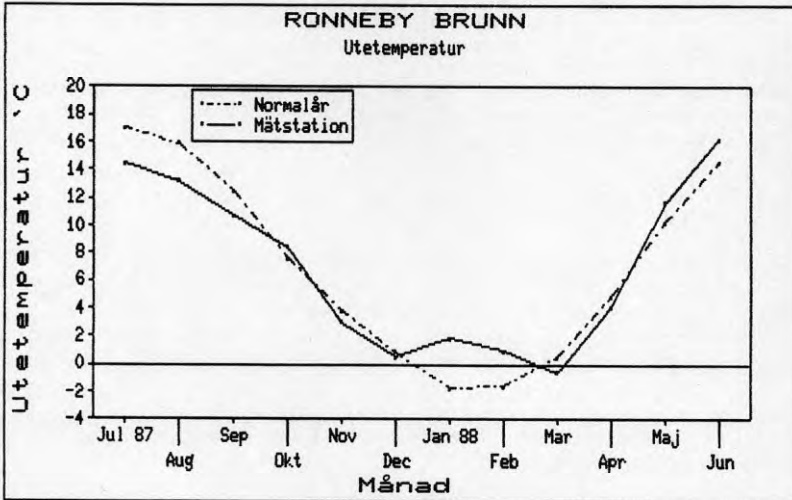
6 MÄTRESULTAT

6.1 Årssammanställning

Under mätperioden (juli 87 - juni -88) var årsmedeltemperaturen i Ronneby nära det normala (enligt SMHIs statistik för perioden 1931-1960).

Under vissa månader, vilket framgår av figur 6.1, avvek dock den uppmätta medeltemperaturen från den normala. Perioden juli t o m september 1987 var kallare än normalt, medan perioden december 1987 t o m februari 1988 var betydligt varmare än normalt. Under övriga månader under mätperioden låg medeltemperaturen nära det normala.

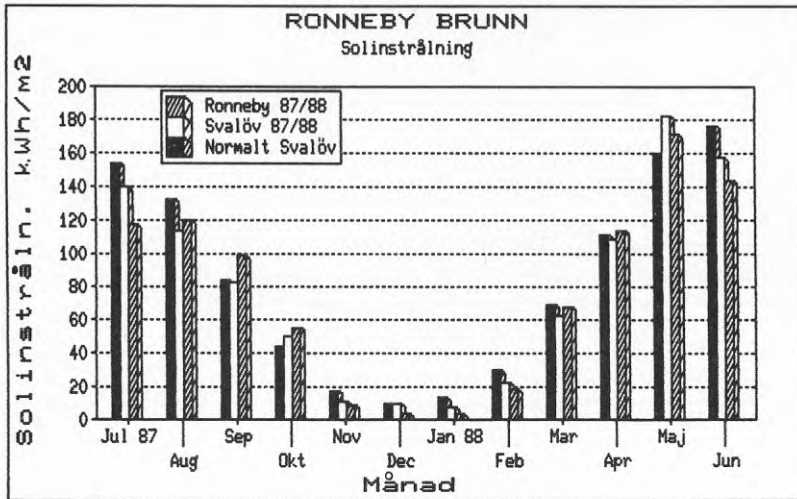
Den mätstation som anges för jämförelse är SMHIs mätdata i Bredåkra, belägen ca 12 km från Ronneby Brunn.



Figur 6.1. Månadsmedeltemperatur under mätåret. (Jämförelse mellan uppmätt och normalt.)

Solinstrålningen under mätperioden blev något under det normala. Mätning av solinstrålning har skett vid solfångarna i Ronneby Brunn. Jämförelse görs med mätstationen i Svalöv utanför Lund, vilken är den närmast belägna stationen för registrering av solinstrålning. Solinstrålningen i Ronneby Brunn uppgick till ca 930 kWh/m² under mätperioden. Normalt uppgår solinstrålningen till ca 1010 kWh/m² (Svalöv) under ett år. Under mätåret uppmättes i Svalöv 956 kWh/m².

I figur 6.2 framgår solinstrålningens variationer för respektive månad under mätperioden.



Figur 6.2. Solinstrålning mot horisontalplanet. (Jämförelse mellan uppmätt och normalt.)

6.1.1 Varmvattenförbrukning

Under mätåret förbrukades totalt ca 2 040 m³ varmvatten. Detta motsvarar en energiförbrukning på ca 96 300 kWh, beräknat på uppmätta temperaturer på inkommande kallvatten och distribuerad varmvattentemperatur. I tabellen nedan visas de temperaturnivåer som ligger till grund för beräknad energiförbrukning.

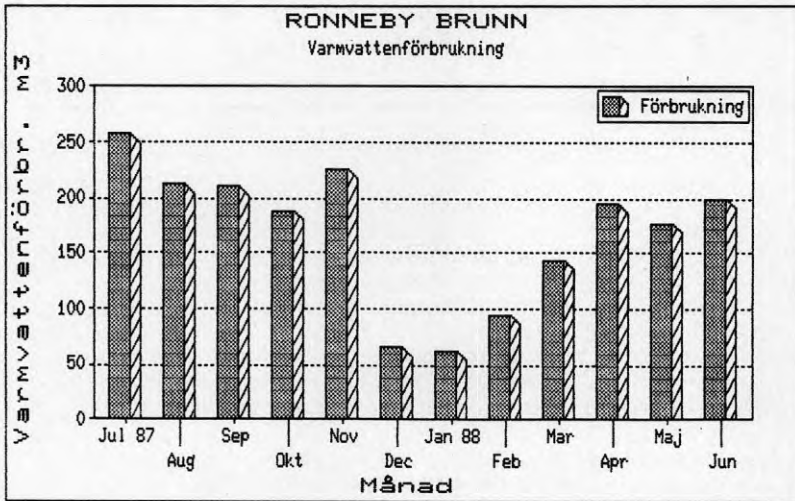
Tabell 6.1. Temperatur på inkommande kallvatten och utgående varmvatten under mätperioden.

Månad	Kallvatten °C	Varmvatten °C	Energimängd kWh
Jul 87	11	55	13 155
Aug	10	54	10 856
Sep	10	50	9 777
Okt	10	49	8 565
Nov	10	49	10 243
Dec	9	49	3 084
Jan 88	9	49	2 862
Feb	8	49	4 513
Mar	8	49	6 855
Apr	8	49	9 283
Maj	9	49	8 262
Jun	11	49	8 847
Summa			96 300 kWh

I figur 6.3 framgår månadsförbrukningen av varmvatten under mätperioden.

Varmvattenförbrukningen varierar kraftigt under året, beroende av beläggningen på hotellet. Detta innebär stora svårigheter när en anläggning skall dimensioneras.

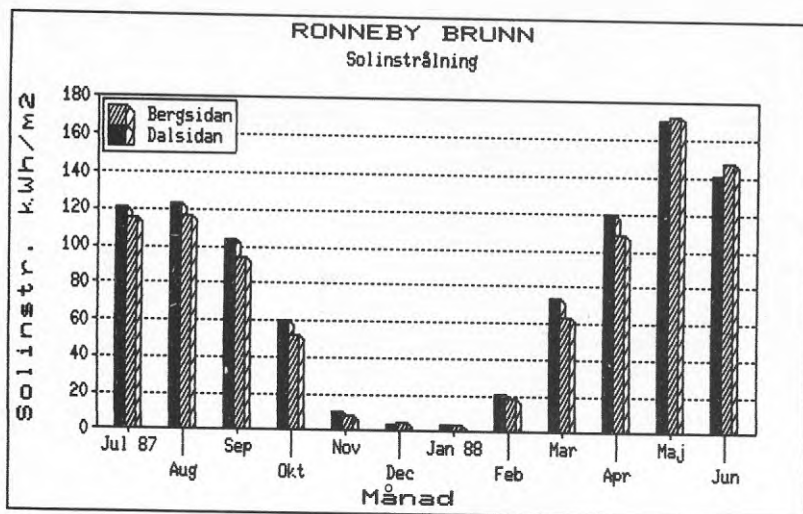
Under mätperioden var beläggningen låg under vintermånaderna, varför också varmvattenförbrukningen var betydligt lägre än normalt under året. Med normalt menas medelvärdet på dygnsförbrukningen under ett år. Dygnsmedelvärdet uppgår till ca $5,6 \text{ m}^3$ per dygn. Under vintermånaderna (perioden dec -- feb) varierar förbrukningen mellan 2 och $3,3 \text{ m}^3$ per dygn. Om dygnsmedelvärdet beräknas på de mer aktiva månaderna, dvs perioden mars - november, erhålls i stället en dygnsmedelförbrukning på ca $6,6 \text{ m}^3$ per dygn.



Figur 6.3. Varmvattenförbrukningens fördelning under mätperioden.

6.1.2 Solvärme till varmvattnet

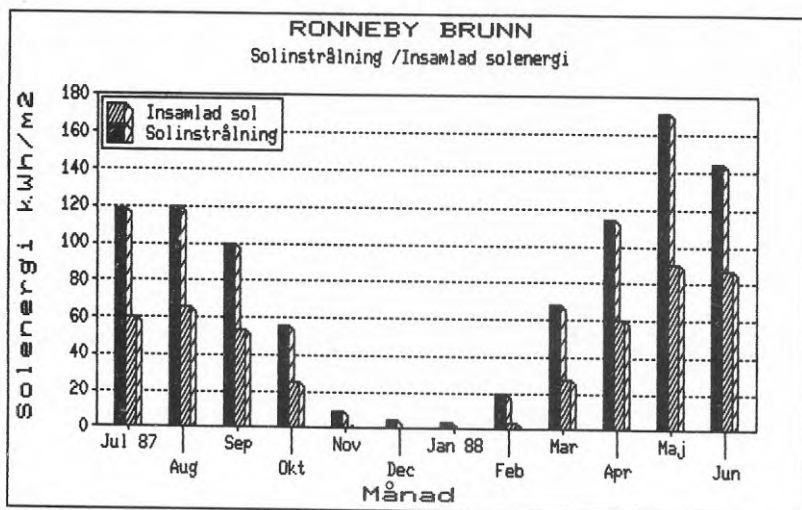
Solinstrålningen i solfångarnas plan uppgick till 104 MWh under mätåret, beräknat som ett medelvärde mellan bergsidan (101 MWh) och dalsidan (107 MWh). Solinstrålningen under respektive månad för bergsidan och dalsidan framgår av figur 6.4. I bilaga 2 redovisas skuggningsförhållandena för solfångarfältet.



Figur 6.4. Uppmätt solinstrålning med solarimeter placerad på bergsidan respektive dalsidan.

Totalt insamlade solvärmeanläggningen 53 MWh, vilket tillfördes ackumulatortankarna. Detta medför en årlig verkningsgrad av drygt 50 %. Förhållandet mellan insamlad solenergi och solinstrålning för respektive månad under mätperioden framgår av figur 6.5.

Som framgår av figuren insamlas knappast någon solvärme under perioden november till februari. Under denna period var också varmvattenförbrukningen som lägst, vilket framgår av figur 6.2.

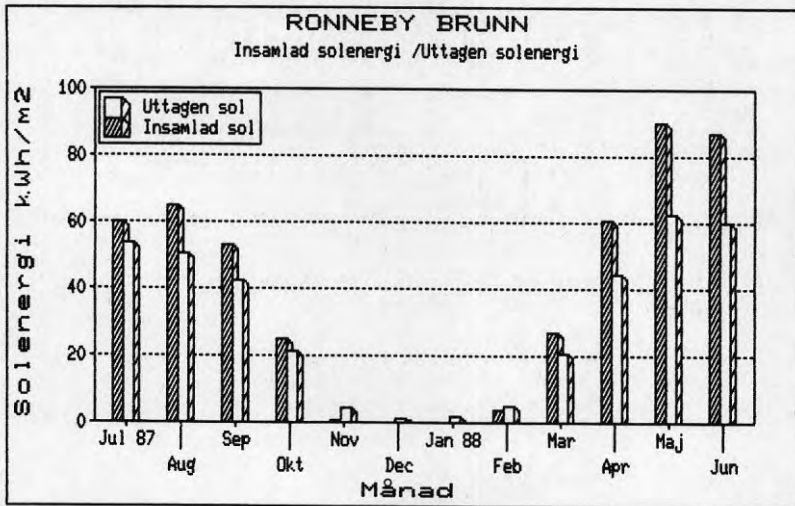


Figur 6.5. Månadsvärden på solinstrålning och insamlad solenergi.

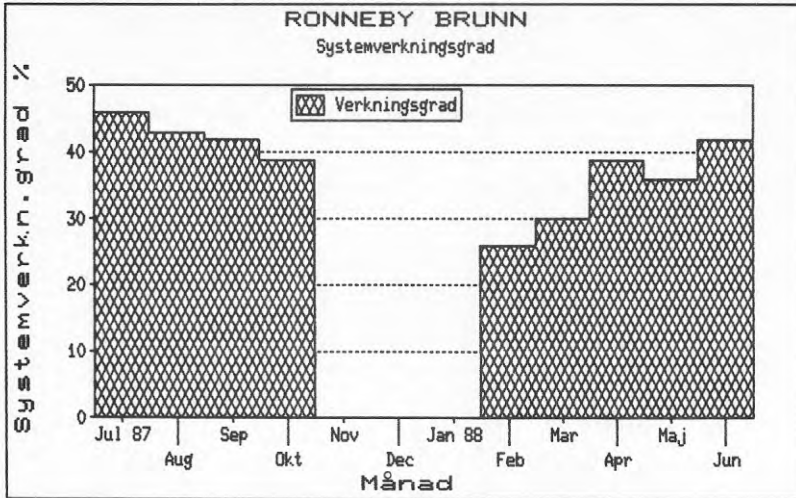
Av totalt insamlade 53 MWh utnyttjades 41 MWh till tappvarmvattnet. Detta innebär, om man jämför instrålad solenergi och den energi som utnyttjas för tappvarmvattnet, en systemverkningsgrad på ca 40 % för solfångaranläggningen. Förhållandet mellan månadsvärden för insamlad och uttagen solenergi framgår av figur 6.6.

Under vintermånaderna är uttaget från ackumulatorerna större än inlagringen. Detta beror på, vad som tidigare sagts, en negativ värmeförlust till ackumulatorerna.

Månadsmedelverkningsgraden för solfångaranläggningen framgår av figur 6.7.



Figur 6.6. Månadsvärden för insamlad och utnyttjad solenergi.



Figur 6.7. Förhållandet mellan utnyttjad solvärme och solinstrålning.

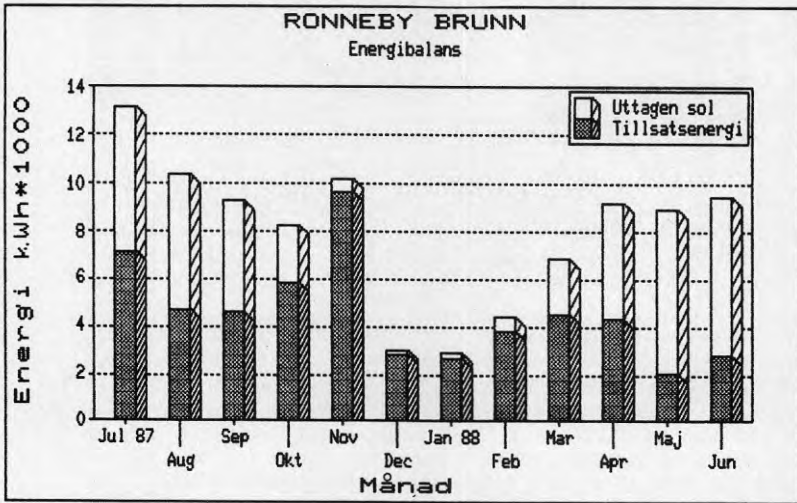
Ovan redovisade mätvärden medför att förlusterna från solvärme-systemet var ca 12 MWh. I huvudsak hänför sig dessa förluster till ackumulatortankarna.



Figur 6.8. Foto av ackumulatortankar.

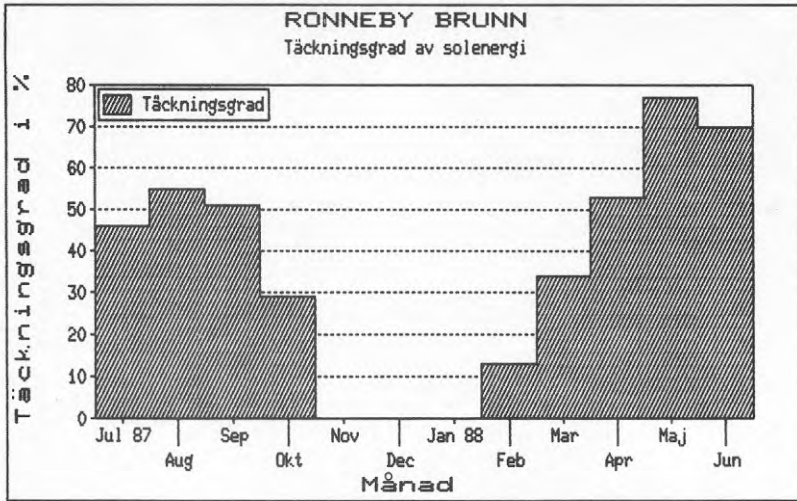
För att tillgodose energibehovet 96 300 kWh för varmvatten har 55 000 kWh levererats från panncentralen, medan solvärmeanläggningen bidragit med 41 300 kWh.

Av figur 6.9 framgår energifördelningen mellan tillsatsenergi och uttagen solenergi för respektive månad under mätperioden. Under vintermånaderna är tillskottet från uttagen solenergi mycket lågt. Den energi som trots allt tas ur ackumulatorerna till varmvatten under dessa månader utgörs av negativa värme-förluster till ackumulatorerna.



Figur 6.9. Energileveranser till varmvatten från panncentralen respektive solvärmeanläggningen.

Solvärmeanläggningens täckningsgrad blir för mätåret ca 43 %. Täckningsgraden beräknas som förhållandet mellan utnyttjad solvärme och totala energibehovet för tappvarmvattnet. Månadsvärden av täckningsgraden framgår av figur 6.10.

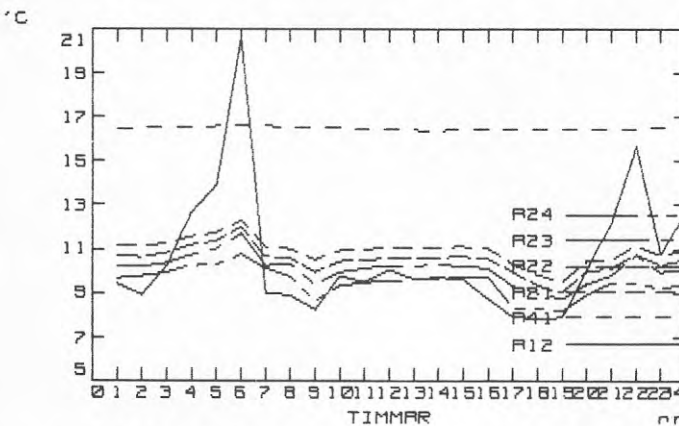


Figur 6.10. Solvärmesystemets täckningsgrad månadsvis.

Under mätperioden november 87 till och med februari 1988 uppmättes ett högre energiuttag från akkumulatortankarna än den insamlade solenergin. Energiuttaget var ca 920 kWh högre. Detta beror på att rumstemperaturen där tankarna är placerade är högre än temperaturen i tankarna och inkommande kallvatten, dvs en uppvärmning av tankarna från rumsluften sker. För att kunna ta ut 920 kWh behövs en höjning av vattentemperaturen på ca 2 °C.

I figur 6.11 nedan framgår hur temperaturen på inkommande kallvatten ligger ca 2 grader lägre än tanktemperaturen, som i sin tur ligger ca 5,5 grader lägre än rumsluften.

Vid varmvattentappningar kan konstateras att temperaturen på utgående varmvatten från akkulatorerna höjs med ett par grader.



Figur 6.11. Förhållandet mellan rumstemperatur, tanktemperaturer och temperatur på inkommande kallvatten under ett dygn, den 5 december 1987.

7 ANALYS AV MÄTRESULTATET

Mätresultat från olika driftsfall ger möjlighet att få en uppfattning om hur solfångaranläggningen fungerar. Det ger också möjlighet att upptäcka eventuella brister och fel i systemet.

För att kartlägga funktionen hos anläggningens olika delar, studeras varje del separat. De intressanta delarna i systemet är dels värmelagrets kapacitet vad gäller lagring av solvärme och värmeöverföring till varmvatten och dels solfångarens förmåga att samla in solenergi.

7.1 Varmvattenförbrukning

Varmvattenförbrukningen och dess intensitet har stor betydelse för dimensioneringen av hela solfångaranläggningen. Vilka vattenförbrukningar som legat till grund för dimensioneringen av anläggningen i Ronneby Brunn har ej kunnat fås fram.

I figur 6.3 ovan visades varmvattenförbrukningen under respektive månad under mätperioden. Här framgick att variationerna var betydande mellan olika månader. Beräknas dygnsmedelvärdet på varmvattenförbrukningen under månaden erhålls en förbrukning på mellan 2,0 och 8,3 m³/dygn för lägsta respektive högsta månadsförbrukning.

Av figur 7.1 nedan framgår också att varmvattentapningen dessutom kan variera extremt under ett dygn, vilket naturligtvis gör dimensioneringsförfarandet ännu svårare. Varmvattenförbrukningen hänger delvis ihop med beläggningen av hotellet, men inte heller här kan man förutse något tillförlitligt medelvärde på förbrukningen.

Medelförbrukningen utslagen på antalet hotellgäster visar värden som varierar mellan 40 och 70 liter/person. Om ett medelvärde skulle beräknas ligger det sannolikt kring 60 liter/person. Av mätvärden framgår dock att variationerna är extrema, beroende av hotellgästerna. Under olika dygn i en och samma månad kan vattenförbrukningen variera mellan 20 liter/person och upp till 500 liter/person.

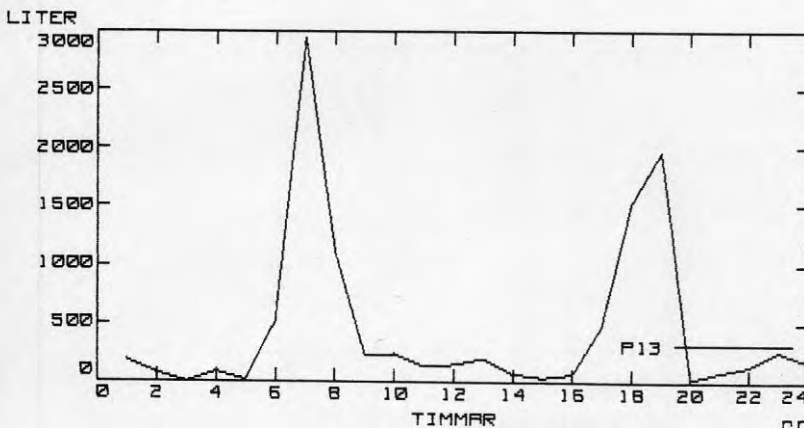


Fig 7.1.
Exempel på
varmvattenför-
brukning över
dygnet
(88-05-04).

Varje ackumulator lagrar ca 100 liter varmvatten, vilket innebär totalt ca 1600 liter.

Av mätresultaten framgår att varmvattenförbrukningen under ett dygn kan variera mellan 0 och över 3000 liter/timme, det senare vid stora tappningar.

Tappningarna hänger naturligtvis ihop med hotellets beläggning, varför de kan variera extremt. I genomsnitt uppskattas dock att tappningarna ligger mellan 2000 och 2500 liter vid tappningsperioderna, morgon och kväll. Med morgon- och kvällstappningarna menas tappning under 1 till 2 timmar mellan kl 6 till 8 på morgonen och kl 17 till 19 på kvällen.

Under ett enda dygn kan varmvattenförbrukningen nå upp till ca 15 m^3 . Detta innebär att ackumulatorernas varmvattenlager på $1,6 \text{ m}^3$ töms helt och hållet upp till 9 - 10 ggr/dygn.

Detta ställer stora krav på ackumulatorernas värmeväxlingskapacitet, dvs hur effektivt inlagrad solenergi kan överföras till varmvattenbehållaren i ackumulatorerna.

Av mätresultaten framgår dock att man får en dålig värmeöverföring vid litet större tappningar. Detta visas i figur 7.1 och 7.2. I figur 7.1 visas tappningsintensiteten under olika timmar för ett dygn (4/5-1988). Morgontappningen uppnår en relativt hög förbrukning medan kvällstappningen kan anses relativt normal. I figur 7.2 visas temperaturerna i ack.grupp 1, dvs den varmaste ackumulatorgruppen, och utgående varmvattentemperatur från ackumulatorgruppen.

Heldragen linje visar temperaturen i toppen i den varmaste ackumulatort i gruppen. Streckad tunn linje visar botten temperaturen i den kallaste ackumulatort i gruppen. Kraftig streckad linje visar utgående varmvattentemperatur från ackumulatorgruppen.

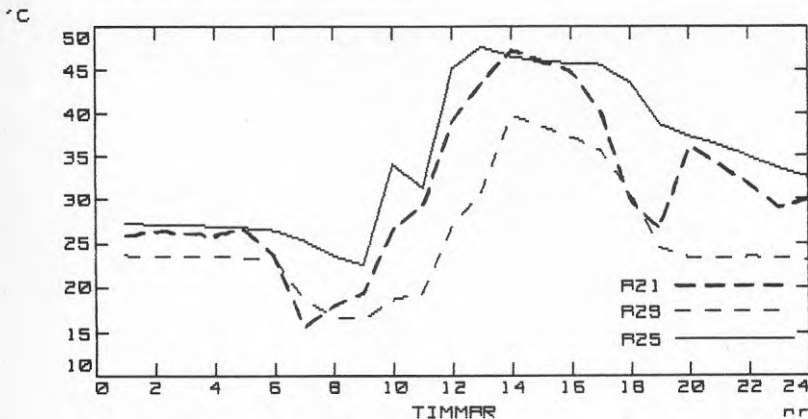


Fig 7.2. Temperatur i topp och botten av ackumulatorgrupp 1 samt utgående varmvattentemperatur.

Det framgår tydligt hur snabbt temperaturen på utgående varmvatten sjunker i förhållande till temperaturen i ackumulatorn. Detta märks både vid morgon- och kvällstappningen. Vid extrema tappningar hinner ackumulatorn inte ens höja temperaturen till ackumulatorns kallaste nivå. Detta gäller också vid mer normala tappningar (kvällstappningen), temperaturen sjunker snabbt till ackumulatorns kallaste nivå och tenderar att sjunka ännu mer.

Detta visar att värmeväxlingskapaciteten hos ackumulatorerna ej uppnår önskat resultat. Följden blir, trots att det finns mer solenergi inlagrad, att man tvingas utnyttja mer tillsatsenergi.

7.2 Värmelager

Den totala lagringsvolymen uppgår till ca 7200 liter (glykolblandat vatten). Tankarna inom varje grupp visar sig ha relativt små temperaturskillnader. Mellan grupperna kan däremot temperaturskillnaden bli större. I figur 7.3 framgår medeltemperaturen i respektive ackumulatorgrupp under en solig period.

Det stora antalet tankar i anläggningen bidrar också till förluster. Under vinterperioden då ringa sol förekommer och ingen solenergi finns lagrad, värms tankarna en aning från rumsluften.

Under soliga perioder då tankarna har hög temperatur erhålls också förluster till omgivningen. Av figur 7.3 framgår också skillnaden mellan ackumulatorgruppernas medeltemperatur och omgivningstemperaturen. Beräknas förlusteffekten under de förutsättningar som här råder, erhålls en förlust av ca 6,1 W/°C per tank, dvs totalt ca 98 W/°C. Beräknas förlusteffekten med medeltemperaturen för de olika ackumulatorgrupperna i figur 7.3 erhålls en förlust av totalt ca 3,3 kW. Detta kan dock anses vara ett extremvärde, eftersom temperaturen i tankarna endast vid ett fåtal tillfällen uppnår dem som visas i figur 7.3.

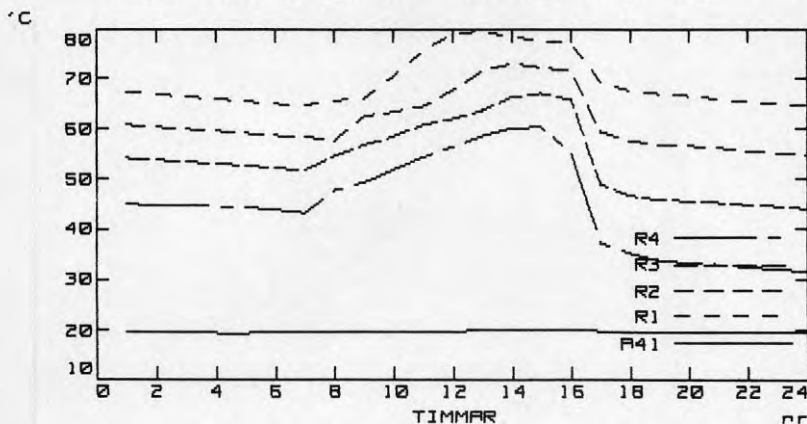


Fig 7.3. Medeltemperatur i respektive ackumulatorgrupp samt omgivningstemperatur under ett dygn (88-05-13).

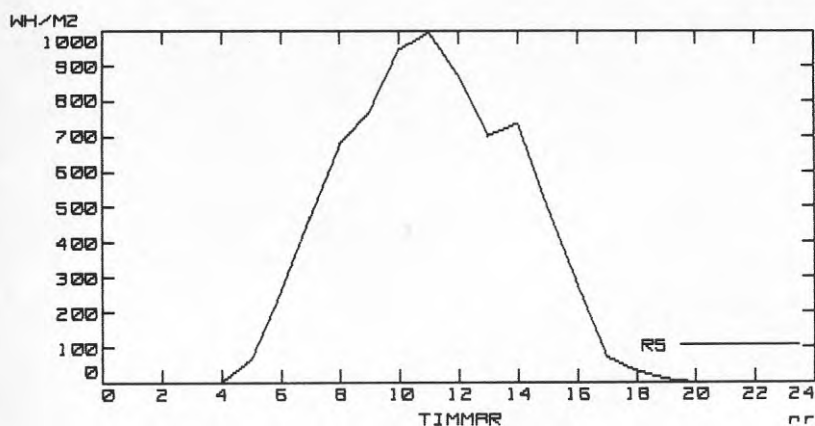


Fig 7.4. Solinstrålning under ett dygn (88-05-09).

Genom att studera en period med stor solinstrålning och liten varmvattentappning kan man få en uppfattning om hur laddningen av ackumulatorerna fungerar.

I figur 7.4 visas solinstrålningen för ett speciellt dygn (9/5-1988). Solfångarna är orienterade mot SSO, där man i det närmaste har fri horisont, vilket innebär att förutsättningen för att få in mycket sol under förmiddagen är stor. Av figur 7.5 framgår utgående temperaturer från de olika solfångargrupperna. Här framgår att solfångarpumpen startar vid sjutiden på morgonen. Solinstrålningen vid detta tillfälle uppgår till ca 500 W/m^2 , eller ca 55 kW .

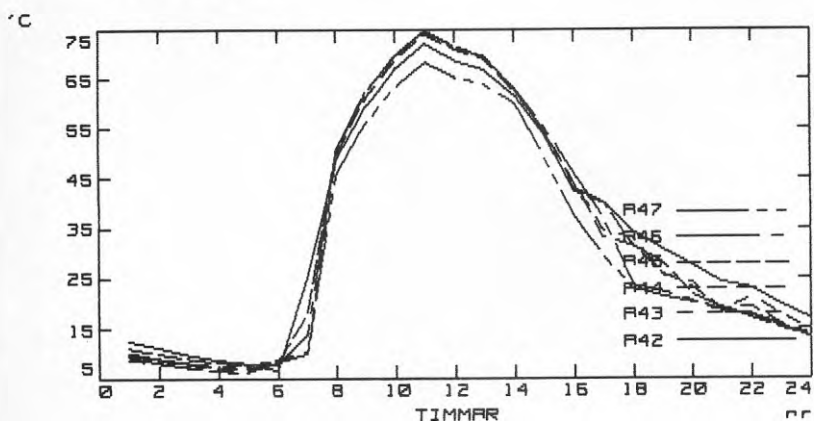


Fig 7.5. Utgående värmebärartemperatur från respektive solfångargrupp (88-05-09).

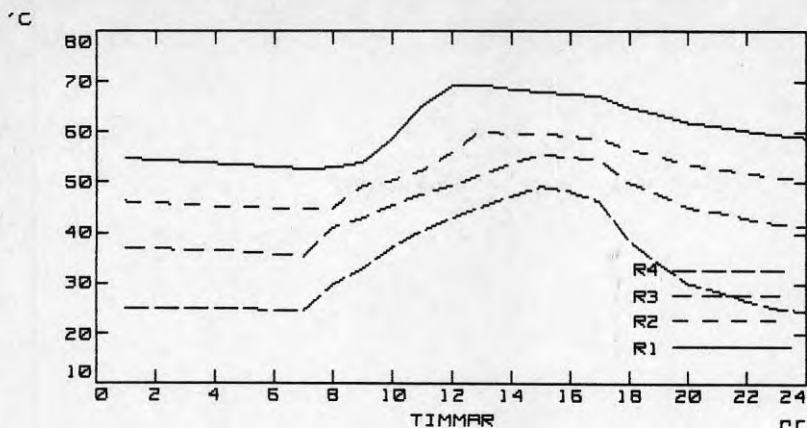


Fig 7.6. Medeltemperatur i respektive ackumulatorgrupp (88-05-09).

Orsaken till att inte pumpen startar tidigare är temperaturerna i ackumulatorerna, som vid tillfället är högre än temperaturen ut från solfångarna, (se figur 7.6).

Om man studerar ett dygn där ackumulatortemperaturen är låg tidigt på morgonen och solinstrålningen är hög (8/5-1988), framgår att insamling av solenergi börjar tidigare. Av figur 7.7 framgår att solfångarpumpen startar redan vid sextiden på morgonen.

I figur 7.8 visas tanktemperaturerna vid tillfället, vilka i samtliga ackumulatörer ligger relativt lågt. Inlagring sker först till ackumulatorgrupp 1 för att höja temperaturen ytterligare, trots att denna ackumulatorgrupp har den högsta temperaturen. Detta beror på att man vill bibehålla temperaturskillningen mellan de olika ackumulatorgrupperna. Skulle inlagring skett i den kallaste ackumulatorgruppen, kan det finnas risk att inkommande kallvatten, som värmts i ackumulatorgrupp 4, sedan åter kyls i följande ackumulatorgrupper.

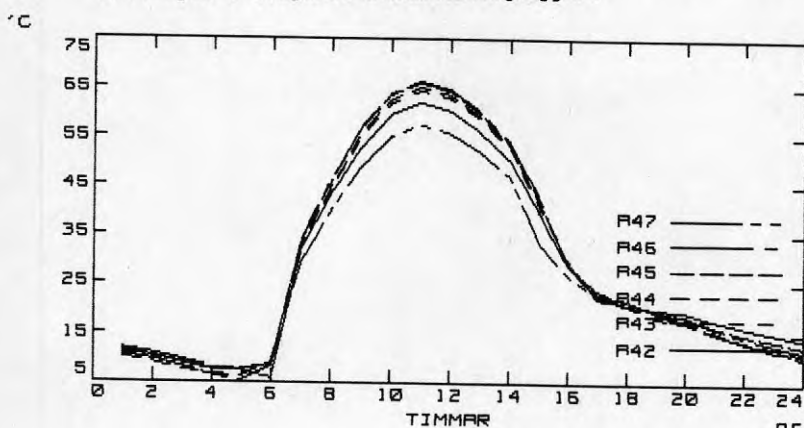


Fig 7.7. Utgående värmebärartemperatur från respektive solfångargrupp (88-05-08).

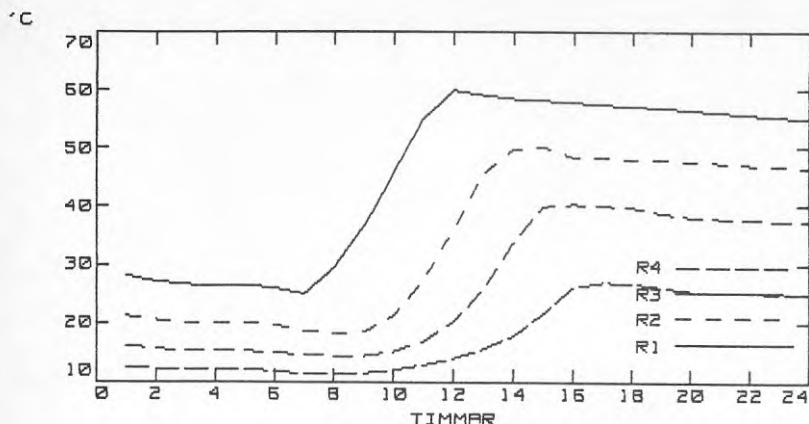


Fig 7.8. Medeltemperatur i respektive ackumulatorgrupp (88-05-08).

Temperaturhöjningen som solfångarna kan åstadkomma är helt beroende av vilken returtemperatur som kommer från ackumulatorerna, och solinstrålningen. I figur 7.9 och 7.10 visas skillnaden mellan olika returtemperaturer. Solinstrålningen under de båda perioderna är likvärdiga. Vid t ex kl 10 i de båda perioderna, framgår att temperaturdifferensen i figur 7.9 är ca 30 °C, medan den i figur 7.10 uppgår till ca 50 °C. En lägre returtemperatur till solfångarna ger också en högre verkningsgrad på solfångaren. Det är dock inte alltid en fördel att enbart försöka nyttja det kallaste vattnet ut till solfångaren. Det beror helt på hur hela systemet byggts upp, t ex hur lagring av solenergin skall ske etc. Systemet i Ronneby Brunn nyttjar skiktning mellan olika ackumulatorgrupper, varför man i första hand försöker fulladda den varmaste ackumulatorgruppen och sedan stegvis gå mot den kallaste ackumulatorgruppen.

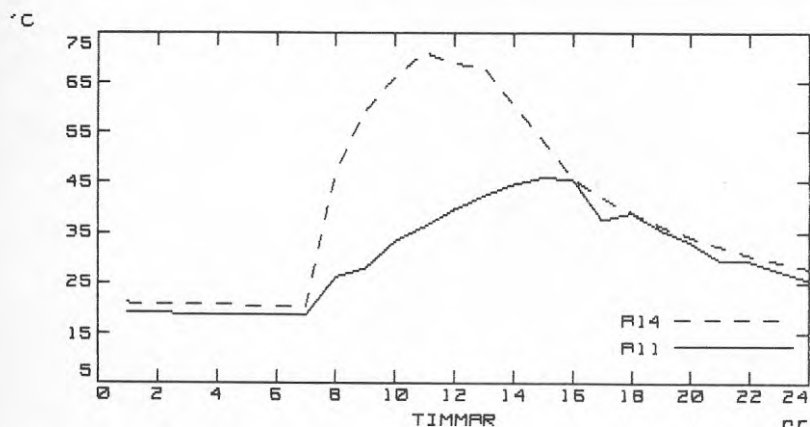


Fig 7.9. Värmebärartemperatur till och från solfångarfältet (88-05-09).

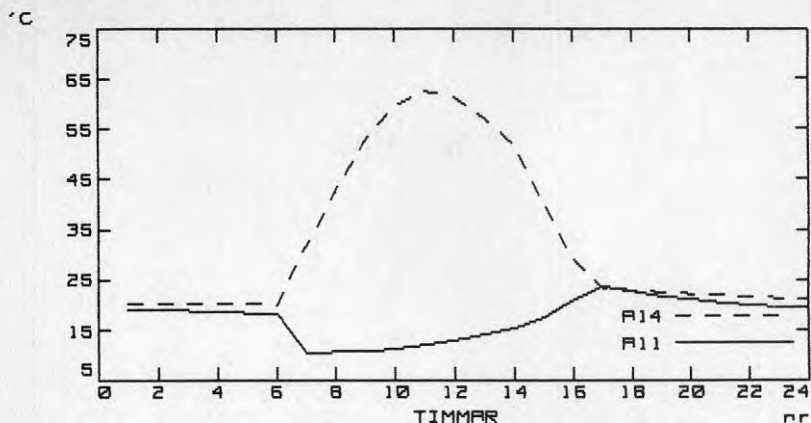


Fig 7.10. Värmebärartemperatur till och från solfångarfältet (88-05-08).

Lagringen av den insamlade solvärmens styrs så att sjunkande temperatur erhålls från ackumulatorgrupp 1 till grupp 4. Samtidigt eftersträvas så hög temperatur som möjligt i grupp 1, vilket innebär att inlagring oftast sker hit.

I figur 7.11 visas drifttiden under ett dygn för de magnetventiler som styr inlagringen av solvärmens till respektive grupp. Som framgår av figuren är det i första hand grupp 1 som är i drift. Inlagring till grupp 1 sker mellan kl 9 och kl 15. Utgående värmebärartemperatur från solfångarna når som högst drygt 70 °C (se figur 7.12) strax efter kl 12 och max temperaturen i grupp 1 blir då ca 68 °C (se figur 7.13). Vid 14-tiden sjunker temperaturen från solfångarna under temperaturen i grupp 1, varför växling sker till grupp 2.

Framåt kvällen, när solstrålningen försvunnit är solfångarna fortfarande i drift. Inlagring sker nu till grupp 3 och sist till grupp 4. Solfångarkretsen stoppas ca kl 18.

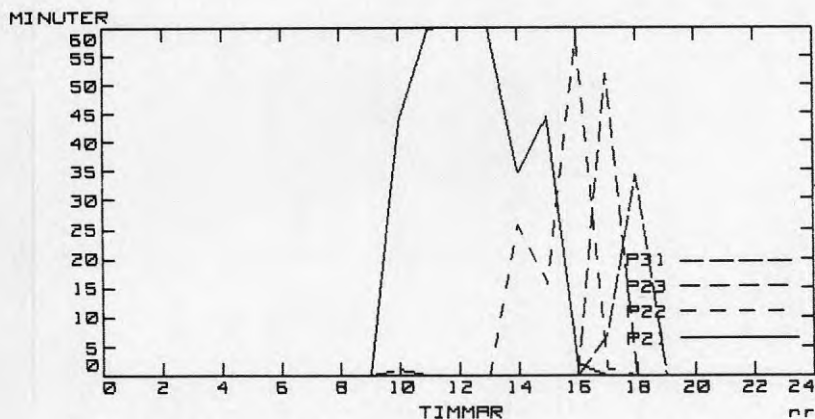


Fig 7.11. Drifttid för inlagring i respektive ackumulatorgrupp (87-06-04).

I figur 7.12 nedan visas den högsta och lägsta temperaturen i respektive ackumulatorgrupp. Tank 1 i respektive grupp har högst temperatur, varefter temperaturen sjunker stegvis i efterföljande tankar.

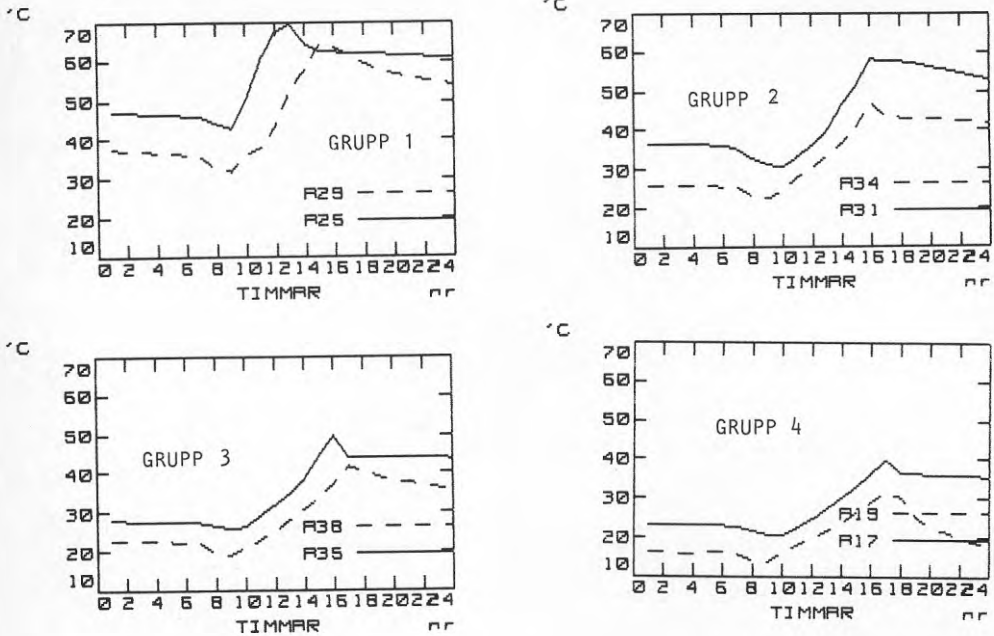


Fig 7.12. Högsta respektive lägsta temperaturer i ackumulatorgrupperna under ett dygn (87-06-04).

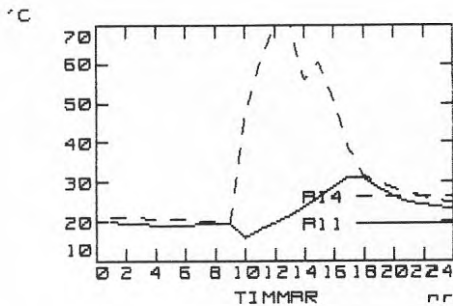


Fig 7.13. Värmebärartemperatur till och från solfångarfältet (87-06-04).

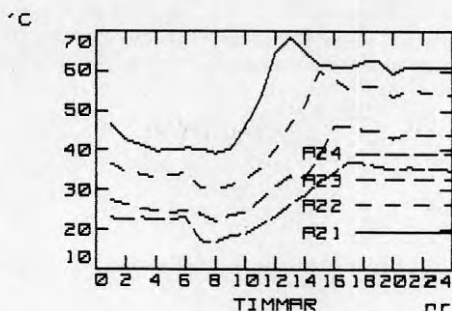


Fig 7.14. Utgående varmvattentemperatur från respektive ackumulatorgrupp (87-06-04).

Under vissa perioder förekommer det att den första tanken respektive grupp har högre temperatur i toppen än i inkommande värmebärartemperatur från solfångarna. Detta beror på att styrningen sker efter givare placerade i botten på tank 1. Detta förfarande kan således orsaka en nedkylning av det varmaste vattnet i ackumulatorn.

Detta förhållande förekommer främst i ackumulatorgrupp 1. Jämförelse kan göras mellan fram- och returtemperatur i figur 7.13 och temperaturen i grupp 1 i figur 7.12. Temperaturen i ackumulatorn uppgår till ca 51 °C vid 10-tiden, medan värmebäraren från solfångarfältet bara uppnår ca 46 °C vid samma tid. För utgående varmvattentemperatur kan man dock ej se någon betydelsefull skillnad (figur 7.14), varför energiförlusten sannolikt är obetydlig.

8 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

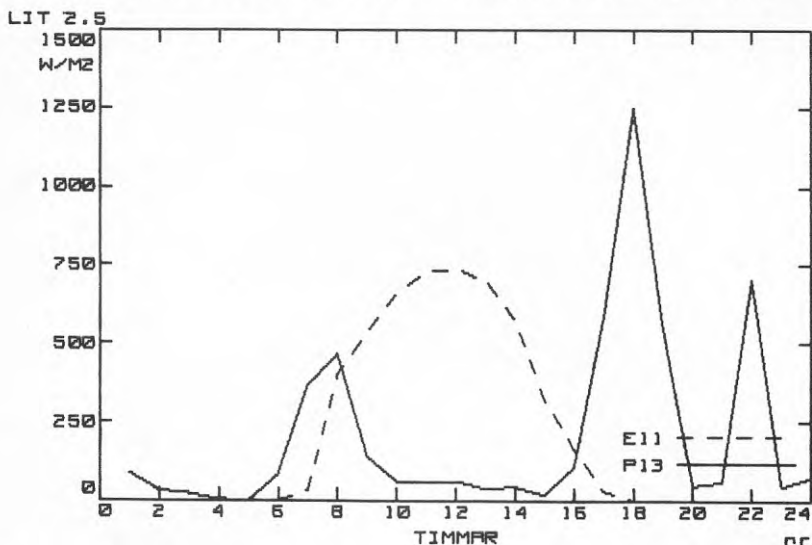
Solvärmeanläggningen har i huvudsak fungerat tillfredsställande och några driftstörningar som påverkat varmvattenbehovet har inte inträffat. I projektets början uppstod som tidigare nämnts problem med låg varmvattentemperatur i vissa hotellrum. Problemet berodde inte på solvärmeanläggningen som man först antog utan på en kvarglömd kortslutning mellan kall- och varmvatten som användes under hotellets byggskede.

Tack vare en hög distributionstemperatur, ca 65 °C, medförde inte kallvattenkortslutningen några klagomål från hotellgästerna. När solvärmsystemet installerades sänktes distributionstemperaturen till ca 50 °C, varefter klagomålen började. Efter litet "detektivarbete" i anläggningen påträffades kortslutningen och problemet löstes.

Avgörande för valet av solvärmeanläggning för detta experiment var Solergs stora intresse att prova sina solfångare och sitt värmelagerkoncept i en anläggning med relativt stor varmvattenförbrukning.

Företaget hade tidigare endast erfarenheter från mindre anläggningar av villastorlek. Några noggrannare beräkningar för optimering av solfångaren och storlek på värmelagar utfördes aldrig utan storleken valdes med hänsyn till erfarenheter från tidigare anläggningar samt varmvattenbehovets storlek.

Tappvarmvattenförbrukningen på hotellet är till största delen koncentrerad till fem timmar/dygn, fördelade på ca två timmar under morgonen och tre timmar på kvällen. Varje dygn förbrukades i genomsnitt 5600 liter under mätåret. Förbrukningen är naturligtvis starkt beroende av hotellets beläggning. Under t ex perioden december-februari var medeldygnsförbrukningen 6600 liter.



Figur 8.1. Varmvattenförbrukning och insamlad solvärme under ett dygn (88-05-07).

Solvärmeanläggningen dimensionerades med en total lagringskapacitet på 87 liter/m² solfångare. Temperaturerna i tankarna varierar kraftigt beroende på solinstrålning och varmvattenförbrukning. Sommartid kan temperaturen i den första ackumulatorgruppen uppgå till ca 80 °C medan temperaturen vintertid ligger på ca 10 °C i samtliga ackumulatorgrupper. Temperaturskiktningen mellan de olika tankarna inom samma grupp är relativt liten. Mellan grupperna uppgår den dock normalt till ca 20 °C.

Mätresultaten har visat att värmeöverföringen från glykolvattendelen av tankarna till varmvattnet inte fungerar tillfredställande med tanke på den stora varmvattenförbrukningen. Under de extrema förbrukningstopparna, morgon och kväll, töms varmvattenbehållarna snabbt. Tappningen kan då uppgå till ca 3000 liter per timme, vilket skall jämföras med varmvattenbehållarnas sammanlagda volym som är 1600 liter. Under de korta och intensiva tappningarna hinner inte värme överföras från glykolvattnet i tillräcklig omfattning.

Solfångarna lyckades under mätåret samla in 475 kWh/m² av den möjliga solinstrålningen på 930 kWh/m². Detta innebär en årlig verkningsgrad av ca 50 %. I överkanten av solfångarna har en skyddsplåt monterats på ett sådant sätt att den täcker ca tre cm av glaset. För hela solfångarfältet innebär detta att solfångararean minskar med ca 7,5 % dvs från 120 m² till 111 m². Beräknas den insamlade solvärmens på denna area erhålls i stället 513 kWh/m².

Om skyddsplåten inte hade täckt glaset skulle solvärmesystemet teoretiskt kunnat leverera ytterligare ca 3000 kWh till varmvattnet. Täckningsgraden skulle då ha ökat från 43 % till 46 %.

BILAGA 1

PROVNINGSRESULTAT FRÅN SOLFÅNGARE AV FABRIKAT SOLERG TYP A2

STATENS PROVNINGSANSTALT
Box 857, 501 15 BORÅS
Tel 033-16 50 00

Sammandrag av protokoll nr 8512,134B
utfärdat 1986-03-26

DATABLAD
SOLFÅNGARENS PRESTANDA OCH EGENSKAPER

Fabrikat Solerg
Typbeteckning A2

Beställare: Solerg Utveckling AB
Badvägen 7
139 00 VÄRMDÖ

TEKNISK BESKRIVNING
(uppgivna data)

Utvändiga dimensioner: 2030 x 1030 x 142 mm
Vikt (tom): 52 kg
Värmebärarvolym: 6,4 liter
Max drifttryck: 150 kPa
Max tillåtet tryck: 200 kPa
Rekommenderad
värmebärare: vatten

Absorbator

Fabr/typ: egen
Uppbyggnad: pressade kanaler i
punktsvetsade plåtar
Material: kolstål
Beläggning: mattsvart lack

Täckskiva

Fabrikat/typ: planglas
Antal skikt: 1 st
Material:: glas
Tjocklek: 3,2 mm
Genomskinlig area: 1,85 m²

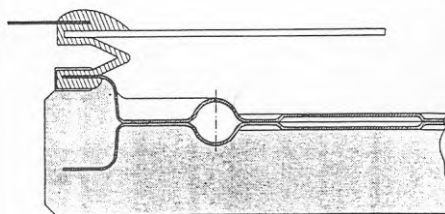
Isolering

Baksida: formsprutad polyuretan 43 mm
Kant: formsprutad polyuretan 35 mm

Röranslutning:

R 3/4", mässing i anslutningsrör.

Tvärsnitt



Hölje

Isoleringen formsprutad direkt mot absorbatorn

Tätning av täckskiva:

Volymen mellan absorbator och täckskiva är hermetiskt innesluten och fylld med kvävgas. Inneslutningen åstadkommes med en syntetlist som tillåter gasen att ändra volym.

STAGNATION OCH TERMISK CHOCK (Provningsmetod SP-C12-302 eller NT VVS 007)

Uppmätt absorbatortemperatur	133,5° C	Kondens på täckskiva:	inget märkbart
Uppmätt vid irradiansen, E _t	850 W/m ²	Kondens på absorbator:	inget märkbart
Omgivningstemperatur, T _L	°C	Mekaniska skador:	inga
Absorbatorn provtryckt med	200 kPa	Övrigt:	se anm

Anm: Absorbatortemperaturen mätt invändigt i solfångarens övre samlingsrör.

Tryckprovning ger mekanisk deformation av solfångaren. En diagonal ytojämnhet på ca 2,5 cm uppstår men återgår vid avslutat prov.

TERMISK VERKNINGSGRAD (Provningmetod SS 1782 eller NT VVS 004)

Referensarea 1,90 m² Vindhastighet ≥ 4 m/s Lutning 45°
 Värmebärare vatten Flöde 0,037 kg/s

Ekvation för solfångarens verkningsgrad:

$$\eta = \eta_0 - k_e(T_F - T_L)/E_+$$

där $k_e = k_0 + k_1(T_F - T_L)$

och η = verkningsgrad

T_F = värmebärarens medeltemperatur (°C)

T_L = omgivningstemperatur (°C)

k_e = solfångarens förlustkoefficient (W/(m²•°C))

E_+ = irradians (W/m²)

Ekvation för solfångarens förluster

$$P_F/A_g = k_e(T_F - T_L)$$

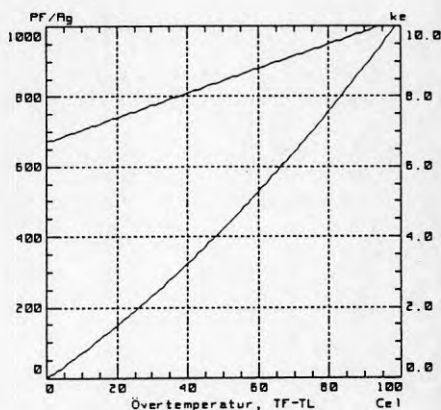
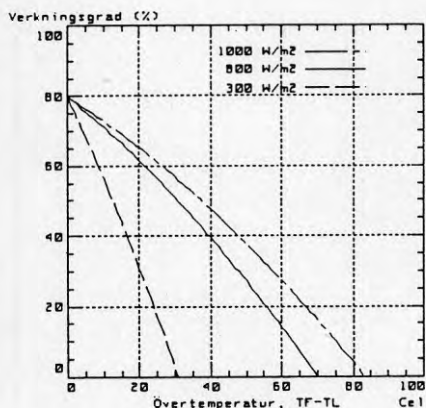
där P_F = värmeförluster (W)

A_g = glasningens area (m²)

$\eta_0 = 80 \%$

$k_0 = 6,70 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{°C)}$

$k_1 = 0,0349 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{°C)}$



MATERIALBESTÄNDIGHET (Metodbeskrivning 1985-58, 59)

Absorbator

	Fuktåtlighet	Temp åtlighet
Före prov	$\alpha = 0,96$ $\epsilon = 0,92$	$\alpha = 0,96$ $\epsilon = 0,92$
Efter prov	$\alpha = 0,96$ $\epsilon = 0,94$	$\alpha = 0,96$ $\epsilon = 0,92$

HÅLLBARHET (Provningmetoderna SP-A03-530, -531, (-528))

Regntäthet	utan anmärkning
Vindlast	utan anmärkning
Snölast	utan anmärkning

BILAGA 2

ÅRSSAMMANSTÄLLNING AV UPPMÄTTA ENERGI MÄNGDER FÖR RESPEKTIVE
MÅNAD

Bilaga 1

Månadssammanställning av olika energimängder.

Månad	Solinstrålning Dalsidan		Insamlad sol Bergsidan		Insamlad solenergi	
	kWh	kWh/m ²	kWh	kWh/m ²	kWh	kWh/m ²
Jul87	13460	121.2	12780	115.1	6725	60.5
Aug	13712	123.5	12979	116.9	7256	65.4
Sep	12322	104.6	10395	93.6	5919	53.3
Okt	6670	60.1	5810	52.3	2807	25.3
Nov	1198	10.8	953	8.6	123	1.1
Dec	480	4.3	551	5.0	-	-
Jan88	446	4.0	394	3.6	-	-
Feb	2285	20.6	1996	18.0	435	3.9
Mar	8122	73.2	7088	63.8	3003	27.0
Apr	13322	120.0	12080	108.8	6741	60.7
Maj	18958	170.8	19153	172.5	10037	90.4
Jun	15644	140.9	16404	147.8	9702	87.4
Aret	106619	954.0	100583	906.0	52748	475.0

Månad	Uttagen solenergi		Till- sats- energi kWh	Täck- nings- grad %	System- verkn.- grad %	Vvför- brukn. m ³
	kWh	kWh/m ²				
Jul87	6031	54.3	7155	46	46	257.5
Aug	5678	51.1	4688	55	43	212.5
Sep	4740	42.7	4554	51	42	210.5
Okt	2419	21.8	5854	29	39	189.2
Nov	540	4.9	9699	-	-	226.2
Dec	167	1.5	2866	-	-	66.4
Jan88	215	1.9	2676	-	-	63.2
Feb	557	5.0	3842	13	26	94.8
Mar	2316	20.9	4520	34	30	144.0
Apr	4948	44.6	4321	53	39	195.0
Maj	6960	62.7	2021	77	36	177.9
Jun	6720	60.5	2812	70	42	200.5
Aret	41291	371.9	55008	43	40	2037.7

BILAGA 3

SKUGGSTUDIE

Den byggnad där solfångarfältet placerats ligger norr om och i direkt anslutning till ett mindre berg. Byggnadens längdriktning ligger i sydost. Placeringen av totalt ca 120 m² solfångare på taket visade sig inte vara helt utan problem. Dels krävdes en relativt stor yta för solfångarna för att dessa ej skall skugga varandra, dels fanns problemet med skuggning från berget, som dessutom var försett med relativt tät vegetation.

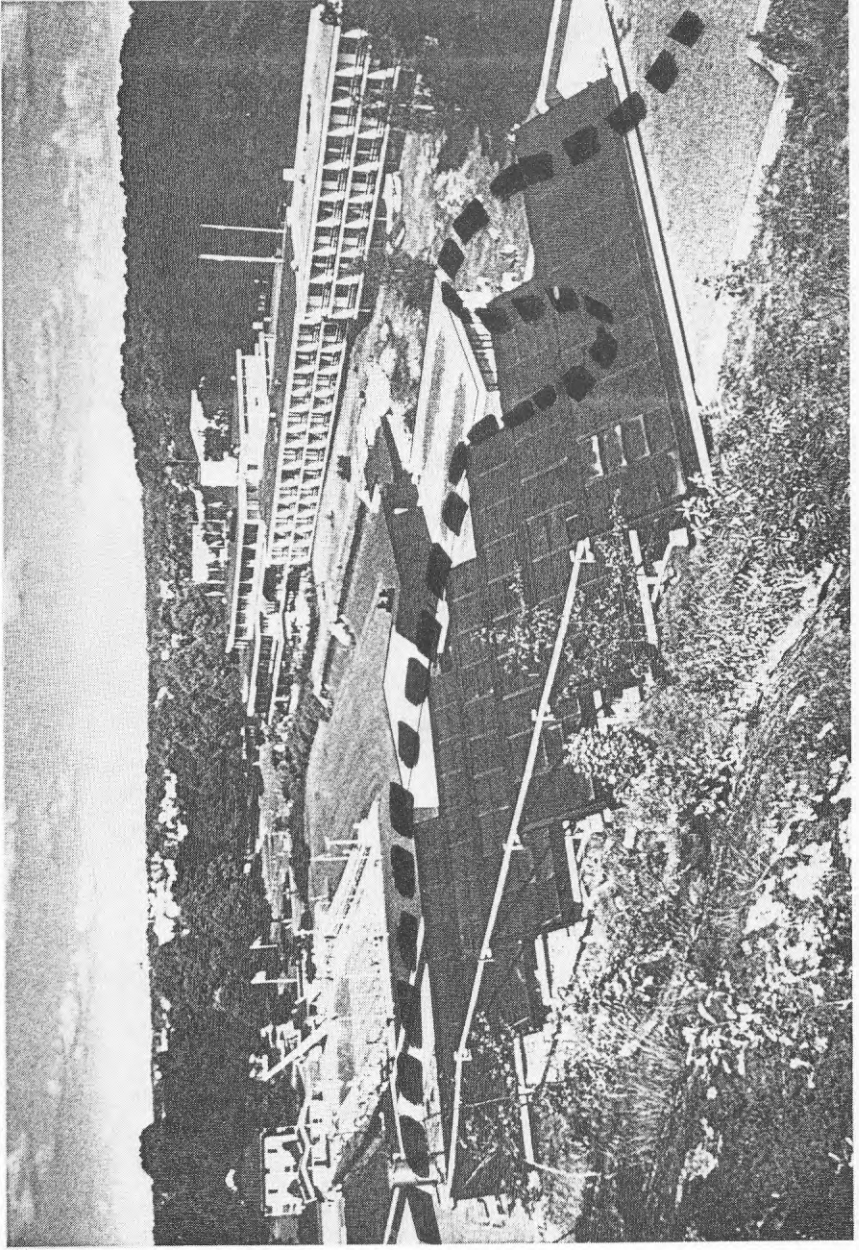
En annan aspekt var den arkitektoniska utformningen. Solfångarnas placering på taket fick ej störa den speciella utformningen av byggnadens fasad.

Genom kompromisser av dessa aspekter placerades så solfångarna långt åt söder på byggnaden, riktade mot SSO. Trots hänsyn till alla aspekter visade det sig redan under mätperiodens början att det förelåg stora problem med skuggningen, framför allt från vegetationen på berget. Solfångarna skuggades så gott som helt av vegetationen på berget på eftermiddagarna under perioden augusti - april. Under maj till och med juli skuggades solfångarna i stort sett helt efter kl 16.00. I figurserie B1 - B9 visas skuggningens utbredning över solfångarna under sommarmånaderna.

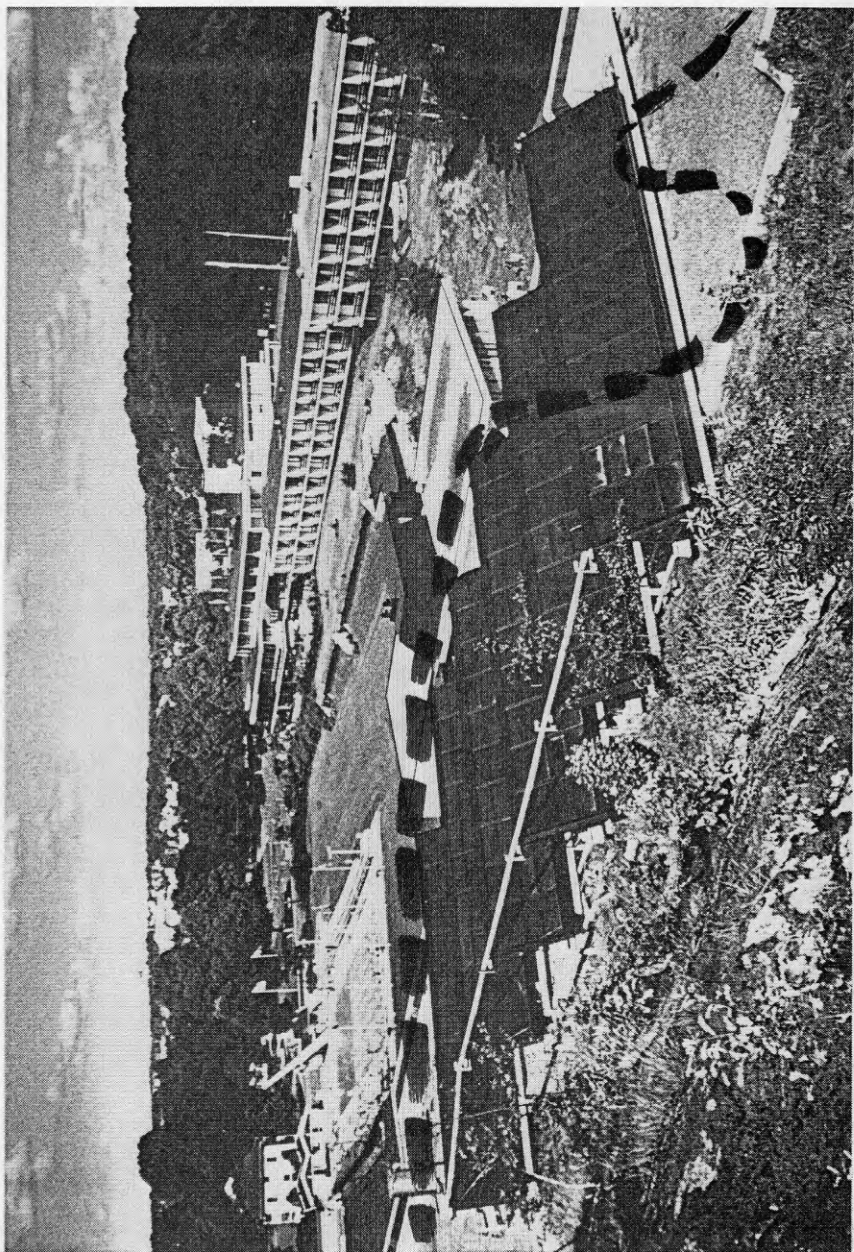
Problemet med skuggningen föranledde slutligen att den närmast belägna vegetationen i stort sett skalades bort. Detta innebär en väsentlig skillnad för solfångarna vad beträffar den fria horisonten mot söder.

I figur B10 framgår horisonten mot söder efter det att vegetationen skalats bort. Streckad linje i figuren markerar hur horisontlinjen såg ut tidigare.

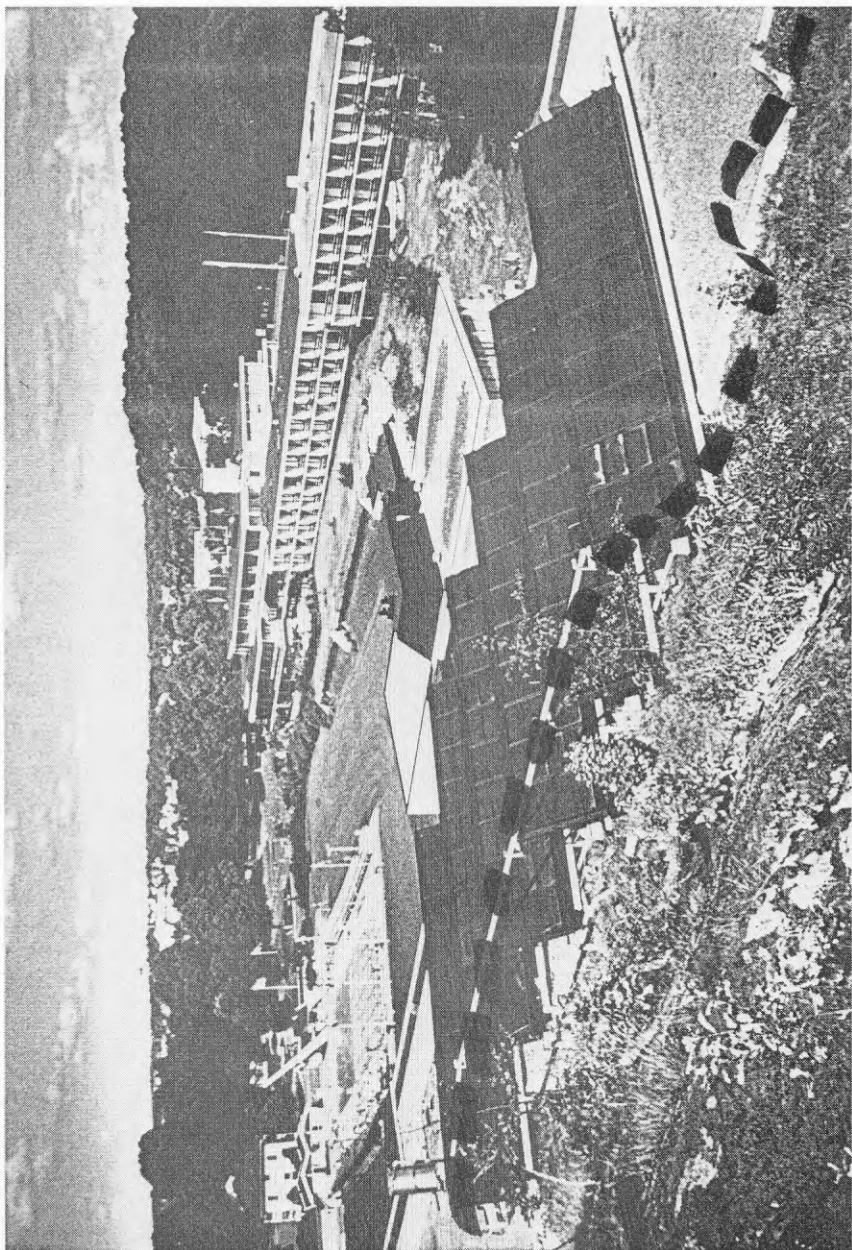
I figuren har också solhöjden lagts in. Solarna markerar solhöjden kl 12.00 på dagen (soltid). Från perioden oktober till och med februari är solinstrålningen mycket liten. Detta framgår också av figur B10, där solinstrålningen på eftermiddagen skuggas helt av berget.



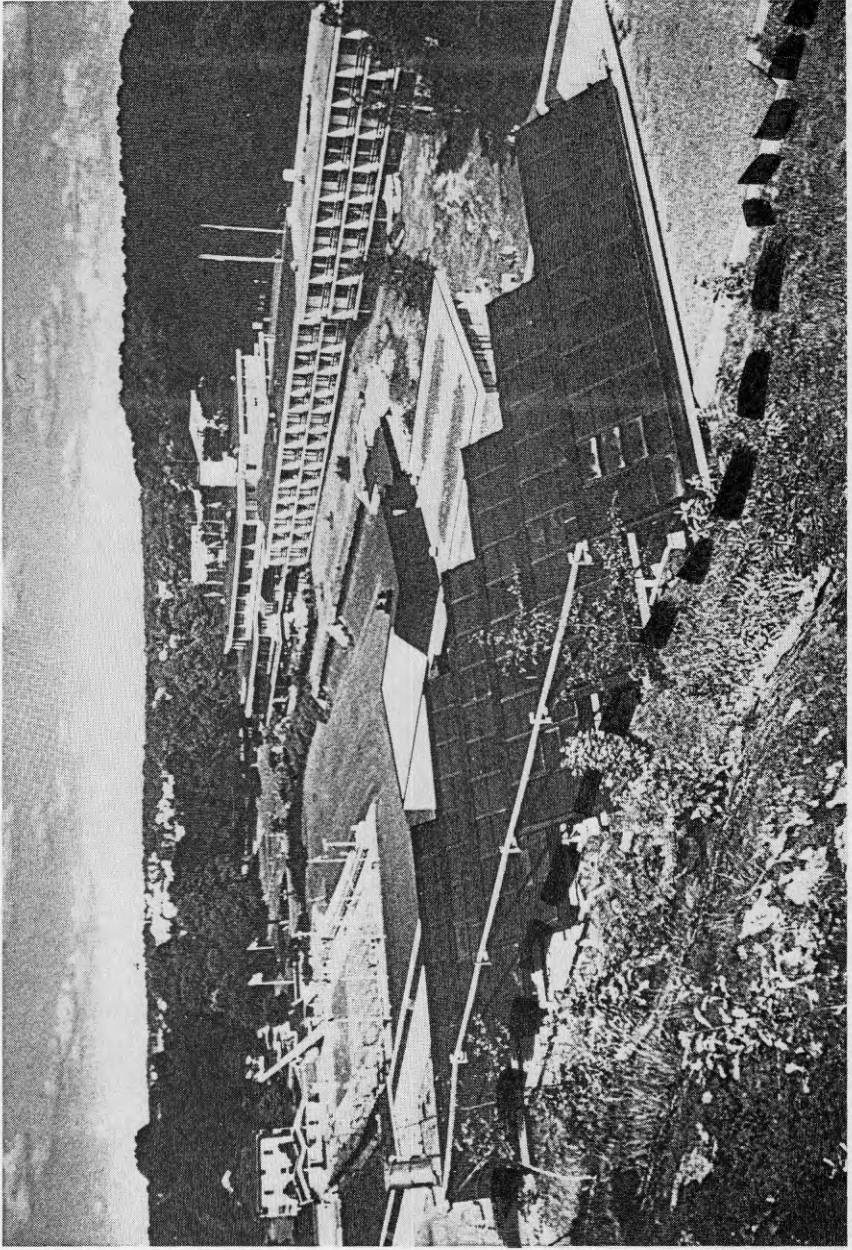
Figur B1. Skuggans utbredning den 1/4 kl 13.00 (soltid 12.00).



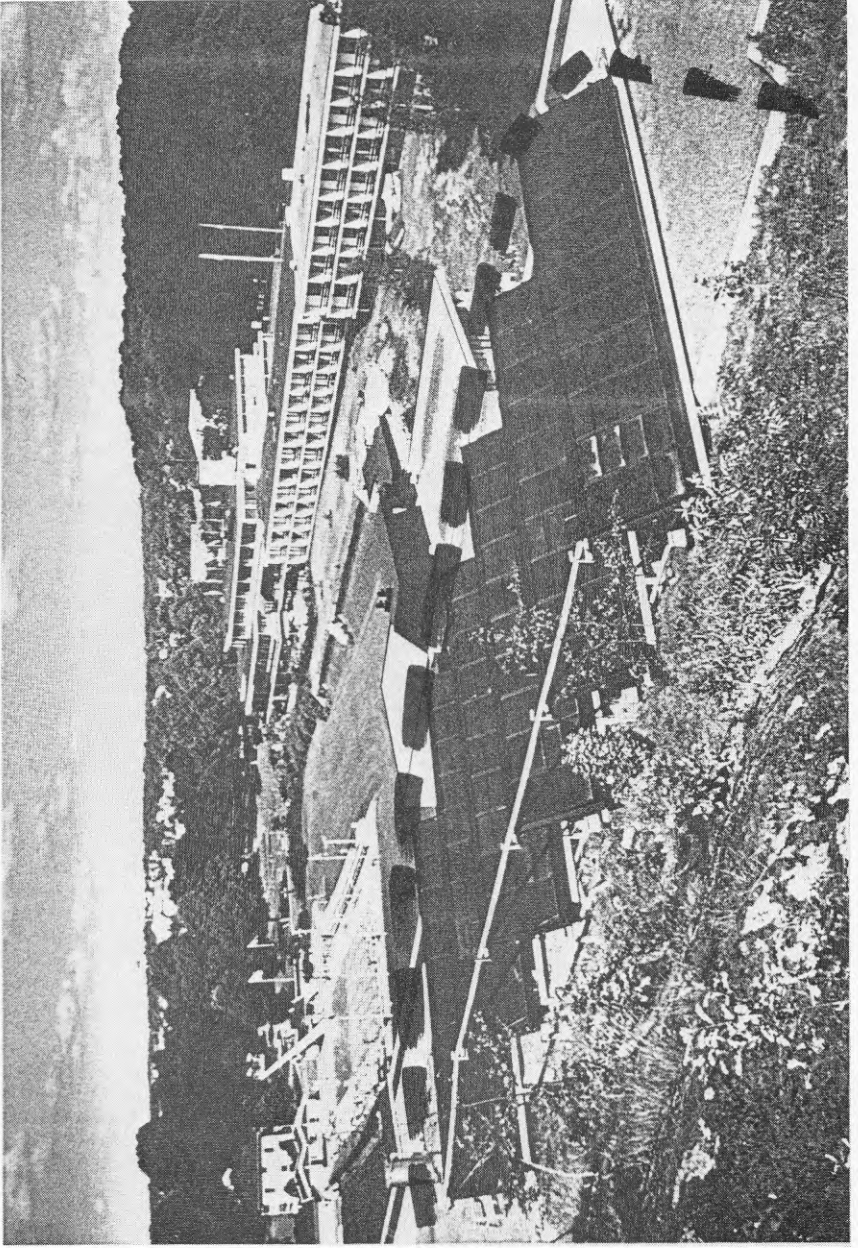
Figur B2. Skuggans utbredning den 15/4 kl 13.00.



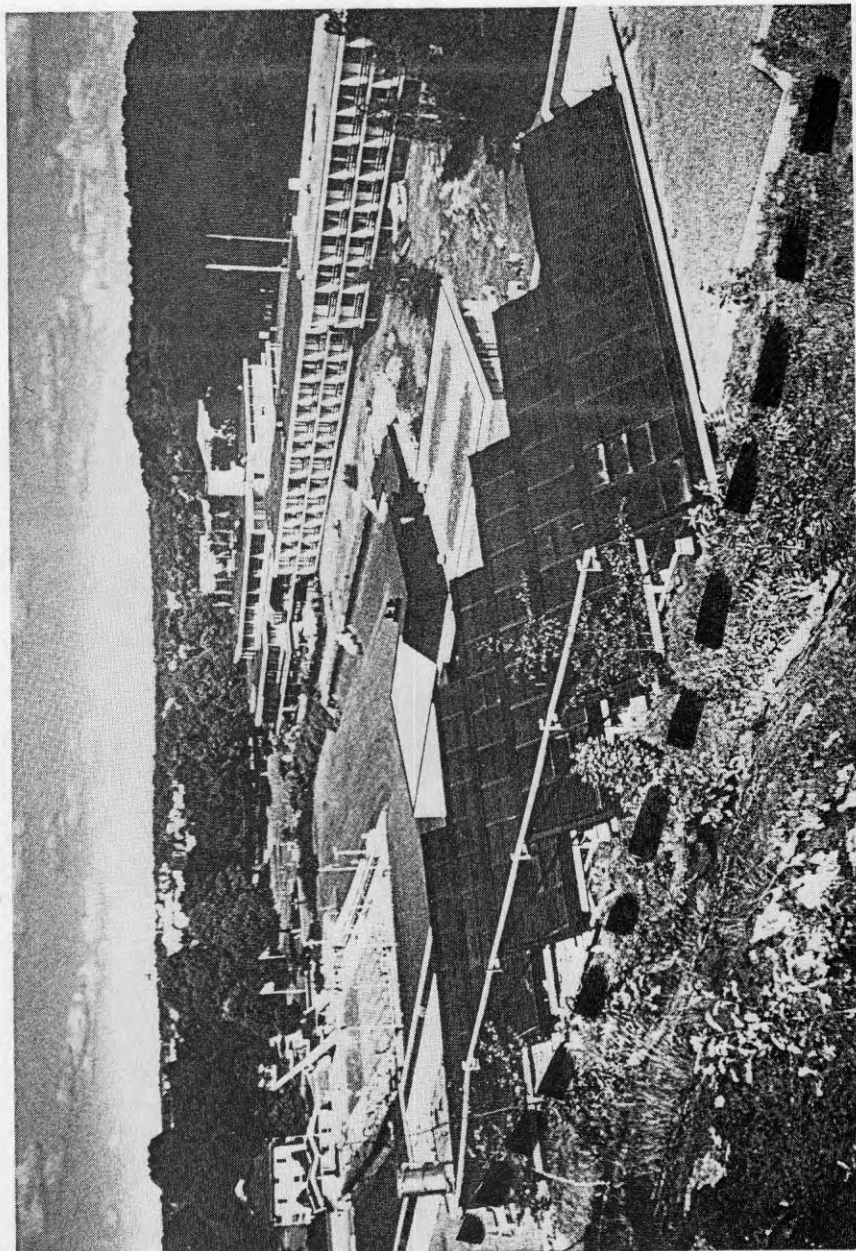
Figur B3. Skuggans utbredning den 1/5 kl 13.00.



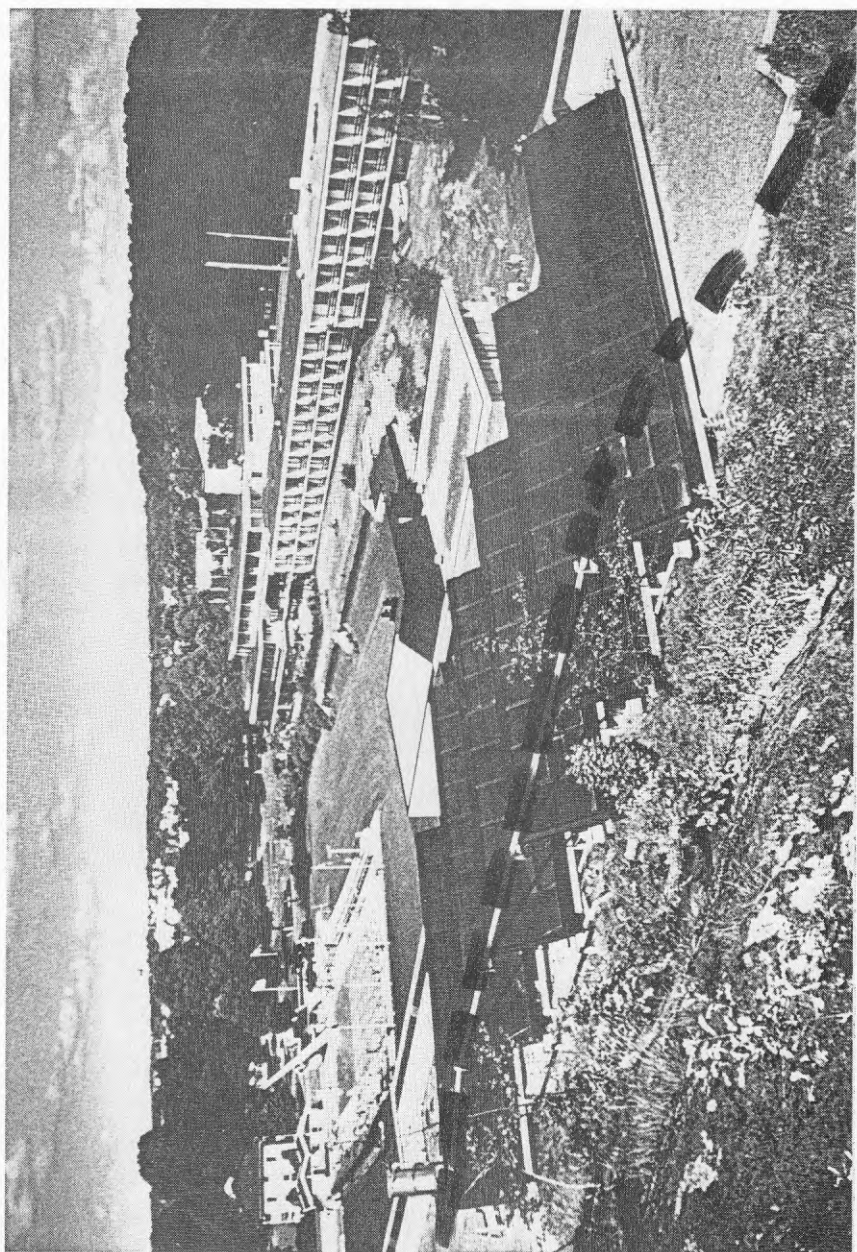
Figur B4. Skuggans utbredning den 15/5 kl 13.00.



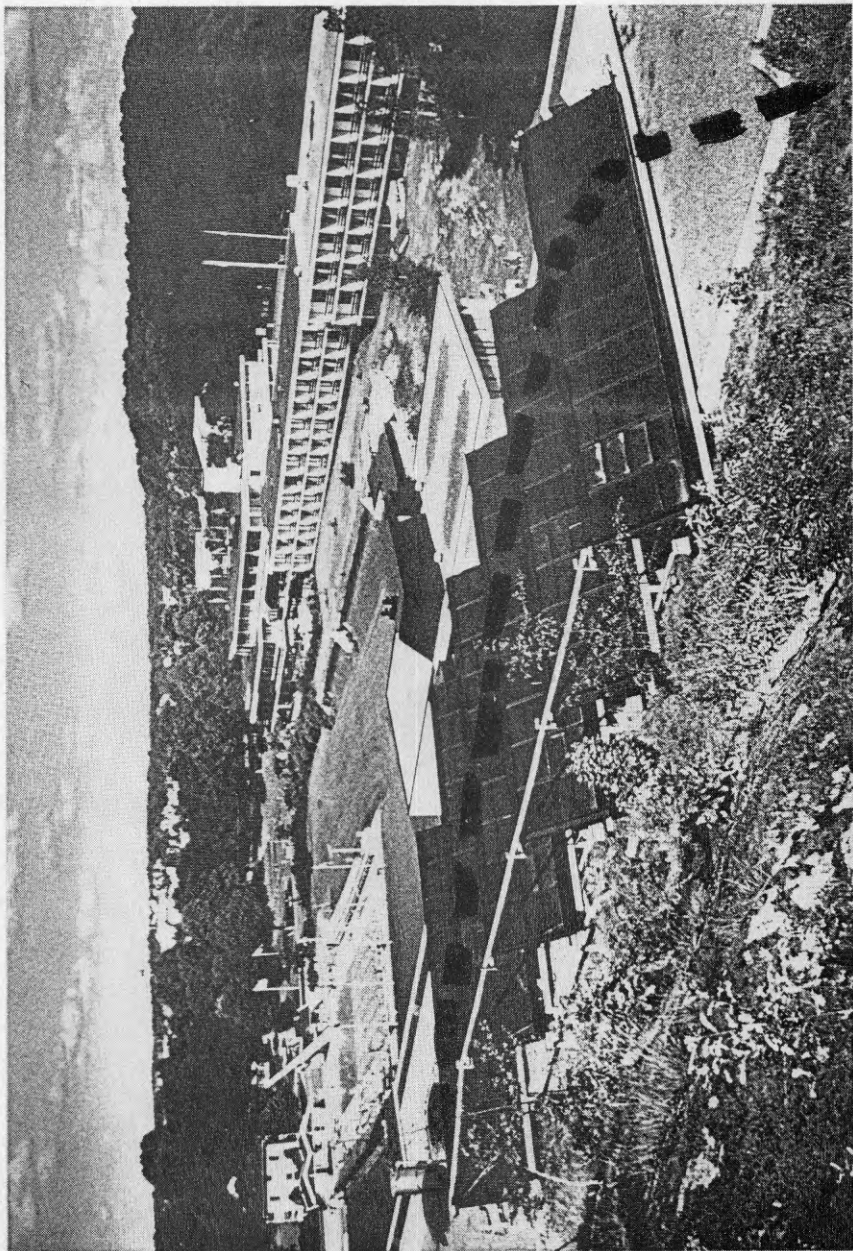
Figur B5. Skuggans utbredning den 15/5 kl 15.00.



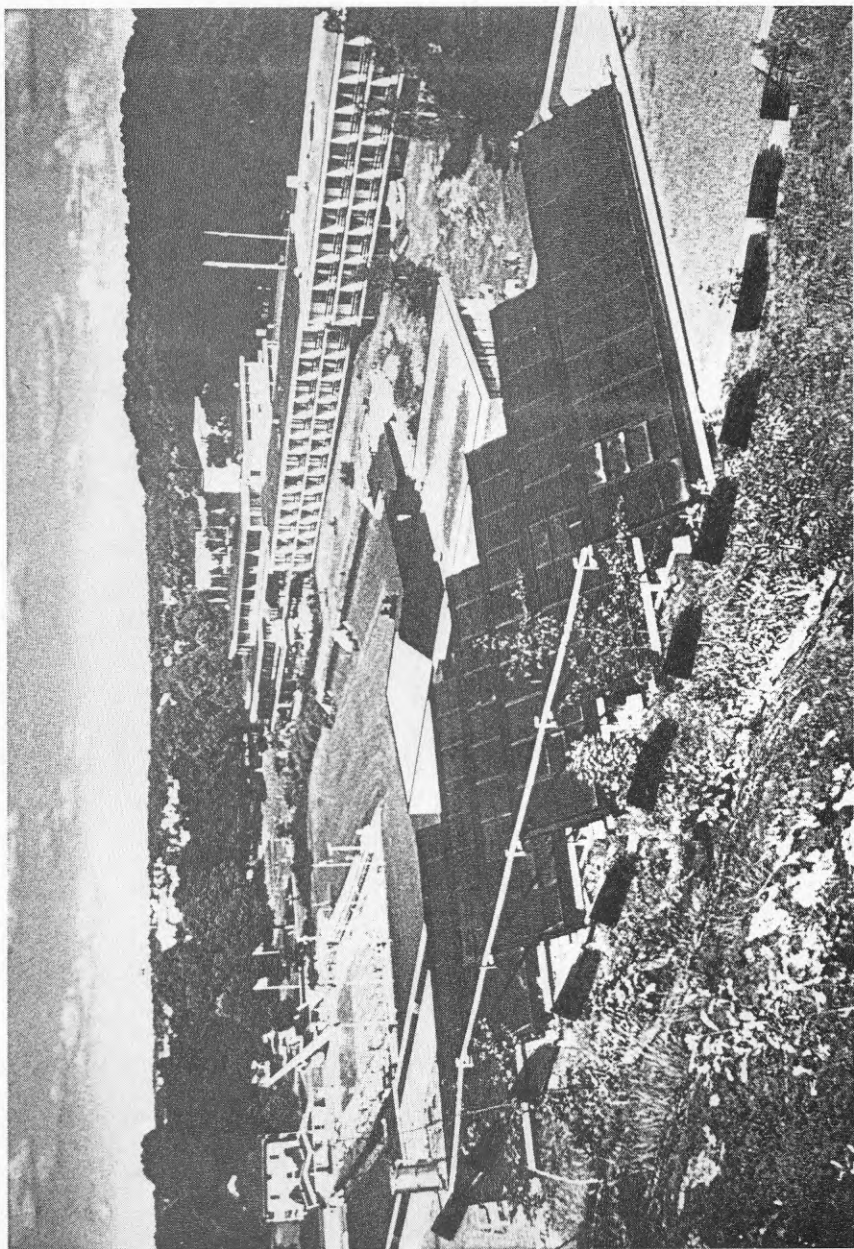
Figur B6. Skuggans utbredning den 15/6 kl 13.00.



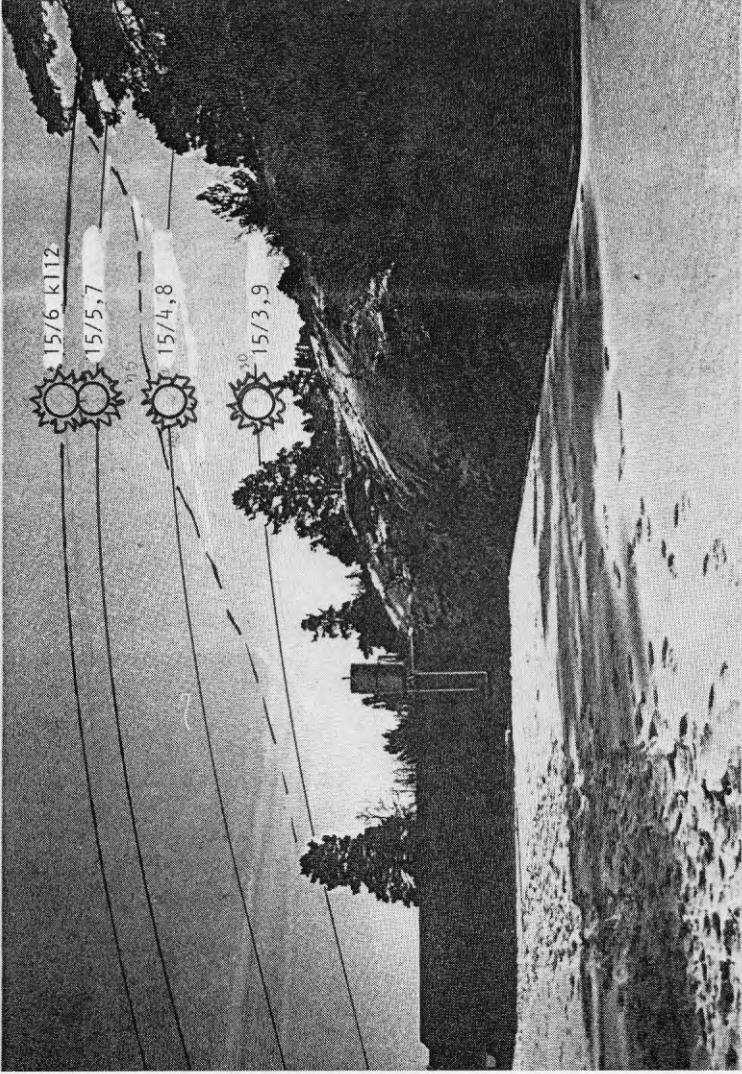
Figur B7. Skuggans utbredning den 15/6 kl 14.00.



Figur B8. Skuggans utbredning den 15/6 kl 15.00.



Figur B9. Skuggans utbredning den 15/7 kl 13.00.



Figur B10. Solens vandring över horisonten, (solen markerar solhöjden kl 12 vid olika datum. Horisonten mot söder, visas efter det att vegetationen på berget har avlägsnats. Streckad linje markerar den fria horisonten före nedhuggningen av vegetationen.

BILAGA 4

FCHART-BERÄKNINGAR

F-CHART är ett snabbt, interaktivt dataprogram för analys och systemdesign av solvärmesystem.

Dataprogrammet följer vissa principer vid systemuppbyggnaden av solvärmesystem. Detta innebär vissa begränsningar när det gäller användandet av programmet för mer avancerade systemlösningar. För F-CHART-körning på solvärmeanläggningen i Ronneby Brunn har en systemuppbyggnad enligt sidan 3.3 gjorts. På samma sida framgår också de parametrar, som använts vid F-CHART-körningen.

För att få en någorlunda överensstämmelse mellan systemet i F-Chart och i Ronneby har parametrarna från Ronneby använts. Skillnaden i systemuppbyggnaden är främst ackumulatorsidan och styrstrategin. I F-CHART betraktas de 16 ackumulatorerna som en enda stor ackumulator, dessutom finns inte styrstrategin med att kunna lagra in solvärme i olika ackumulatorgrupper.

I F-CHART-körningarna har inga ekonomiska aspekter studerats, i stället har parametrar ändrats för att ge en bild på vad som händer med systemet.

De F-CHART-körningar som utförts på anläggningen kan delas upp på följande driftsfall:

Driftsfall

- A Normal drift i Ronneby Brunn med väderdata från Lund
- B Solfångarnas orientering har ändrats från SSO till S, väderdata Lund
- C Hela solfångarytan utnyttjas, dvs man bortser från att en liten del täcks av en plåtskarv (väderdata Lund)
- D Vätskeflödet genom solfångarna ändras från 1400 l/h till 2600 l/h (projekterat flöde), (väderdata Lund)
- E Utgående varmvattentemperatur sänkt från 48 °C till 45 °C (väderdata Lund)
- F Varmvattenförbrukningen satt till den minsta uppmätta medeldygnsförbrukningen i Ronneby Brunn (2030 l/dygn) (väderdata Lund)
- G Varmvattenförbrukningen satt till högsta uppmätta medeldygnsförbrukningen i Ronneby Brunn (8300 l/dygn) (väderdata Lund)
- H Ackumulatorkapaciteten har ökat till det dubbla (väderdata Lund)
- I Ackumulatorkapaciteten har minskats till hälften (väderdata Lund)
- J Solfångarnas lutning har ändrats från 45 °C till 30 °C (väderdata Lund)
- K Solfångarnas lutning har ändrats från 45 °C till 60 °C (väderdata Lund)

L Normal drift i Ronneby Brunn jämfört med annan ort
(väderdata Stockholm)

M Normal drift i Ronneby Brunn jämfört med annan ort
(väderdata Luleå)

Resultatet från F-CHART-körningarna visade en relativt bra överensstämmelse. I F-CHART anges den nyttiggjorda solenergin till 143 GJ eller 39 800 kWh. I Ronneby Brunn uppmättes den uttagna solenergin till 41 300 kWh. Den insamlade solenergin uppmättes till 52 700 kWh. Mindre överensstämmelse erhöles på förlusterna från ackumulatorerna, i F-CHART erhöles 600 kWh, medan det uppmätta motsvarade ca 11 400 kWh. Denna skillnad beror till stor del på de olika systemutformningarna på ackumulatorsidan. I en anläggning med 16 små ackumulatorer erhöles större förlustytor än vid en enda stor ackumulator. Resultatet från F-CHART-körningen är mer intressant vid jämförelse mellan de olika driftsfallen.

F-CHART-körningen från driftsfallen har sammanställts i följande tabell på solfångaranläggningens täckningsgrad av varmvattenenergibehovet.

Täckningsgrad i %

Driftsfall	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Jan	13	15	14	14	14	13	6	14	13	9	16	13	11
Feb	26	29	27	28	28	33	14	26	26	22	28	26	25
Mars	40	41	42	42	43	59	28	40	40	37	40	44	43
April	47	48	50	50	51	80	41	48	47	47	45	46	44
Maj	64	64	67	68	69	96	53	65	63	66	59	65	59
Juni	67	65	69	70	72	100	59	67	65	69	60	70	61
Juli	54	54	57	58	59	97	54	55	54	56	50	58	57
Aug	59	61	62	63	64	97	53	60	58	60	56	59	52
Sept	46	47	48	49	50	81	41	46	45	45	45	44	35
Ok+	31	32	32	33	33	54	25	31	30	28	32	28	18
Nov	12	13	13	13	13	27	12	13	12	10	14	11	8
Dec	13	15	14	14	14	13	6	14	13	9	15	15	9
Medelv/ året	44	44	46	46	47	63	33	44	43	43	42	44	39

Den väsentligaste skillnaden mellan F-CHART-körningarnas täckningsbidrag och täckningsbidraget i Ronneby Brun är att inget solvärmebidrag erhöles under perioden november - januari i Ronneby. Under sommarmånaderna var däremot det uppmätta solvärmebidraget något högre än det beräknade.

Resultatet visar vilka faktorer i anläggningen som spelar störst roll för utnyttjandegraden av solvärme. En betydelsefull faktor är varmvattenförbrukningen. Vid en lägre förbrukning klarar solvärmeanläggningen större andel (jämför driftsfall F och G). Detta innebär dock inte att solfångarsystemet utnyttjas bättre. Den nyttiggjorda solenergin är bara hälften i driftsfall F i jämförelse med driftsfall G.

I Ronneby Brunn täcks övre delen av solfångarna av en ca 3 cm plåtkant, vilket innebär en minskad solfångaryuta på ca 7,5 %. Detta innebär i sin tur en minskad nyttiggjord solenergi på ca 5 %. Detta styrker vikten av att solfångarna skuggas så litet som möjligt. En annan faktor som också klart påverkar nyttiggjord solenergi är flödet genom solfångarna. I Ronneby Brunn är det verkliga flödet bara 1 400 l/h mot det projekterade 2 600 l/h. Detta innebär en minskad nyttiggjord solenergi på ca 6 %.

FÖRKLARING TILL UTTRYCK I F-CHARTS UTDATA

HT	Solinstrålningen
TA	Utetemperaturen
HWLOAD	Varmvattenenergiförbrukningen
QU	Nyttiggjord solenergi
QLOSS	Förluster från ackumulatorer
FDHW	Andel av förbrukningen som täcks av solenergi.

I Ronneby Brunn täcks övre delen av solfångarna av en ca 3 cm plåtkant, vilket innebär en minskad solfångaryuta på ca 7,5 %. Detta innebär i sin tur en minskad nyttiggjord solenergi på ca 5 %. Detta styrker vikten av att solfångarna skuggas så litet som möjligt. En annan faktor som också klart påverkar nyttiggjord solenergi är flödet genom solfångarna. I Ronneby Brunn är det verkliga flödet bara 1 400 l/h mot det projekterade 2 600 l/h. Detta innebär en minskad nyttiggjord solenergi på ca 6 %.

FÖRKLARING TILL UTTRYCK I F-CHARTS UTDATA

HT	Solinstrålningen
TA	Utetemperaturen
HWLOAD	Varmvattenenergiförbrukningen
QU	Nyttiggjord solenergi
QLOSS	Förluster från ackumulatorer
FDHW	Andel av förbrukningen som täcks av solenergi.

PICTURES

SYSTEM TYPE : DHW
ACTIVE

* AUX * FUEL

I

***** ***** ***** ***** *****
* COLLEC *-->* TRANS *-->* STORE *-->* DELIV *-->* LOAD *
***** ***** ***** ***** *****

 NLOSS LIQ
 NLEAK TANK
FPLATE NHX ECONOMICS : NOECON

ACTIVE COLLECTOR PARAMETERS

C1. COLLECTOR AREA PER PANEL	1.85 M2
C2. NUMBER OF COLLECTOR PANELS	60.
C3. NUMBER OF COLLECTOR PANELS IN SERIES	1.
C4. FR-UL PRODUCT	7.00 W/M2-DEG C
C5. FR-TAU-ALPHA (NORMAL INCIDENCE)	0.81
C6. DEAD BAND FOR SOLAR SYSTEM PUMP CONTROLLER	0.00 DEG C
C9. NUMBER OF COVERS (IF 0, C19 AND C20 ARE USED)...	1.
C10. INDEX OF REFRACTION	1.53
C11. EXTINCTION COEFFICIENT X LENGTH (KL).....	0.04
C12. INC. ANGLE MOD. CONSTANT (IF 0, C9-C11 USED)...	0.00
C13. COLLECTOR FLOW RATE * SPEC. HEAT/AREA (USE)....	14.40 W/M2-DEG C
C14. COLLECTOR FLOW RATE * SPEC. HEAT/AREA (TEST) ..	80.00 W/M2-DEG C
C16. COLLECTOR (OR AXIS) SLOPE	45.00 DEG.
C17. COLLECTOR (OR AXIS) AZIMUTH	25.00 DEG.
C18. GROUND REFLECTANCE	0.20
C19. INC. ANGLE MOD.(SINGLE OR TRANS. AXIS) (10,20,... ,80 DEG.)	
1.00 0.99 0.98 0.95 0.90 0.80 0.63 0.37	
C20. INC. ANGLE MOD.(LONG. AXIS) (10,20,30,40,50,60,70,80 DEG.)	
1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00	

STORAGE UNIT PARAMETERS

S1. TANK CAPACITY/COLLECTOR AREA	320.00 KJ/DEG C-M2
S2. STORAGE UNIT HEIGHT/DIAMETER RATIO	2.50
S3. HEAT LOSS COEFFICIENT	0.50 W/M2-DEG C
S4. ENVIRONMENT TEMPERATURE (-1000 FOR TENV=TAMB) ..	20.00 DEG C
S5. HOT WATER AUXILIARY TANK UA	0.50 W/DEG C
S6. HOT WATER AUX TANK ENVIRONMENT TEMPERATURE	20.00 DEG C

LOAD PARAMETERS

L5. HOT WATER USE	
2030.00 3240.00 4640.00 6500.00 5710.00 6660.00	
8290.00 6840.00 7000.00 6090.00 7530.00 2130.00	LITERS/DAY
L6. HOT WATER SET TEMPERATURE	48.00 DEG C
L7. WATER MAINS TEMPERATURE	10.00 DEG C

AUXILIARY PARAMETERS

A4. HOT WATER AUXILIARY FUEL (1=GAS,2=ELEC,3=OIL) ..	3.
A5. AUXILIARY WATER HEATER EFFICIENCY	0.80

***** FCHART ANALYSIS (VERSION 4.2) *****

RONNEBY BRUNN - NORMAL OPERATING

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	10.06	1.18	-0.16	0.13
FEB	18.60	-0.8	14.48	3.78	0.00	0.26
MAR	36.67	1.3	22.94	9.38	0.18	0.40
APR	49.57	6.2	31.08	15.03	0.27	0.47
MAY	62.49	11.3	28.22	18.69	0.51	0.64
JUN	65.04	15.2	31.85	21.73	0.53	0.67
JUL	58.08	17.4	40.96	22.59	0.37	0.54
AUG	56.18	16.8	33.80	20.53	0.44	0.59
SEP	41.22	13.5	33.47	15.63	0.25	0.46
OCT	26.05	8.7	30.10	9.27	0.06	0.31
NOV	12.66	4.8	36.00	4.29	-0.17	0.12
DEC	7.87	1.9	10.55	1.23	-0.17	0.13
YR	444.16	8.0	323.51	143.33	2.13	0.44

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	227.89	227.89

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

RONNEBY BRUNN - COLLECTOR AZIMUTH CHANGE FROM 25 TO 0 DEGREE

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	10.26	-0.7	10.06	1.38	-0.14	0.15
FEB	19.50	-0.8	14.48	4.16	0.03	0.29
MAR	37.97	1.3	22.94	9.63	0.20	0.41
APR	49.93	6.2	31.08	15.30	0.28	0.48
MAY	63.08	11.3	28.22	18.59	0.51	0.64
JUN	65.64	15.2	31.85	21.28	0.51	0.65
JUL	58.68	17.4	40.96	22.56	0.37	0.54
AUG	56.52	16.8	33.80	20.94	0.46	0.61
SEP	42.24	13.5	33.47	16.15	0.27	0.47
OCT	27.26	8.7	30.10	9.81	0.08	0.32
NOV	13.35	4.8	36.00	4.68	-0.16	0.13
DEC	8.32	1.9	10.55	1.39	-0.15	0.15
YR	452.75	8.0	323.51	145.88	2.27	0.44

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	224.88	224.88

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

RONNEBY BRUNN - COLLECTOR AREA PER PANEL CHANGE FROM 1.85 TO 2.0

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	10.52	-0.7	10.06	1.21	-0.17	0.14
FEB	20.11	-0.8	14.48	3.96	0.02	0.27
MAR	39.65	1.3	22.94	9.80	0.22	0.42
APR	53.59	6.2	31.08	15.74	0.32	0.50
MAY	67.56	11.3	28.22	19.47	0.58	0.67
JUN	70.31	15.2	31.85	22.64	0.60	0.69
JUL	62.78	17.4	40.96	23.65	0.43	0.57
AUG	60.73	16.8	33.80	21.45	0.51	0.62
SEP	44.56	13.5	33.47	16.38	0.30	0.48
OCT	28.16	8.7	30.10	9.75	0.08	0.32
NOV	13.68	4.8	36.00	4.56	-0.17	0.13
DEC	8.51	1.9	10.55	1.27	-0.17	0.14
YR	480.17	8.0	323.51	149.89	2.54	0.46

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	220.12	220.12
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

RONNEBY BRUNN - COLLECTOR FLOW RATE CHANGE TO CONTEMPLATED FLOW RATE
 LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	10.06	1.23	-0.16	0.14
FEB	18.60	-0.8	14.48	4.03	0.02	0.28
MAR	36.67	1.3	22.94	9.95	0.21	0.42
APR	49.57	6.2	31.08	15.99	0.31	0.50
MAY	62.49	11.3	28.22	19.73	0.56	0.68
JUN	65.04	15.2	31.85	22.95	0.58	0.70
JUL	58.08	17.4	40.96	24.03	0.42	0.58
AUG	56.18	16.8	33.80	21.77	0.49	0.63
SEP	41.22	13.5	33.47	16.65	0.29	0.49
OCT	26.05	8.7	30.10	9.93	0.09	0.33
NOV	12.66	4.8	36.00	4.66	-0.16	0.13
DEC	7.87	1.9	10.55	1.29	-0.16	0.14
YR	444.16	8.0	323.51	152.22	2.51	0.46

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	217.19	217.19
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

RONNEBY BRUNN - HOT WATER TEMPERATURE CHANGE FROM 48 TO 45 DEGREE

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	9.26	1.18	-0.16	0.14
FEB	18.60	-0.8	13.33	3.78	0.00	0.28
MAR	36.67	1.3	21.13	9.33	0.18	0.43
APR	49.57	6.2	28.63	14.95	0.27	0.51
MAY	62.49	11.3	25.99	18.51	0.52	0.69
JUN	65.04	15.2	29.33	21.52	0.53	0.72
JUL	58.08	17.4	37.72	22.46	0.38	0.59
AUG	56.18	16.8	31.13	20.35	0.45	0.64
SEP	41.22	13.5	30.83	15.55	0.25	0.50
OCT	26.05	8.7	27.72	9.23	0.06	0.33
NOV	12.66	4.8	33.16	4.28	-0.17	0.13
DEC	7.87	1.9	9.72	1.22	-0.17	0.14
YR	444.16	8.0	297.95	142.36	2.15	0.47

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	197.19	197.19

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

RONNEBY BRUNN - HOT WATER USE CHANGE TO 2030 LITERS/DAY

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT	TA	HWLOAD	QU	QLOSS	FDHW
	(GJ)	(DEG-C)	(GJ)	(GJ)	(GJ)	
JAN	9.73	-0.7	10.06	1.18	-0.16	0.13
FEB	18.60	-0.8	9.08	3.09	0.08	0.33
MAR	36.67	1.3	10.06	6.35	0.44	0.59
APR	49.57	6.2	9.73	8.49	0.72	0.80
MAY	62.49	11.3	10.06	10.65	1.02	0.96
JUN	65.04	15.2	9.73	10.90	1.17	1.00
JUL	58.08	17.4	10.06	10.82	1.05	0.97
AUG	56.18	16.8	10.06	10.83	1.05	0.97
SEP	41.22	13.5	9.73	8.64	0.74	0.81
OCT	26.05	8.7	10.06	5.79	0.37	0.54
NOV	12.66	4.8	9.73	2.68	0.02	0.27
DEC	7.87	1.9	10.06	1.19	-0.16	0.13
YR	444.16	8.0	118.42	80.61	6.33	0.63

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	55.16	55.16
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

***** FCHART ANALYSIS (VERSION 4.2) *****

RONNEBY BRUNN - HOT WATER USE CHANGE TO 8300 LITERS/DAY

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	41.00	2.10	-0.26	0.06
FEB	18.60	-0.8	37.04	5.18	-0.14	0.14
MAR	36.67	1.3	41.00	11.48	0.02	0.28
APR	49.57	6.2	39.68	16.47	0.19	0.41
MAY	62.49	11.3	41.00	21.95	0.35	0.53
JUN	65.04	15.2	39.68	23.95	0.43	0.59
JUL	58.08	17.4	41.00	22.61	0.37	0.54
AUG	56.18	16.8	41.00	22.20	0.36	0.53
SEP	41.22	13.5	39.68	16.66	0.20	0.41
OCT	26.05	8.7	41.00	10.23	-0.01	0.25
NOV	12.66	4.8	39.68	4.39	-0.18	0.12
DEC	7.87	1.9	41.00	2.02	-0.26	0.06
YR	444.16	8.0	482.80	159.23	1.07	0.33

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	405.84	405.84
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

***** FCHART ANALYSIS (VERSION 4.2) *****

RONNEBY BRUNN - TANK CAPACITY CHANGE FROM 320 TO 640 KJ/DEG*M2

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	10.06	1.13	-0.25	0.14
FEB	18.60	-0.8	14.48	3.82	0.00	0.26
MAR	36.67	1.3	22.94	9.51	0.29	0.40
APR	49.57	6.2	31.08	15.25	0.43	0.48
MAY	62.49	11.3	28.22	19.10	0.81	0.65
JUN	65.04	15.2	31.85	22.20	0.83	0.67
JUL	58.08	17.4	40.96	22.91	0.59	0.55
AUG	56.18	16.8	33.80	20.88	0.70	0.60
SEP	41.22	13.5	33.47	15.84	0.40	0.46
OCT	26.05	8.7	30.10	9.36	0.09	0.31
NOV	12.66	4.8	36.00	4.30	-0.27	0.13
DEC	7.87	1.9	10.55	1.19	-0.25	0.14
YR	444.16	8.0	323.51	145.49	3.36	0.44

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	226.76	226.76

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

RONNEBY BRUNN - TANK CAPACITY CHANGE FROM 320 TO 160 KJ/DEG*M2

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.73	-0.7	10.06	1.20	-0.11	0.13
FEB	18.60	-0.8	14.48	3.73	0.00	0.26
MAR	36.67	1.3	22.94	9.19	0.11	0.40
APR	49.57	6.2	31.08	14.74	0.17	0.47
MAY	62.49	11.3	28.22	18.17	0.32	0.63
JUN	65.04	15.2	31.85	21.16	0.33	0.65
JUL	58.08	17.4	40.96	22.17	0.24	0.54
AUG	56.18	16.8	33.80	20.04	0.28	0.58
SEP	41.22	13.5	33.47	15.35	0.16	0.45
OCT	26.05	8.7	30.10	9.14	0.04	0.30
NOV	12.66	4.8	36.00	4.27	-0.11	0.12
DEC	7.87	1.9	10.55	1.24	-0.11	0.13
YR	444.16	8.0	323.51	140.41	1.34	0.43

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	230.57	230.57
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

RONNEBY BRUNN - COLLECTOR SLOPE CHANGE FROM 45 TO 30 DEGREE

LUND LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	8.72	-0.7	10.06	0.73	-0.21	0.09
FEB	17.19	-0.8	14.48	3.17	-0.04	0.22
MAR	35.24	1.3	22.94	8.64	0.14	0.37
APR	49.99	6.2	31.08	14.89	0.27	0.47
MAY	65.63	11.3	28.22	19.09	0.53	0.66
JUN	69.48	15.2	31.85	22.51	0.56	0.69
JUL	61.69	17.4	40.96	23.48	0.40	0.56
AUG	57.59	16.8	33.80	20.80	0.46	0.60
SEP	40.34	13.5	33.47	15.16	0.24	0.45
OCT	24.35	8.7	30.10	8.39	0.02	0.28
NOV	11.36	4.8	36.00	3.51	-0.20	0.10
DEC	6.94	1.9	10.55	0.79	-0.21	0.09
YR	448.52	8.0	323.51	141.16	1.95	0.43

PURCHASED ENERGY SUMMARY

USE (GJ)	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
	0.00	0.00	230.38	230.38

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

RONNEBY BRUNN - COLLECTOR SLOPE CHANGE FROM 45 TO 60 DEGREE

LUND, LATITUDE 55.4

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	10.25	-0.7	10.06	1.43	-0.14	0.16
FEB	19.07	-0.8	14.48	4.05	0.02	0.28
MAR	36.28	1.3	22.94	9.38	0.18	0.40
APR	46.78	6.2	31.08	14.38	0.25	0.45
MAY	57.31	11.3	28.22	17.19	0.44	0.59
JUN	58.82	15.2	31.85	19.66	0.44	0.60
JUL	52.86	17.4	40.96	20.71	0.31	0.50
AUG	52.20	16.8	33.80	19.46	0.40	0.56
SEP	40.07	13.5	33.47	15.31	0.24	0.45
OCT	26.43	8.7	30.10	9.57	0.07	0.32
NOV	13.31	4.8	36.00	4.71	-0.16	0.14
DEC	8.39	1.9	10.55	1.49	-0.14	0.15
YR	421.79	8.0	323.51	137.33	1.94	0.42

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	235.20	235.20
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

***** FCHART ANALYSIS (VERSION 4.2) *****

RONNEBY BRUNN - NORMAL OPERATING (STOCKHOLM)

STOCKHOLM

LATITUDE 59.2

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	10.44	-3.5	10.06	1.20	-0.16	0.13
FEB	19.83	-3.8	14.48	3.80	0.00	0.26
MAR	41.43	-1.2	22.94	10.23	0.23	0.44
APR	49.84	4.2	31.08	14.49	0.25	0.46
MAY	64.95	10.0	28.22	18.95	0.53	0.65
JUN	70.45	14.7	31.85	22.87	0.58	0.70
JUL	62.34	17.6	40.96	24.10	0.42	0.58
AUG	56.75	16.4	33.80	20.55	0.44	0.59
SEP	40.26	12.0	33.47	14.85	0.22	0.44
OCT	24.86	6.8	30.10	8.49	0.03	0.28
NOV	12.24	2.5	36.00	3.89	-0.18	0.11
DEC	8.70	-0.4	10.55	1.46	-0.14	0.15
YR	462.07	6.3	323.51	144.87	2.22	0.44

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	226.07	226.07

INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.

***** FCHART ANALYSIS (VERSION 4.2) *****

RONNEBY BRUNN - NORMAL OPERATING (LULEA)

LULEA LATITUDE 65.3

THERMAL PERFORMANCE

	HT (GJ)	TA (DEG-C)	HWLOAD (GJ)	QU (GJ)	QLOSS (GJ)	FDHW
JAN	9.54	-10.0	10.06	0.93	-0.19	0.11
FEB	20.91	-10.2	14.48	3.54	-0.02	0.25
MAR	44.44	-6.5	22.94	9.97	0.22	0.43
APR	52.98	-0.5	31.08	13.84	0.23	0.44
MAY	64.26	6.1	28.22	16.98	0.43	0.59
JUN	66.92	12.1	31.85	19.75	0.45	0.61
JUL	65.69	16.0	40.96	23.74	0.41	0.57
AUG	50.95	14.0	33.80	17.94	0.34	0.52
SEP	33.85	9.0	33.47	11.79	0.11	0.35
OCT	18.06	2.5	30.10	5.33	-0.10	0.18
NOV	10.04	-2.6	36.00	2.83	-0.22	0.08
DEC	5.41	-6.5	10.55	0.77	-0.22	0.09
YR	443.05	1.9	323.51	127.41	1.44	0.39

PURCHASED ENERGY SUMMARY

	GAS	ELECTRIC	OIL	TOTAL
USE (GJ)	0.00	0.00	246.87	246.87
INSUFFICIENT DATA TO DETERMINE ALL FUEL COSTS.				

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 860053-2
från Statens råd för byggnadsforskning till Statens
Provningsanstalt, Borås.**

R70: 1989

ISBN 91-540-5072-3

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6709070

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna**

Cirka pris: 43 kr exkl moms