

Solvärme för flerbostadshus i Lund och Dalby

Analys och utvärdering

Svante Boo

Avdelningen för installationsteknik
Institutionen för bygg- och miljöteknologi
Lunds tekniska högskola
Lunds universitet, 2005
Rapport TVIT--05/5006



Lunds Universitet

Lunds Universitet, med nio fakulteter samt ett antal forskningscentra och specialhögskolor, är Skandinaviens största enhet för forskning och högre utbildning. Huvuddelen av universitetet ligger i Lund, som har 100 400 invånare. En del forsknings- och utbildningsinstitutioner är dock belägna i Malmö, Helsingborg och Ljungbyhed. Lunds Universitet grundades 1666 och har idag totalt 6 000 anställda och 41 000 studerande som deltar i ett 90-tal utbildningsprogram och ca 1000 fristående kurser erbjudna av 88 institutioner.

Avdelningen för installationsteknik

Avdelningen för Installationsteknik tillhör institutionen för Bygg- och miljöteknologi på Lunds Tekniska Högskola, som utgör den tekniska fakulteten vid Lunds Universitet. Installationsteknik omfattar installationernas funktion vid påverkan av människor, verksamhet, byggnad och klimat. Forskningen har en systemanalytisk och metodutvecklande inriktning med syfte att utforma energieffektiva och funktionssäkra installationssystem som ger bra inneklimat i samverkan med byggnaden.

Nuvarande forskning innefattar bl a utveckling av metoder för utveckling av beräkningsmetoder för godtyckliga flödessystem, konvertering av direktelvärmdda hus till alternativa värmesystem, vädring och ventilation i skolor, system för brandsäkerhet, alternativa sätt att förhindra rök-spridning vid brand, installationernas belastning på yttre miljön, att betrakta byggnad och installationer som ett byggnadstekniskt system, analysera och beräkna inneklimatet i olika typer av byggnader, effekter av brukarnas beteende för energianvändning, reglering av golvvärmesystem, bestämning av luftflöden i byggnader med hjälp av spargasmetod.

Solvärme för flerbostadshus i Lund och Dalby

Analys och utvärdering

Svante Boo

Avdelningen för installationsteknik
Institutionen för bygg- och miljöteknologi
Lunds tekniska högskola
Lunds universitet, 2005
Rapport TVIT--05/5006

© Svante Boo, 2005

ISRN LUTVDG/TVIT--05/5006--SE(82)

Avdelningen för installationsteknik
Institutionen för bygg- och miljöteknologi
Lunds tekniska högskola
Lunds universitet
Box 118
22100 LUND

Abstract

During the late 1990:ies the company Lunds Kommunala Fastigheter (LKF), which is owned by the local government, projected and set up two solar heating installations. The one in the town district Väster in Lund is part of a new building that is built according to principles of energy-saving. It has an collector area of $2 \times 65,8 \text{ m}^2$ and is designed for hot water heating only. The other one is situated in Dalby, about 12 km south east from Lund, and was designed as a complement to the natural gas based heating system with a collector area of 378 m^2 . Both projects have been partly financed by an LIP grant.

The purpose of this report is to account for the results of the analysis and evaluation of the mentioned solar heating installations. The systems were analysed in view of flow balance and energy production among other things, depending on the available collected data.

Sammanfattning

Under slutet av 1990-talet projekterade och installerade det kommunala fastighetsbolaget Lunds Kommunala Fastigheter (LKF) två solfångaranläggningar. I bostadsområdet Väster i Lund revs en bensinmack i kvarteret Jöns Ols, och när tomten sanerats påbörjades bygget av ett flerfamiljshus där särskild kraft lades för att göra hela byggnaden så energieffektiv som möjligt. Bland annat installerades en solfångaranläggning som dimensionerades för att kunna producera hälften av tappvarmvattnet till lägenheterna. Den har en solfångaryta på drygt 130 m² uppdelad på två paneler riktade mot söder, respektive väster.

I Dalby, ett mindre samhälle som ligger omkring 12 km sydöst om Lund byggdes den andra solfångaranläggningen, med en solfångararea på 378 m², i samband med att ett bostadsområde (kvarteret Byalaget) byggt på 1970-talet skulle rustas upp. Båda dessa projekt delfinansierades med hjälp av statliga bidrag.

Denna rapport redogör för resultaten av den utvärdering och analys som gjorts i form av ett examensarbete vid avdelningen för Installationsteknik, Lunds tekniska Högskola, av de båda ovan nämnda solfångaranläggningarna.

Innehåll

ABSTRACT	I
SAMMANFATTNING	III
1 INLEDNING.....	1
1.1 BAKGRUND	1
1.2 SYFTE	1
1.3 MÅL	1
1.4 METOD	2
1.5 AVGRÄNSNING	2
1.6 DISPOSITION	2
2 SOLFÅNGARTEORI.....	3
2.1 SOLINSTRÅLNING	3
2.2 FLÖDESTEORI	6
2.3 VERKNINGSGRADSBERÄKNINGAR	7
2.4 REGLERING	9
2.5 SOLFÅNGARTYPER	10
2.5.1 <i>Plana solfångare</i>	10
2.5.2 <i>Vakuumsolfångare</i>	12
2.5.3 <i>CPC-solfångare</i>	12
2.5.4 <i>MaReCo-solfångare</i>	13
2.5.5 <i>Poololfångare</i>	14
2.5.6 <i>Solfångare kombinerade med solceller</i>	14
3 SOLVÄRMESYSTEM	15
3.1 SYSTEMKOMPONENTER	15
3.1.1 <i>Värmebärare</i>	15
3.1.2 <i>Cirkulationspump</i>	16
3.1.3 <i>Värmeväxlare</i>	16
3.1.4 <i>Akkumulator</i>	17
3.1.5 <i>Expansionskärl</i>	19
3.1.6 <i>Styrning och övervakning</i>	19
3.1.7 <i>Elpatron</i>	20
3.2 SYSTEMUPPBYGGNAD	20
3.2.1 <i>Villasystem (standardsystem med ackumulatortank)</i>	21
3.2.2 <i>Dränerande system</i>	21
3.2.3 <i>Självcirkulerande system</i>	22
3.2.4 <i>Solvärme som förvärmning</i>	22
3.2.5 <i>Stora system</i>	23
3.2.6 <i>Solfångarfält anslutet till fjärrvärmecentral</i>	23
3.2.7 <i>Decentraliserade system kopplade till fjärrvärmenät</i>	24
4 EKONOMISKA BIDRAG TILL SOLVÄRMEPROJEKT	25
4.1 LOKALA INVESTERINGSPROGRAM - LIP	25
4.2 KLIMATINVESTERINGSPROGRAM - KLIMP	25
4.3 STATLIGT ENGÅNGSBIDRAG	26
5 RIKTLINJER FÖR UTVÄRDERING AV SOLVÄRMESYSTEM.....	27
6 KVARTERET BYALAGET	28
6.1 BAKGRUND	28
6.2 INVESTERINGSKOSTNADER	28
6.3 VÄRMESYSTEMETS KONSTRUKTION OCH FUNKTION.....	29
6.3.1 <i>Solfångarkretsen</i>	29

6.3.2	Värmeinladdning	30
6.3.3	Värmelagring.....	30
6.3.4	Värmeurladdning - förvärmning av tappvarmvatten	31
6.3.5	Värmeurladdning – förvärmning av värmesystemet	31
6.3.6	Systemskiss.....	32
6.4	ANALYS AV INSAMLAD DRIFTDATA	33
6.5	BERÄKNINGAR.....	36
6.5.1	Flödesbalans mellan solfångarpanelerna.....	36
6.5.2	Verkningsgrad	37
6.5.3	Energiutbyte.....	38
6.5.4	Reglering av start och stopp av solfångarkretsen.....	38
6.6	RESULTAT, DISKUSSION.....	38
7	KVARTERET JÖNS OLS	40
7.1	BAKGRUND	40
7.2	SOLVÄRMESYSTEMETS KONSTRUKTION OCH FUNKTION.....	41
7.2.1	Solfångarkretsen.....	42
7.2.2	Värmelagring.....	43
7.2.3	Värmeurladdning - förvärmning av tappvarmvatten	43
7.2.4	Styr- och regler-system	44
7.2.5	Systemskiss.....	45
7.2.6	Rördimensionering, solfångare	46
7.3	ANALYS AV INSAMLAD DRIFTDATA	47
7.3.1	Driftdata för år 2001	47
7.3.2	Energiutbyten 2001-2003	53
7.4	BERÄKNINGAR	55
7.4.1	Flödesbalans i solfångarpanelerna	55
7.4.2	Verkningsgrad	56
7.4.3	Energiutbyte.....	57
7.4.4	Reglering av start och stopp av solfångarkretsen.....	58
7.5	DRIFTDATA SAMMANSTÄLLNING 2001-2003.....	58
7.6	RESULTAT, DISKUSSION JÖNS OLS.....	61
8	SLUTDISKUSSION:	63
	REFERENSER.....	65

APPENDIX A – Lista med givare i Jöns Ols solvärmesystem

APPENDIX B – Exempel på beräkning med PFS, Jöns Ols

APPENDIX C – Diagram och tabeller utifrån 2002 och 2003 års mätvärden, Jöns Ols

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Lunds Kommunala Fastigheter AB (LKF) gjorde i slutet av 90-talet två investeringar i solvärmeanläggningar. I Dalby som ligger 12 km sydost om Lund har ett bostadsområde byggt 1973 rustats upp och värmesystemet kompletterats med en solvärmeanläggning. På Väster i Lund revs en bensinmack och när tomten sanerats påbörjades bygget av ett flerfamiljshus där särskild kraft lades redan vid projekteringen för att göra hela byggnaden så energieffektiv som möjligt. Bland annat installerades en solfångaranläggning som dimensionerades för att kunna producera hälften av tappvarmvattnet till lägenheterna.

Vid båda dessa tillfällen har ett statligt program för bidrag till miljöfrämjande investeringar, det Lokala investeringsprogrammet (LIP), utnyttjats. Eftersom dagens solvärmeteknologi i många fall inte är tillräckligt effektiv i förhållande till kostnaderna jämfört med konventionella energisystem är sådana bidrag i många fall nödvändiga för att kunna konkurrera mot konventionella energislag.

För att kunna förfinas tekniken och kostnadseffektiviteten till kommande projekt krävs att de som genomförts följs upp och utvärderas. På så sätt tas erfarenheter tillvara och kan föras vidare till nästa gång en anläggning skall uppföras.

Möjlighet finns också att upptäcka eventuella fel och brister som kan gå att rätta till på redan genomförda projekt för att de ska bli så effektiva som det tänkts. Eftersom effektivitetsmarginalerna är förhållandevis små är varje liten del i systemet viktig och små förbättringar kan göra stor skillnad på resultatet.

1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att granska och verifiera de båda solvärmeanläggningar som LKF uppfört och förvaltar. Både konstruktion och funktion gås igenom i den mån det finns användbara data och fakta.

1.3 Mål

Målet är att redovisa och dokumentera de genomförda projekten för att i framtiden kunna dra nytta av tidigare erfarenheter och i det fall någon brist eller förbättringsmöjlighet upptäcks föreslå alternativa lösningar på problemet.

1.4 Metod

För att få inblick i hur tillvägagångssättet varit i andra fall studeras utvärderingar som gjorts tidigare med liknande förutsättningar.

Det datorbaserade beräkningsprogrammet PFS används för att verifiera konstruktionerna flödesanalytiskt, och statistiska hjälpmedel används för att behandla data som samlats in under de år som anläggningarna varit i drift.

1.5 Avgränsning

Arbetet avgränsas till själva solfångardelen av värme- och varmvattensystemet. Då det inte finns tillgång till tillräckligt mycket driftsdata i Dalby-fallet begränsas där arbetet till att granska konstruktionen av solvärmesystemet.

1.6 Disposition

I det andra kapitlet gås teorin igenom, först teoretiskt om solinstrålning och flöden, sedan hur olika typer av solfångarmoduler fungerar i praktiken.

Det tredje kapitlet innehåller en genomgång av olika systemlösningar och ingående komponenter i solvärmesystem.

Fjärde kapitlet är en översiktlig genomgång av statliga bidragsmöjligheter med anknytning till solvärme.

I kapitel fem finns riktlinjer för utvärdering av solvärmesystem.

De sjätte och sjunde kapitlen är tillägnade solvärmeanläggningarna i Dalby respektive Lund. De börjar med deras bakgrund följt av att konstruktion och funktion redovisas. Beräkningar och behandling av insamlad driftsdata redovisas.

Sista kapitlet innehåller slutdiskussion.

2 Solfångarteori

2.1 Solinstrålning

Mot jorden är solinstrålningen under ett år i genomsnitt cirka 1367 W/m^2 . Det gäller för en yta som är riktad mot solen utanför jordens atmosfär. Under året varierar instrålningen på grund av att jordens bana är elliptisk mellan cirka 1412 W/m^2 vid nyår och 1322 W/m^2 i början av juli. Genomsnittsvärdet 1367 W/m^2 kallas även sol- eller solarkonstanten.

Beroende på atmosfärens sammansättning, luftfuktighet och hur mycket partiklar som finns, påverkas hur mycket av solstrålningen som absorberas och sprids innan den når jordytan. Solinstrålningen kan i urbana områden vara 10-20 % lägre än dess motsvarande rurala omgivningar. Skillnaden är störst vid små solvinklar, då solinstrålningen färdas längst väg genom förorenad atmosfär (Norton 1992: 26).

För att beräkna instrålningen till en yta på jorden en viss dag kan man använda uttrycket (Norton 1992: 29):

$$G_{on} = G_{sc} (1 + 0.033 \cos(360n/370)) \quad (2.1.1)$$

där

G_{sc} = solarkonstanten

n = dagens nummer på året (från 1 januari)

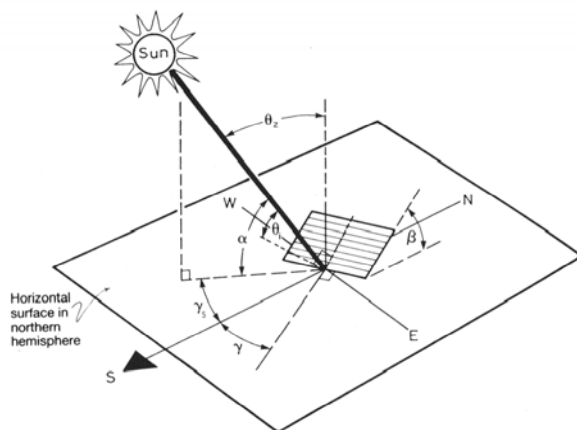
Intensiteten och den spektrala fördelningen av solljuset liknar utstrålningen från en svartkropp vid ca 6000 K. Solinstrålningens maximala intensitet per våglängd fås vid ungefär $\lambda = 0.5 \mu\text{m}$. Efter förluster i atmosfären ligger i princip allt energiinnehåll i solljuset mellan ca 0.3 och $2.5 \mu\text{m}$. Eftersom energiinnehållet i värmeinstrålning från ytor vid jordytans temperatur (cirka 300 K) ligger mellan cirka 2.5 och $50 \mu\text{m}$, så har alltså inte solinstrålningen och värmeinstrålningen vid jordytan våglängdsområden som överlappar varandra. Detta faktum utnyttjas då material ska konstrueras som ska ha olika egenskaper för solljus respektive värmeinstrålning. De selektiva skikt som används på absorbatörer i solfångare drar nytta av det genom att ge absorbatören hög absorptionsförmåga för solstrålning, och låg absorptionsförmåga för värmeinstrålning.

Enligt Kirchhoffs lag:

$$\alpha(\lambda) = \varepsilon(\lambda) \quad (2.1.2)$$

har en yta med låg absorptions ($\alpha(\lambda)$) även låg emittans ($\varepsilon(\lambda)$). Täcks en metallisk absorptor av till exempel koppar med ett skikt som är absorberande i solspektrum men transparent för infraröda våglängder utanför solspektrum, så bestäms absorptorns egenskaper i ir-området av metallen under skiktet. Då metallen har hög reflektans, alltså låg absorptions, har det även enligt Kirchhoffs lag låg emittans. Vanligt glas har den egenskapen, men med särskild behandling kan effekten ökas ytterligare.

Mot en yta på jordytan strålar både direkt och diffust ljus. Med hjälp uppmätta värden av de båda komponenterna I_b , som betecknar den direkta komponenten vinkelrätt mot solen, och I_d , som betecknar den diffusa instrålningen, kan den totala instrålning beräknas mot vilken yta som helst, vid vilken tidpunkt som helst. Förutom direkt och diffus strålning inverkar även den markreflekterade strålningen på den totala instrålningen mot en lutande yta. Den kan beräknas med hjälp av den totala instrålningen mot marken, reflektansen och ytans synfaktor mot marken.



Figur 2.1 Solvinklar för beräkning av solstrålningen mot en vinklad yta. (ur Norton, 1992) (index för θ_i γ_s insatta)

Då I_b och I_d mätts upp på en viss plats kan den totala instrålningen för en yta med vinkeln β mot horisontalplanet och vinkeln γ mot södervektorn beräknas med hjälp av uttrycket

$$I_\beta = R_b I_b + I_d (1 + \cos \beta) / 2 + (I_b + I_d) \rho (1 - \cos \beta) / 2 \quad (2.1.3)$$

där R_b är en korrektionsfaktor och ρ är reflektionen (albedo) för omgivningen och vinklar enligt figur 2.1 ovan

$$R_b = \frac{I_{\beta,b}}{I_b} = \frac{I_{n,b} \cos \theta_i}{I_{n,b} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta_i}{\cos \theta_z} \quad (2.1.4)$$

$$\cos \theta_i = \cos \beta \cos \omega \cos \delta \cos \phi + \sin \delta \cos \phi + \cos \gamma \sin \beta \cdot (\cos \omega \cos \delta \sin \phi - \sin \delta \cos \phi) + \sin \gamma \sin \beta \sin \omega \cos \delta \quad (2.1.5)$$

$$I_{n,b} = \frac{I_b}{\cos \theta_z} \quad (2.1.6)$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega$$

Där ϕ är latituden, δ deklinationen och ω timvinkeln som beror på solens position. Dessa kan beräknas enligt följande: (Hellström, 2002)

$$\begin{aligned} \delta &= 23.45 \sin(360(284 + n)/365) \\ n &= \text{dagnummer under året} \\ \omega &= ((\text{HH} - 12) + \text{MM} / 60) * 15 \\ \text{HH} &\text{ är timmar och MM är minuter för soltiden HH : MM} \\ \text{soltid - normalt} &= 4(L_{st} - L_1) + E \end{aligned} \quad (2.1.7)$$

L_{st} = tidszonens standardmeridian (= -15° för Sverige)

L_1 = den lokala meridianen

E = "equation of time"

$$E = 229.2(a + b \cos(B) - c \sin(B) - d \cos(2B) - e \sin(2B))$$

där

$$a = 0.000075 \quad (2.1.8)$$

$$b = 0.001868$$

$$c = 0.032077$$

$$d = 0.014615$$

$$e = 0.04089$$

$$B = 360(n - 1)/365$$

Med hjälp av vinklarna ovan kan även solens upp- och nergång beräknas och därmed hur långa dagarna bli under året.

2.2 Flödesteori

En egenskap i ett solvärmesystem som är betydelsefull för utbytet är flödesfördelningen, som bestäms av olika ingående delars tryckfall. Detta är viktigt att beakta vid dimensioneringen av ett solvärmesystem.

Ett enkelt samband mellan tryckfall Δp och flöde q , för l längdenheter rör med rördiameter d är: (Jensen, 1984)

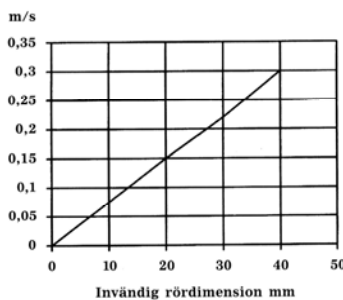
$$\Delta p = a l q^2 / d^5 \quad (2.2.1)$$

För att ta tillvara så mycket som möjligt av solstrålningens energi gäller att anpassa flödet så att det är jämt över hela solfångarytan. Detta kan uppnås med hjälp av injusteringsventiler eller genom att anpassa rörens dimensioner redan vid konstruktionen av systemet.

Det finns flera fördelar med att använda lågt flöde. Framförallt gör det att temperaturskillnaden blir större mellan solfångaren och ackumulatortanken vilket gör att en mindre mängd värmebärare behöver transporteras för att få samma energimängd till tanken.

Det finns även speciellt anpassade lågflödessystem på marknaden med optimerade ackumulatortankar och värmeväxlare. Fördelen med dem är att tunnare, och därmed billigare, rör kan användas. De har även lägre värmeförluster och, tillsammans med det minimala behovet av värmebärande vätska, hjälper det till att sänka den totala kostnaden av solvärmesystemet. (solarsserver.de, 2004)

Då flödet blir för lågt finns det risk att luftmedryckning inte sker. Det innebär att vätskans hastighet då är lägre än jämviktshastigheten, vilken är den hastighet som vätskan måste ha för att luftbubblorna ska stå stilla i ett vertikalt rör vid neråtgående flöde. Då vätskans hastighet är beroende av bland annat den invändiga rördiametern kan jämviktshastigheten läsas ur diagrammet i figur 2.2 nedan (Larson, 1998). Detta härstammar dock från en grov uppskattning som bland annat inte tar hänsyn till luftbubblornas storlek.



Figur 2.2 Jämviktshastighet för värmebärare i vertikala rör (Larson, 1998)

Winter (1990) kommer man fram till följande slutsatser:

- Felfördelningen av flödet ökar med antalet solfångarmoduler eller solfångarslingor som är kopplade parallellt.
- Felfördelningen av flödet ökar med diametern i kopplingen mellan rör och samlingsledning.
- Felfördelningen av flödet minskar med flödesmotståndet hos solfångarmodulen och anslutningsrören.

Felfördelning av flödet leder till att hela systemets effektivitet minskar. Denna effekt kan, även i väldimensionerade system, sträcka sig till upp till mellan 2 och 20% (Winter, 1990).

2.3 Verkningsgradsberäkningar

För att teoretiskt bestämma verkningsgraden för en solfångare kan en formel som Björn Karlsson vid Vattenfalls Älvkarlebylaboratorium tagit fram användas. Formeln ligger till grund för Sveriges Provnings- och Forskningsinstituts (SP) tester och gör det möjligt att bestämma verkningsgraden vid samma förutsättningar för marknadens alla solfångare, och den har fått namnet Karlssons formel. (Andrén, 1998)

En solfångares nyttiga effekt i varje ögonblick ges av

$$P = \underbrace{\eta_0 I}_{\text{Absorberad intensitet}} - \underbrace{U(T_{\text{Solf}} - T_{\text{Ute}})}_{\text{Värmeförlust}} \quad (W / m^2) \quad (2.3.1)$$

där I är instrålningen per ytenhet,

η_0 är den optiska effektiviteten som är en produkt av glasningens transmittans, τ , och absorbatorns absorptionskoefficient, α .

U är det så kallade U-värdet som är ett värde på solfångarens totala värmeförlustfaktor. U-värdet sjunker med förbättrad isolering.

Solfångarens verkningsgrad η ges genom

$$\eta = P / I \quad (2.3.2)$$

Genom att integrera ekvation (2.3.1) ovan över drifttiden för ett år fås en uppskattning av solfångarens värmeproduktion under året:

$$E = \eta_0 G - \frac{U(T_{Solf} - T_{Ute}) \cdot t}{1000} \quad (kWh / m^2 \text{ år}) \quad (2.3.3)$$

där man i Sverige kan approximera solvärmesäsongen med att instrålningen $G=800$ kWh/m² under $t=1270$ timmar då temperaturen ute är i genomsnitt 13 °C. (Karlsson, 2001)

För att få med verkningsgradens flödesberoende i uttrycket (2.3.3) kan vätsketemperaturen i solfångaren beskrivas som en enkel differentialekvation: (Jensen, 1981)

$$0 = \eta_0 I + U(t_{ute} - t_k(l)) - q \frac{dt_k}{dl}(l) \quad (2.3.4)$$

$$t_k(0) = t_{in}$$

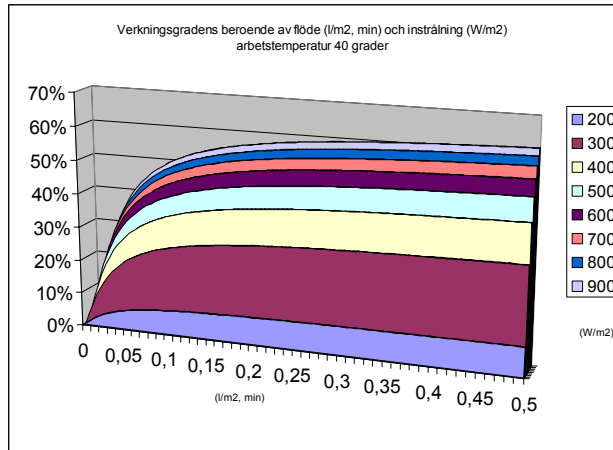
$$t_k(l_0) = t_{ut}$$

Efter insättning och förenkling av lösningen av (2.3.4) kan verkningsgraden skrivas som

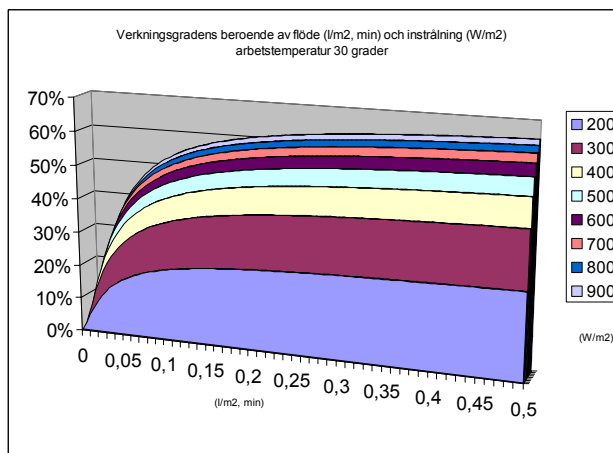
$$\eta = (\eta_0 + U(t_{ute} - t_{in})/I) \underbrace{\frac{Q}{U} \left(1 - e^{-U/Q}\right)}_{\text{Korrigeringsterm för flödesberoendet}} \quad (2.3.5)$$

där Q = flödets värmebärarkapacitet (W/K, m²)

I de följande figurerna 2.3 och 2.4 finns exempel på hur verkningsgraden kan variera för olika flöden och olika instrålad effekt vid olika arbetstemperaturer.



Figur 2.3 Verkningsgradens beroende av instrålning och flöde vid 40° arbetstemperatur



Figur 2.4 Verkningsgradens beroende av instrålning och flöde vid 30° arbetstemperatur

2.4 Reglering

För att ta reda på när start och stopp av ett solvärmesystem bör ske kan man beskriva värmebalansen för systemet med ekvationerna:

$$0 = \eta_0 I - U(T_{ack} + dT_{start} - T_{ute})$$

$$0 = \eta_0 I - U(T_{ack} + dT_{stopp} - T_{ute}) - QdT_{stopp}$$

där dT_{start} och dT_{stopp} är start- respektive stoppdifferensen.

Ekvationerna ger efter beräkning och förenkling förhållandet:

$$dT_{start} = dT_{stopp} \left(1 + \frac{Q}{U}\right) \Rightarrow \frac{dT_{start}}{dT_{stopp}} = \left(1 + \frac{Q}{U}\right) \quad (2.4.1)$$

Det som händer när skillnaden mellan start- och stoppdifferensen blir för liten är att driften kan bli hackig i början av en driftperiod. Då pumpen startar flödet genom solfångarna kan temperaturen sjunka under stoppdifferensens värde, varvid pumpen stoppas igen. Är skillnaden mellan differenserna större finns det utrymme för temperatursänkningen som flödet medför utan att driften stoppas. Ekvation (2.4.1) ger en uppfattning om hur förhållandet mellan start- och stoppdifferenserna bör vara.

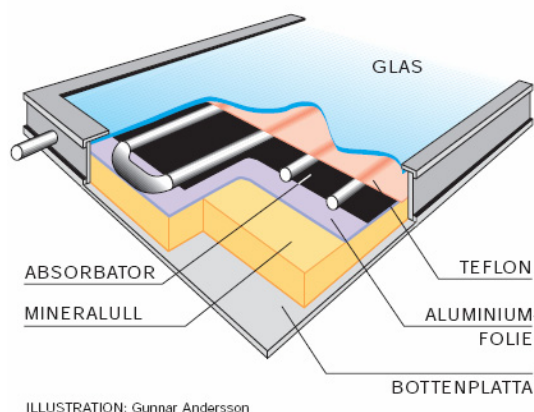
2.5 Solfångartyper

Det finns ett antal olika varianter av solfångare vilka alla utgår från grundkonceptet med cirkulerande vätska som transporterar värmen från solstrålningen, vilken en absorbatör samlar in. Det finns även andra metoder att ta tillvara värmeenergin från solstrålningen för uppvärmningsändamål. Till exempel finns olika former av passiva solvärmesystem där ventilationsluft förvärms på olika sätt.

Nedan följer en genomgång av de vanligaste typerna av vätskebärande solfångare.

2.5.1 Plana solfångare

Den vanligaste solfångartypen är den Plana solfångaren. Den är uppbyggd i huvudsak av absorbatör, solfångarlåda och ett specialbehandlat glas.



Figur 2.5 Plan solfångare och dess viktigaste beståndsdelar (Vattenfall, 2000)

Solfångarens viktigaste del är absorbatören vilken har i uppgift att omvandla solens strålning till värme och att överföra värmen till den värmebärande vätskan. Det finns olika metoder att tillverka dessa absorbatörer. En som är vanligt förekommande i Sverige är att valsa in kopparrör i aluminiumplåt. Aluminiumplåten ges fördelaktiga egenskaper genom att den beläggs med ett

särskilt selektivt skikt. Detta gör att absorbatoren får en hög absorptionsförmåga för solstrålning, vilken är kortvågig, och en låg emittans för värmeinstrålningen med längre våglängd. Det absorberande skiktet kan framställas och appliceras på kemisk väg eller genom vakuumförångning, sputtring, vilket är mer miljövänligt men inte riktigt lika effektivt. Försök har även gjorts med selektiv färg och selektivt laminat. Dessa ger lite sämre egenskaper samtidigt som det kompenseras av att förhållandet mellan pris och prestanda förbättras.

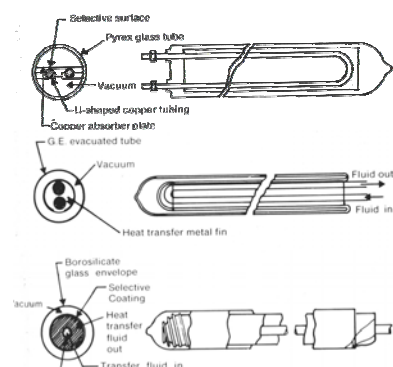
I den plana solfångaren ligger absorbatoren i en låda med en täckskiva av glas. Solfångarlådan måste vara stabil och välisolerad för att minska värmeförlusterna och få så stort utbyte som möjligt under vår och höst. Isoleringen kan bestå av till exempel mineralull. För att ytterligare förbättra prestandan kan någon form av transparent isolering användas mellan absorbatoren och täckglaset. En teflonfilm mellan absorbatoren och glaset minskar konvektionsförlusterna, vilket leder till förbättrat U-värde.

Solfångarlådan ska dessutom tåla höga temperaturer som kan uppstå om systemet överhettas på sommaren då ackumulatören kan bli fulladdad eller flödet i systemet upphöra av någon anledning. Lådan måste även vara mycket väl tätad för att stå emot regn och snö och ha ordentliga fästningssystem för att klara kraftiga vindar. Vanligast är att lådan tillverkas i aluminium. Andra billigare material är tänkbara, men de måste klara av de höga temperaturer som kan uppstå.

Täckglaset har som funktion att både skydda mot väder och vind och att minska värmeförlusterna. Vanligast är att vanligt glas används, men även olika plaster används. För att minska den negativa inverkan som glaset har på solstrålningen då det hindrar en del av den att nå absorbatoren, kan glas med låg järnhalt användas. Sådant glas har högre transmittans än vanligt glas. En annan metod att förbättra glasets egenskaper är att antireflexbehandla det med hjälp av en tunn film med ett lämpligt brytningsindex. 10 % högre årsutbyte kan en solfångare med antireflexbehandlat glas ge (Helgesson, m fl, 2000). En alternativ metod till de miljömässigt besvärliga och dyra antireflexbehandlingarna som finns sedan tidigare har utvecklats vid Uppsala Universitet. Den går ut på att doppa glaset i en uppslamning av kiseldioxid i etanol och därefter värmebehandla det för att göra filmen mindre känslig för mekanisk påverkan.

2.5.2 Vakuumsolfångare

Vakuumsolfångare utnyttjar den goda isoleringsförmåga som vakuum har på samma sätt som i en termosflaska. Absorbatorn monteras i ett dubbelt glaströr där luften evakuerats mellan de båda glasen. Det finns två olika lösningar på värmetransportfrågan. Antingen kan varje rör genomströmmas av värmebäraren på samma sätt som i plana solfångare, eller så kan ett så kallat Heatpipe-system användas. Då är absorbatorns vätska avskild från det övriga systemet genom en torr värmeväxlingskoppling mellan varje rör och samlingsledningen.



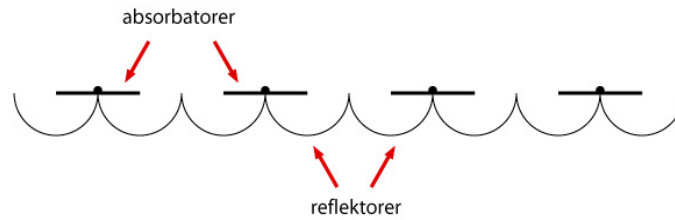
Figur 2.6 Olika typer av vakuumsolfångare (Winter, 1990)

En fördel med vakuumsolfångaren är att absorbatorerna kan justeras in i förhållande till solfångarplanet och därigenom ge en mer optimal vinkel mot solen. Vakuumsolfångare är den effektivaste solfångarmodellen för närvarande med högst årligt utbyte. De är dock fortfarande relativt dyra att tillverka vilket medför att kostnadseffektiviteten inte blir tillräckligt bra i nordligare länder som Sverige.

I Lågvakuumsolfångare har man utnyttjat att konvektionsförlusterna minskar genom att se till att det är vakuum mellan absorbatorn och glaset för att sänka U-värdet. Detta har testats och då har absorbatorn innesluts i ett rör av glas eller plast, vilket har evakuerats från luft. Dessa rör har sedan i sin tur placerats i koncentrerande reflektorer.

2.5.3 CPC-solfångare

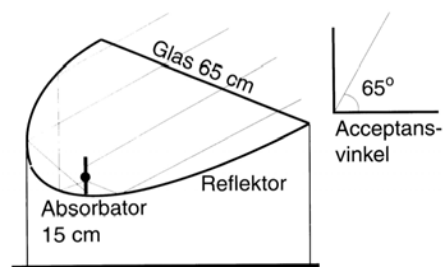
CPC står för Compound Parabolic Concentrator. I en plan solfångare av CPC-typ ersätts varannan absorbatorstrip av inre reflektorer. Absorbatorn som används görs dubbelsidigt selektiv så både den direkta solstrålningen ovanifrån och den reflekterade från reflektorerna på undersidan nyttiggörs. På så vis kan man tillverka solfångare med mindre åtgång av dyrbart absorbatormaterial. Dessutom tillåter de totalt sett kortare rörlängderna per solfångare att större ytor seriekopplas än vad som är normalt för valiga plana solfångare. I figur 2.7 visas en principskiss för hur en CPC-solfångare är uppbyggd.



Figur 2.7 Principalskiss för CPC-solfångare i genomskärning

2.5.4 MaReCo-solfångare

MaReCo-solfångaren (Maximum Reflector Collector) är en typ av solfångare som utvecklats, och fortfarande utvecklas, av Finsun och Vattenfall Utvecklings AB (VUAB). Syftet med utvecklingen är att skapa en optisk geometri för en koncentrerande solfångare anpassad för nordliga latituder. Till skillnad från de vanligaste plana solfångarna består MaReCo:n i princip av ett reflektortråg som har en främre parabolisk del och en bakre som är cirkulär. Absorbatorn placeras i tråget och eftersom reflektorn gör att den träffas på både fram och baksida används en typ som har selektiv beläggning på båda sidor. Eftersom bara en absorbatorstrip behövs till varje solfångarmodul blir de mer kostnadseffektiva i produktion då reflektormaterial, som är billigare, ersätter en del dyrt absorbatormaterial. Ytterligare fördelar är bland annat avsaknad av isolering samt en relativt smal öppningsarea, vilket medför att mindre glas av högre kvalitet kan användas. Prototypmätningar som gjorts har visat att utbytet blir något lägre än för konventionella plana solfångare, men att kostnadseffektivitet ändå kan uppnås tack vare lägre solfångarkostnad (Helgesson, 2000)



Figur 2.8 MaReCo-solfångare i genomskärning (Helgesson, 2000)

Utveckling pågår av ett antal olika varianter på MaReCo-solfångaren för att anpassa konstruktionen till olika ändamål. En variant på grundutförandet har utvecklats för installation på tak med lutning upp till 30°. En annan är under utveckling för att anpassa solfångaren till användning på höga latituder där värmebehovet och solvärmeutbytet inte sammanfaller. För att utöka utbytet under vår och höst anpassas den främre reflektorn för att minska utbytet sommartid och därmed möjliggöra överdimensionering utan att överhettningproblem uppstår.

2.5.5 Poolsofångare

Så kallade Poolsofångare är den enklaste typen av solfångare. De är oglasade och väldigt beroende av att temperaturskillnaden till omgivningen är så liten som möjligt för att erhålla hög verkningsgrad. Därför lämpar de sig bäst till uppvärmning av simbassänger under sommaren då värmebehov och hög solinstrålning infaller samtidigt. (Kjellson, 2004) Ofta tillverkas de av slangar eller mattor av gummi och arbetar i temperaturområdet mellan 15-30°C.

2.5.6 Solfångare kombinerade med solceller

Solceller för produktion av elektricitet har egenskaper som gör att de med fördel kan kombineras med solfångare. Solcellens verkningsgrad sjunker med ökad temperatur. Att kombinera solceller med solvärmeabsorbator, som transporterar bort värmen med hjälp av den cirkulerande värmebäraren, gör att solcellens verkningsgrad ökar. Samtidigt minskar dock solfångarens verkningsgrad på grund av minskad instrålning. Försök med sådana kombinationer har gjorts bland annat i MaReCo-moduler, där det koncentrerade solljuset hade blivit för starkt för enbart solceller. Kylningen medför att solcellsarean kan minskas i och med att solljuset kan koncentreras utan att det uppstår överhettning. (Helgesson, 2000)
Kombinerade solfångare av det slaget brukar kallas Hybrid-solfångare.

3 Solvärmesystem

3.1 Systemkomponenter

Det är inte bara själva solfångarmodulerna som spelar stor roll för ett solvärmesystems effektivitet. För att ta tillvara så mycket som möjligt av solens värmeenergi gäller det att varje ingående del används optimalt och är fri från så mycket värmeförluster som möjligt.

De flesta solvärmesystem som finns på marknaden idag bygger på i stort sett samma principer och är uppbyggda av liknande komponenter. Vissa krävs för att det ska fungera, medan andra används beroende på vilken systemlösning som valts.

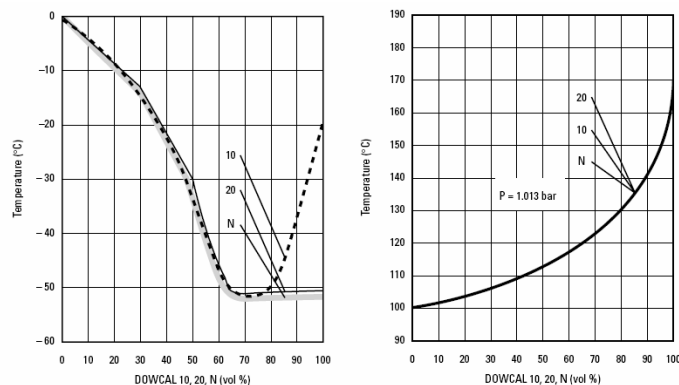
För det mesta placeras solvärmesystemets alla delar, förutom solfångarna, i en undercentral där värmeväxling, ackumulering samt system för styrning och övervakning samlas.

3.1.1 Värmebärare

Värmebäraren är den vätska som cirkulerar i solfångarkretsen för att transportera värmeenergin från solfångarna till värmelagret, ackumulatören. I det enklaste fallet används vanligt vatten som värmebärare. På våra breddgrader krävs dock att vätskan är frysskyddad om inte systemet är dränerande.

Vanligast förekommande är att vatten spädes till en viss koncentration med propylenglykol eller etylenglykol. Egenskaperna hos de båda typerna av glykol skiljer sig framför allt genom att etylenglykolen är väsentligt giftigare för människor och djur än propylenglykol. Det utvecklas även nya typer av värmebärare som är miljövänliga samtidigt som de har liknande egenskaper som glykolerna, som baseras på till exempel glycerol som tillverkats av rapsolja. (Larson, 1998)

I samband med spädningen förändras förutom vätskans fryspunkt även densitet, viskositet och specifik värmekapacitet. Viskositeten är även beroende av vätskans temperatur, vilket kräver att man bestämmer en arbetstemperatur, vanligen till exempel 40°C, då beräkningar utförs för att dimensionera ett system med avseende på tryckfall och flöden.



Figur 3.1 Frys- och kokpunkter för värmebärare med olika koncentration av etylenglykol (Dowcal 10) resp. propylenglykol (Dowcal 20). (www.dow.com, 2004)

3.1.2 Cirkulationspump

Cirkulationspumpar behövs för att hålla ett lämpligt flöde i de olika kretsarna. Pumpen i solfångarkretsen startas då temperaturen efter solfångarna överstiger den i ackumulatorn med ett bestämt antal grader och stannar då temperaturdifferensen minskat. I vissa avancerade solvärmesystem styrs pumparnas varvtal kontinuerligt för att anpassa flödet i solfångarkretsen till rådande förhållanden.

För att förhindra varmt vatten från tanken att stiga upp till solfångarna och orsaka förlust av värmeenergi när pumpen står stilla krävs att en backventil finns i kretsen.

I jämförelse med hur mycket värmeenergi som tillgodogörs i solfångarna är den energiförbrukning i form av elektricitet som pumpen står för obetydlig, även om många cirkulationspumpar idag har väldigt dålig verkningsgrad (Jensen, 2005).

3.1.3 Värmeväxlare

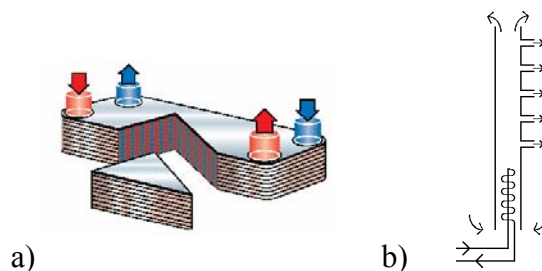
Att värmebäraren behöver vara frostskyddad är en av anledningarna till att använda sig av separata kretsar med slutna system för inlagring och uttag av energi i värmelagret, ackumulatorn.

Det finns främst två sätt att gå tillväga. Det som är vanligast i mindre system är att använda sig av ett rörbatteri som byggs in i ackumulatortanken. För att värmeöverföringen mellan röret och vattnet i tanken med ett rörbatteri ska bli så stor som möjligt använder man sig av så kallade kamflänsrör som har en förstorad yta på utsidan. En riktlinje för dimensioneringen av ett sådant rör säger att det ska ha en yta som är minst 30 % av solfångarytan. (Larson, 1998)

Inladdningsvärmväxlaren placeras lågt i tanken för att solfångarna skall få jobba mot en låg temperatur. Uttaget av värme för tappvarmvattenuppvärmning sker oftast på två nivåer, först förväms det kalla vattnet på en låg nivå i ett rörbatteri, för att sedan värmas ytterligare i ett annat på en högre nivå. Detta gör att temperaturskiktningen i tanken upprätthålls. Figur 3.3 nedan visar en ackumulatortank med installerade rörvärmeväxlare.

Alternativt till kamflänsrör i ackumulatortanken är att istället använda en extern värmväxlare, oftast en plattvärmväxlare (Figur 3.2a). Dessa har mycket effektivare värmeöverföring än rörvärmeväxlare och kräver bara 0.4 till 0.6 m² värmeöverföringsyta till 10 m² solfångaryta. I fallet med plattvärmväxlare behövs en cirkulationspump till solsidan och en till tanksidan.

Ett annat alternativ är att använda kapillärrörsvärmväxlare med klafffördelningsrör för solvärmeiladdningen. Det uppvärmda bottenvattnet rör sig uppåt i ett rör som monterats ovanför värmväxlaren. Tack vare klafffördelningsröret skiktas det varma vattnet in på den nivå i tanken som håller samma temperatur. På detta sätt främjas temperaturskiktning på ett effektivt sätt. Figur 3.2b är en principskiss av en sådan värmväxlare.



Figur 3.2 Olika värmväxlartyper: a) Plattvärmväxlare, b) Kapillärrörsvärmväxlare i klafffördelningsrör

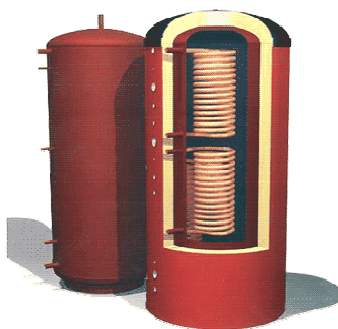
3.1.4 Ackumulator

Den centrala delen i de flesta solvärmesystem är ackumulatortanken. Den har i uppgift att lagra värmeenergi från solfångarna till de tillfällen då den behövs, och på så vis utjämna tidsskillnaderna mellan tillgång och behov. I konventionella solvärmesystem dimensioneras ackumulatortanken för att täcka 1-5 dygns behov.

Beroende på systemval, och ifall det är tänkt att solvärmen ska bidra både till tappvarmvatten och uppvärmning, finns det många olika kombinationsmöjligheter för att tillföra solvärme till tanken, tillföra annan tillskottsenergi före förbrukning, ta ut tappvarmvatten från tanken och ta ut värme till uppvärmning.

Vad som är mycket viktigt oavsett vilken lösning man väljer är att se till att det skapas och bibehålls en tydlig stratifiering, värmeskiktning, i tanken. Stratifieringen innebär att temperaturen i värmelagret varierar i höjddled i tanken. Eftersom varmt vatten har lägre densitet än kallt, kommer varmt vattnen sträva mot tankens topp och kallt mot dess botten. Denna mekanism är gynnsam för ett värmelager som arbetar mot till exempel en solfångare, eftersom solfångarens verkningsgrad och drifttid är starkt beroende av arbetstemperaturen. Störs skiktningen medför det att temperaturen blir onödigt hög vid botten, vilket minskar solfångarens verkningsgrad, samtidigt som temperaturen i toppen blir lägre än nödvändigt, vilket i sin tur medför att onödig tillstatsvärme behöver användas. Därför är det viktigt att tanken och alla dess anslutningar, värmeväxlare och andra komponenter är utformade på så sätt att den naturliga skiktningen bibehålls och om möjligt förstärks vid i- och urladdning av värme i lagret. Stratifieringen i alla typer av tankar underlättas av en väl utförd isolering utan några köldbryggor. Dessutom gäller det att i alla fall av direkt anslutna flöden att hålla flödena nere och se till att åstadkomma lugna rörelser så att omblandningen blir så liten som möjligt. (Kovacs, 1998)

I system där rörbatterivärmväxlare används placeras solslingan i botten för att ge solfångarna så låg arbetstemperatur som möjligt. Uttaget av tappvarmvatten sker lämpligast genom att kallvattnet först förvärms i en slinga i botten av tanken, vilket ger bra kylning för solslingan, för att sedan värmas upp i ytterligare till användbar temperatur i en slinga i toppen av tanken.



Figur 3.3 Ackumulatortank med kamflänsrörsvärmväxlare (www.solentek.se, 2004)

I system där externa plattvärmväxlare används till i- och urladdning bör iladdningsflödet styras till en nivå i tanken som håller liknande temperatur. Vanligast är att det finns två nivåer i tanken, och att iladdningen styrs till den övre om värmebäraren överstiger en viss temperatur. Alternativt kan så kallade stratifieringsrör användas. Det är specialkonstruerade iladdningsrör som gör att värmebäraren kommer ut på en nivå i tanken med samma temperatur. Undersökningar har visat att detta är en mycket effektivare metod än de traditionella kamflänsrören. (Helgesson, 2000)

Om värmen som solfångarna bidrar med till värmelagret inte är tillräcklig för ändamålet finns det flera olika metoder för att tillföra spetsvärme. Antingen kan en kompletterande värmekälla installeras direkt till tanken, exempelvis en vedpanna med en egen laddningskrets eller elpatron som placeras i övre delen av tanken, eller så kan eftervärmning ske utanför tanken till exempel med värmeväxlad fjärrvärme.

Då ett ackumulatorsystem fylls med färskt vatten innehåller det en viss del syre som reagerar med metallen i tankväggen och bildar en metalloxid. I slutna system förbrukas syret och vattnet passiviseras, och korrosion uppstår då endast när nytt vatten tillförs. Slutna system kräver att tankarna är tryckklassade och detta är inte ekonomiskt motiverat för större system. I större solvärmesystem för bland annat flerbostadshus används ofta öppna trycklösa ackumulatortankar och kontakten med omgivande luft innebär då en syresättning av vattnet som medför ökad korrosionsrisk. Det finns flera olika metoder för att avhjälpa detta och en som utvärderats på senare tid i en demonstrationsanläggning i Håga By går ut på att använda ett flytlock som minskar den syreupptagande ytan. I spalten mellan locket och ackumulatorväggen har paraffinolja tillförts som hindrar onödig vattenavdunstning och en del av diffusionen av syre in i systemet. Spaltstorleken måste vara tillräckligt stor för att gasbubblor ska kunna avgå vid en eventuell kokning. (Nilsson & Perers, 1999 [2])

3.1.5 Expansionskärl

Eftersom vätskans volym varierar med temperaturen behövs i slutna system expansionskärl som kan rymma variationen i volymen. Det behövs ett expansionskärl till varje separat del av systemet. Således krävs ett till solfångarkretsen och ett till ackumulatortanken. Till solfångarkretsens expansionskärl kopplas förutom en säkerhetsventil även ett uppsamlingskärl som tar hand om den frostskyddade värmebäraren i händelse av övertryck.

3.1.6 Styrning och övervakning

Den enklaste formen av reglering syftar till att starta iladdningspumpen när temperaturskillnaden mellan vattnet i ackumulatortanken och värmebäraren i solfångarna är tillräckligt stor, vanligtvis ett par grader, och sedan stoppa den igen när skillnaden har minskat. Finns olika laddnivåer i tanken styrs flödet till rätt nivå. Dessutom finns i de flesta system skyddsfunktioner mot överhettning och frysning samt mot för högt tryck i de olika kretsarna.

I mer avancerade system kan även pumparna styras för att reglera flödet i solfångarna, köra i flödesstyrd drift. Detta framförallt för att förbättra anläggningens temperaturkvalitet och tillåta drift även dagar med mindre lämplig väderlek. (Nilsson & Perers, 1999 [2])

3.1.7 Elpatron

För att klara av spetslaster finns i mindre system ofta en eller flera elpatroner i tanken. De fungerar i princip på samma sätt som doppvärmare. För att få så stort solvärmeutbyte som möjligt är det viktigt att elpatronen placeras på rätt nivå samtidigt som den har en väl anpassad temperaturinställning. Detta beror på att volymen ovanför elpatronen i tanken ständigt kommer att värmas upp till den inställda nivån.

I de fall en kompletterande värmekälla (olja, ved, pellets, gas, fjärrvärme) kopplats till tanken används elpatronen främst på sommaren och den andra kan hållas avstängd, vilket är positivt eftersom det motverkar korta drifttider på exempelvis en kompletterande ved- eller pelletspanna.

3.2 Systemuppbyggnad

I nordiskt klimat går det inte att bygga solvärmesystem som täcker hela behovet hela året. Det är en balansgång att få så lång säsong som möjligt på hösten och våren samtidigt som systemet inte får vara överdimensionerat under sommaren. Därför krävs att systemet kompletteras med ytterligare en eller flera energikällor för att täcka vinterhalvårets behov. De vanligaste solfångarsystemen i Sverige är mindre så kallade villasystem som är uppbyggda kring en ackumulatortank. Då det inte gäller nybyggnation, så måste hänsyn tas till befintligt värmesystem för att ta tillvara kombinationsmöjligheter och anpassa solvärmeanläggningen efter dessa.

Solvärmen kan, genom att täcka behovet av tappvarmvattenuppvärmning under sommarhalvåret, göra det möjligt att helt stänga av andra uppvärmningssystem som inte går att använda effektivt vid små tillfälliga laster. Exempel på ett sådant fall finns i Färingsö, där solvärmen möjliggjort att låta en flispanna vara avstängd under sommaren då lasten är för liten för effektiv drift. (Nilsson, 2000)

Större system är uppbyggda på i stort sett samma sätt som villasystemen, men andra möjligheter till ackumulering, distribution och spetsvärmning kan finnas.

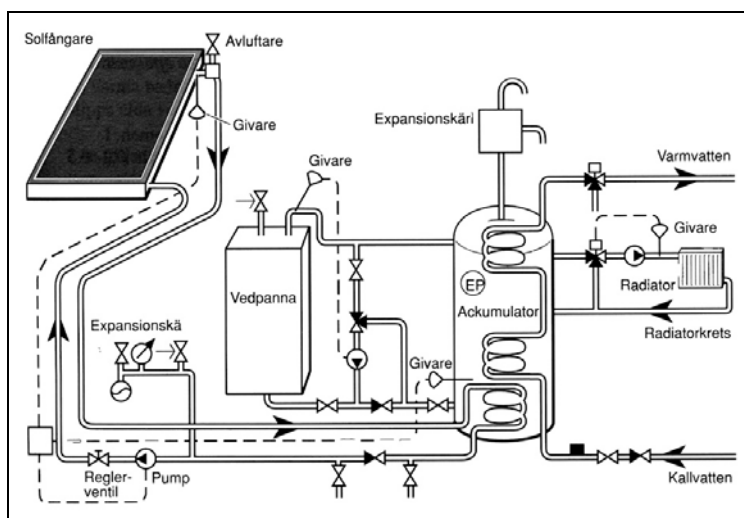
I de följande avsnitten går först ett antal systemlösningar för mindre system igenom. Därefter ytterligare några som är tillämpliga i större sammanhang.

3.2.1 Villasystem (standardsystem med ackumulatortank)

Det vanligaste systemvalet i Sverige är att använda interna värmeväxlare i en lagringstank för solvärmeiladdning och för uppvärmning av tappvarmvatten. För att upprätthålla skiktningen i tanken värms tappvarmvattnet på två nivåer. I så kallade kombisystem, där tanken även används för uppvärmning, kopplas radiatorsystemet och cirkulationen ofta in direkt på tanken. Ackumulatorvätskan är alltså samma som cirkulerar i värmesystemet.

För att klara av spetslaster finns i mindre system ofta en eller flera elpatroner i tanken.

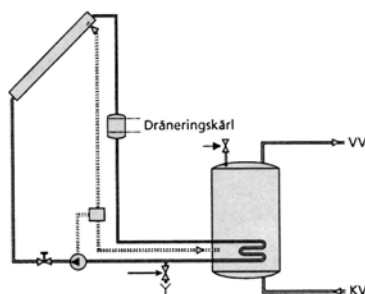
På olika sätt kan ett befintligt värmesystem utnyttjas som komplettering då solfångarnas effekt inte räcker till.



Figur 3.4 Exempel på vanlig systemuppbyggnad för småhus med vedpanna och elpatron för att klara hela behovet av värme och tappvarmvatten. Samma principer används även till större system. (Kovacs, 1998)

3.2.2 Dränerande system

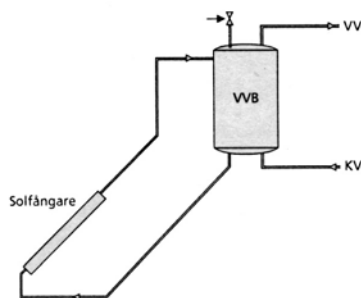
Dränerande system behöver inte ha frostskyddad värmebärare. Istället används ett så kallat dräneringskärl som ska rymma hela vätskemängden i solfångarkretsen. Dräneringskärl placeras frostfritt under solfångarna och den del av rörledningen som kan utsättas för frostgrader. På så vis kan systemet tömmas då temperaturen blir så låg att frysning riskeras, eller om det blir så varmt på sommaren att det riskerar att koka. En fördel med dränerande system är att vanligt vatten kan användas som värmebärare. (Andrén, 1999) Däremot måste en kraftigare dimensionerad cirkulationspump jämfört med andra system användas eftersom den måste klara att pressa värmebäraren till den högsta punkten då systemet startar.



Figur 3.5 Dränerande system (Andrén, 1999)

3.2.3 Självcirculerande system

I de ovanligare självcirculerande solvärmeanläggningarna cirkulerar värmebäraren genom solfångare och värmeackumulator utan pump. Istället utnyttjas vätskans densitetsskillnader på grund av uppvärmningen. För att uppnå naturlig cirkulation skulle det teoretiskt gå att placera tanken på samma nivå som solfångaren, men det rekommenderas att lagringstanken placeras minst en meter högre än solfångaren.



Figur 3.6 Självcirculerande system (Andrén, 1999)

3.2.4 Solvärme som förvärmning

Alternativt till att använda en ackumulator där allt vatten, både till uppvärmning och till tappvarmvatten, värms upp till användbar nivå, kan solvärmen ensam stå för förvärmning i en separat ackumulator. Uppvärmningen till användbar temperaturnivå sker sedan antingen i ytterligare en varmvattenberedare som värms av en annan energikälla, eller genom att passera en extern värmväxlare som i sin tur är kopplad till exempel till ett fjärrvärmenät (jfr kv Jöns Ols) eller en befintlig förbränningspanna (jfr kv Byalaget).

Fördelen med att använda solvärmen enbart för förvärmning är att temperaturen i tanken kan hållas låg och därmed gynna solfångarnas effektivitet till skillnad från om alla värmekällor kopplas direkt till tanken, då tillräckligt hög temperatur för konsumtion måste hållas hela tiden. Detta sätt att kombinera solvärme med fjärrvärme är det vanligaste i Sverige och har använts i bland annat Markbacken i Örebro. (Nilsson & Perers, 1999 [1])

3.2.5 Stora system

Större system är i stora delar utformade på liknande sätt som de mindre. Skillnaden syns oftast i värmelagringen och värmeväxlingen för i- och urladdning av värmelagret.

Solvärmeanläggningar med korttidslager kan vara ett ekonomiskt alternativ till olja framför allt för gruppcentraler i storleken 7-32 GWh/år (Andrén, 1999)

3.2.6 Solfångarfält anslutet till fjärrvärmecentral.

I Nykvarn, som ligger ca 10 km väster om Södertälje, finns sedan 1985 en solvärmeanläggning, som levererar värme till det lokala fjärrvärmenet. Ursprungligen bestod den av 4000 m² markuppställda plana solfångare anslutna via en kulvert och värmeväxlare till en 1500 m³ ackumulatortank. 1991 utökades anläggningen med ytterligare ett solfångarfält om 3500 m² solfångare.

De båda solfångarfälten är parallellkopplade och värme leds från dem via en kulvert till en värmecentral där den via en värmeväxlare lagras in på en hög eller låg nivå i tanken, beroende på temperatur.

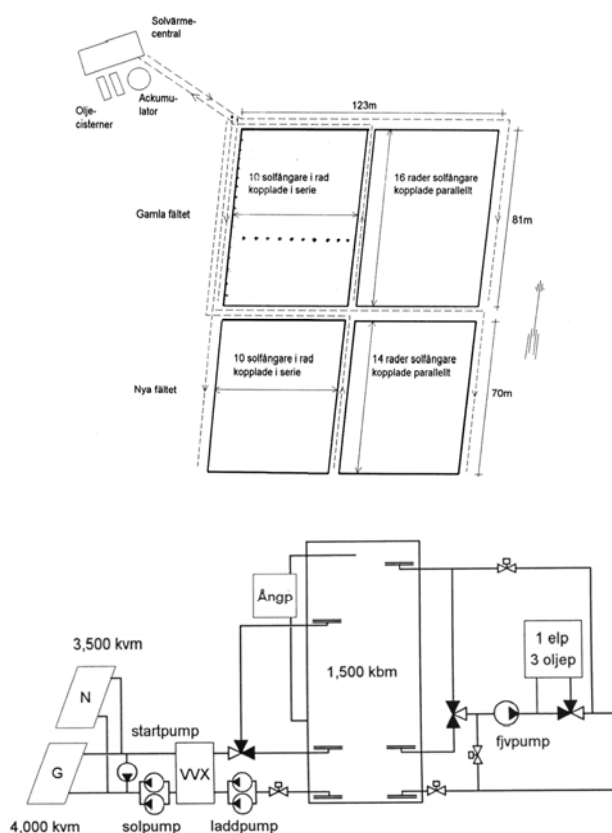


Fig 3.7

Exempel på en stor solvärmeanläggning (Schroeder & Isaksson, 1994)

Tanken är av öppen konstruktion med vattenlås i toppen och en ångpanna som ska fylla det tomma utrymmet i toppen av tanken med en kudde av ånga för att motverka korrosionsproblem som följd av syresättning av vattnet.

Värme tas ut från två nivåer och blandas till önskad temperatur. Vid behov eftervärms vattnet med hjälp av oljepannor eller en elpanna för att sedan distribueras till fjärrvärmenätet.

1992, då en utvärdering genomfördes, levererade systemet nästan 2 GWh, vilket motsvarar 9.9 % av den totala lasten. (Schroeder & Isakson 1994)

För att nätet ska kunna hålla en för solvärmen gynnsamt låg nivå har ett system i Torsåker försetts med lokala varmvattenberedare där eftervärmning vid behov görs med el. (Helgesson, 2000)

3.2.7 Decentraliserade system kopplade till fjärrvärmenät

Ett decentraliserat solfångarsystem innebär att utspridda solfångargrupper kopplas samman till en och samma ackumulator. Istället för att ha ett stort fält med solfångare som ansluts till ett fjärrvärmenät finns i befintlig bebyggelse, där flertalet fastigheter är anslutna till ett lokalt fjärrvärmenät, möjlighet att utnyttja de bäst lämpade takytorna för solvärme. Solfångarna kopplas in genom att värmebäraren i solfångarkretsen kyls mot fjärrvärmens returvatten, cirkulerar genom solfångaren för att sedan leverera värme in på fjärrvärmens framledning.

Decentraliserade system kan även förekomma i större fjärrvärmesystem där ackumulatortank inte är nödvändig. Då används befintliga tak för att placera solfångarna och värmen pumpas in på fjärrvärmenätets framledning. Fördelen med de decentraliserade systemen är att större solfångaresystem i bebyggd miljö inte behöver ta dyrbar markyta i anspråk och att ett fjärrvärmenät dessutom kan byggas ut successivt med solvärme alltefter behov, ekonomi och intresse. Då solfångarna är placerade nära konsumenterna, behöver värmebärarens temperatur från solfångarna inte överstiga 65°C eftersom förlusterna blir låga. Det gör att produktionen kan ökas jämfört med avlägsna solfångarfält på mark. För att ekonomin ska bli intressant för systemen krävs dock att solfångarna placeras i så stora grupper som möjligt för att hålla nere kostnaden för undercentraler. (Nilsson & Olsson, 2004)

Ett problem med detta sätt att koppla solfångare till fjärrvärmenätet är att fjärrvärmeleverantörerna också strävar efter så låga returtemperaturer som möjligt, vilket kan leda till konflikter och straffavgifter.

4 Ekonomiska bidrag till solvärmeprojekt

Det har funnits och finns flera möjligheter att få bidrag till solvärmeprojekt. Följande avsnitt innehåller exempel på aktuella bidrag.

4.1 Lokala investeringsprogram - LIP

Riksdagen avsatte 6,2 miljarder kronor under åren 1998-2003 till lokala investeringsprogram. Stödet hade det huvudsakliga syftet att ”påtagligt öka takten i omställningen av Sverige till ett ekologiskt uthålligt samhälle” (www.naturvardsverket.se, 2004).



Det statliga stödet söktes av kommunerna för att de inom ett lokalt investeringsprogram skulle ges möjligheten att tillsammans med lokala företag och organisationer genomföra åtgärder som ökar den ekologiska hållbarheten. Ett investeringsprogram bestod av en eller flera samverkande åtgärder och det var kommunen som var ansvarig för programmet och för fördelningen av bidraget till de olika investerarna. Det var även kommunens uppgift att tillse att förordningens (Riksdagens förordning 1998: 23) krav uppfylls för alla ingående investeringar.

De effekter som LIP-bidragen avsågs få, som är tillämpliga på solvärmesystem, var till exempel minskad belastning på miljön, effektivare användning av energi och andra naturresurser samt ökad användning av förnybara råvaror. Dessutom skulle det bidra till ökad sysselsättning.

En skillnad mot tidigare statliga stöd som stödet till lokala investeringsprogram hade var att det inte funnits någon teknikstyrning, utan istället har resultaten i form av miljö- och sysselsättningseffekter varit i fokus.

Kommunernas förstainstans för råd och stöd i arbetet var Länsstyrelsen. Naturvårdsverket handlägger bl a slutrapportering av genomförda program och IEH, Statens institut för ekologisk hållbarhet i Umeå, har i uppdrag att bl a rapportera och sprida forskningsrön och goda exempel. Beslut tas av Rådet för investeringsstöd. (www.naturvardsverket.se, 2004)

4.2 Klimatinvesteringsprogram - KLIMP

I en proposition 2001 föreslog regeringen att LIP-stödet skulle fortsätta i en lite annorlunda form, nu benämnd Klimatinvesteringsprogram, förkortat KLIMP. 2003-2004 satsades nästan 800 miljoner kronor som fördelades i bidrag till olika klimatrelaterade åtgärder. 2005-2006 har



regeringen föreslagit att ytterligare 200 miljoner skall anslås till KLIMP. (www.naturvardsverket.se, 2004)

Skillnaden mot det tidigare LIP-stödet är att det nu fokuserar enbart på energi och trafik. Dessutom krävs att Klimatinvesteringsprogrammen innehåller åtgärder som fokuserar på folkbildning och information för att väcka intresse och skapa en bred uppslutning kring klimatarbetet. Det innebär att det fortfarande är högaktuellt för projekt inom solvärme.

Stödet hanteras av Naturvårdsverket och beslutas av Rådet för investeringsstöd som är utsett av regeringen och har i uppgift att fatta beslut i ärenden som har med bidrag till de lokala investeringsprogrammen och klimatinvesteringsprogrammen att göra. Rådet för investeringsstöd består av ledamöter från olika verk, myndigheter och institut. (www.naturvardsverket.se, 2004)

4.3 Statligt engångsbidrag

Näringsdepartementet utfärdade år 2000 en förordning (2000: 287) om statligt bidrag till investeringar i solvärme för att främja användningen av solvärmeteknik för uppvärmning av bostäder för permanent bruk samt vissa lokaler.

Enligt 4 § ska bidragets storlek ”bestämmas på grundval av solfångarens beräknade årliga energiproduktion och motsvara 2 kr 50 öre per kilowattimme. Bidraget får dock uppgå till högst

- 7 500 kr per lägenhet i småhus,
- 5 000 kr per lägenhet i flerbostadshus,
- 5 000 kr per bostadsanknuten lokal.

Bidraget får vid investeringar i flerbostadshus eller bostadsanknutna lokaler inte överstiga 25 procent av de kostnader som anges i 5 §. Det stöd som lämnas till en och samma fastighet får uppgå till högst 250 000 kr.” (SFS, Förordning (2000:287)).

Detta är ett så kallat ramavtal, vilket innebär att bidraget finns att söka så länge det finns pengar kvar av de som anslogs från början. Det är Boverket som administrerar och beviljar ansökningarna och i december 2004 fanns det fortfarande möjlighet att ta del av bidraget.

5 Riktlinjer för utvärdering av solvärmesystem

För att kunna göra en tillräckligt noggrann utvärdering av ett solvärmesystem har en CEN¹ standard föreslagits. I denna finns specificerat vilka givare som behövs, samt med vilket intervall mätningarna skall göras och hur ofta insamlad data skall reduceras och sparas. Dessutom finns redovisat hur beräkningsrutiner skall vara utformade och vilka mätosäkerheter som kan accepteras. Av de givare som behövs kan nämnas ett antal noggrant kalibrerade termometrar, flödesmätare, energimätare och pyranometrar. De sistnämnda används för att mäta direkt och diffus solinstrålning.

Genom att tillämpa en sådan standard skall man, genom att få mätdata av tillräckligt hög kvalitet, kunna använda några veckors mätningar för att sedan med hjälp av simuleringsprogram och parameteranpassning kunna förutsäga energiutbytet per månad under ett normalår.

Exempelvis har mätningarna för att utvärdera ett solvärmesystem i bostadsområdet Älta i Stockholm utförts enligt den föreslagna CEN standarden. I det fallet har ett mätprogram genomfört mätningar var 15:e sekund på samtliga givare utom för solinstrålning. Där har istället mätningarna utförts dubbelt så ofta, var 7,5:e sekund. Efter varje mätning har aktuella temperaturer, effekter samt energimängder beräknats med hänsyn tagen till vätskans densitet och värmekapacitivitet vid aktuell temperatur. Efter 10 minuter reducerades insamlad data till summor och medelvärden för intervallet, vilka sedan sparades för vidare analys. (Perers & Schroeder, 1997) Utöver det har en skuggningsring på pyranometern för diffus solstrålning justerats varje vecka för att ge korrekta värden.

Vid mätningarna som nämns ovan användes enligt standarden temperaturgivare, flödesgivare och energigivare med mätosäkerhet på respektive +/- 0.03 K, +/- 1 % och +/- 2 %.

¹ CEN, Comité Européen de Normalisation

6 Kvarteret Byalaget

6.1 Bakgrund

Kvarteret Byalaget byggdes 1973 och omfattar 119 lägenheter. Byalaget är ett typiskt tidigt 70-talsområde, med flerfamiljshus i miljonprogrammets anda, och avviker markant från områdets struktur i övrigt. År 1999 utrustades området med en solfångaranläggning för att komplettera det befintliga värmesystemet som är gaseldat och vattenburet och därmed ersätta en del av gasförbränningen med solvärme.

Det var med hjälp av bidrag från det lokala investeringsprogrammet (LIP) som Lunds Kommuns Fastighets AB (LKF) kunde bygga solfångare på två av de sex husens platta tak. I samband med solfångarinstallationen byggdes även taken på och tilläggisolerades för att ytterligare miljöanpassa byggnaderna och sänka uppvärmningskostnaderna. Detta medförde även att området blev mer arkitektoniskt tilltalande. Solvärmeanläggningen projekterades av konsulten Gunnar Lennermo med företaget Energianalys i Alingsås.

I projektet ingick även satsningar på att minska segregationen och skapa ett miljöengagemang bland de boende, bland annat genom att plantera en stor mängd olika växter samt att göra platta gräsytor mer kuperade. Miljöåtgärderna genomfördes enligt hyresgästernas önskemål och LKF:s miljöpolicy.

6.2 Investeringskostnader

Den totala investeringskostnaden för solvärmeanläggningen var 4.078.000 kr fördelat enligt tabell 6.1 som följer.

Investeringskostnader solvärme i kv. Byalaget		
Solfångare	841.500 kr	
VVS med ackumulator	861.500 kr	
Faktisk kostnad	4.078.000 kr	Bidrag -750.000 kr

Tabell 6.1

Solvärmeanläggningen har delvis finansierats med hjälp av bidrag. 900.000 kr beviljades, men de gällde även markarbeten och tilläggsisolering, så cirka 750.000 kr gick till solfångaranläggningen.

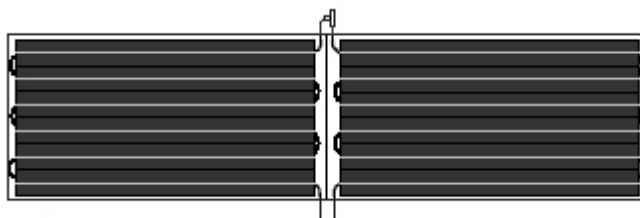
6.3 Värmesystemets konstruktion och funktion

Den befintliga värmeanläggningen består av en värmepanna som eldas med naturgas och solenergin används för att förvärma tappvarmvatten och dessutom som del i det vattenburna uppvärmningssystemet. Solvärmen ger husen varmvatten större delen av året, anläggningen är konstruerad för att täcka cirka 15 % av fastigheternas totala värmebehov per år.

Till konstruktionen utmärker sig solfångaranläggningen i Kvarteret Byalaget jämfört med många andra. I stället för injusteringsventiler vid varje solfångare för att kompensera tryckfallet i matningsledningen, så har konstruktören gjort beräkningar och anpassat rördimensionerna för att alla solfångarmoduler ska få samma flöde. För att uppnå detta är systemet konstruerat så att största delen av tryckfallet hamnar över själva solfångarmodulerna.

6.3.1 Solfångarkretsen

På två av byggnaderna i området har på de platta taken installerats 63 solfångare, 25 på det södra och 38 på det norra huset. Samtliga paneler är uppställda med 45° lutning i förhållande till horisontalplanet och är vända rakt mot söder. Solfångarna är parallellkopplade och har en aktiv yta på 6 m², vilket ger en total yta på 378 m² som motsvarar cirka 5 m² per 100 m² lägenhetsyta.



Figur 6.1 Aquasol solfångarmodul. (www.aquasol.se, 2004)

Värmebäraren i systemet, på solfångarsidan, består av vatten uppblandat med 40 % propenglykol för att förhindra frysning under vinterhalvåret. Temperaturen i solfångarna varierar mellan -30 och +200 °C.

Flödet i solfångarkretsen skall vara cirka 0,35 l/min, m² solfångare, vilket motsvarar 130 l/min för hela systemet. Det är beräknat vid 40 °C systemtemperatur och med 40 % propylenglykol. Vid högre temperatur kan ett något högre flöde accepteras och vice versa. I solfångarkretsen finns en pump som styrs separat från den i inladdningskretsen. Den ska starta när temperaturen i solfångarna är 3 °C kallare än temperaturen i tanken. Stopp sker samtidigt som för inladdningspumpen (se utförlig reglerbeskrivning nedan).

4 stycken 18 liters expansionskärl, som ska vara förtryckta med 3 bar, tar upp den volymändring som temperaturförändringarna i systemet ger. Visar mätutrustningen lägre tryck finns en pump för att tillföra mer vätska till systemet.

Som skydd mot eventuell kokning om systemet blir för varmt av någon anledning finns säkerhetsventiler som ska öppna vid ett tryck på 9 bar. Öppnas säkerhetsventilerna töms värmebäraren i ett uppsamlingskärl och får sedan pumpas tillbaka manuellt.

6.3.2 Värmeinladdning

Pumpen i solfångarkretsen startar då temperaturen i solfångarna är mindre än 3° C kallare än temperaturen i nedre delen av ackumulatortanken, och om inte pumpen i inladdningskretsen startat efter 3 minuter stannar den igen. Pumpen i solfångarkretsen stoppar då tanktemperaturen överstiger 95° C, och startar igen då den understiger 90° C.

Pumpen i inladdningskretsen startar då temperaturen i solfångarna är 3° C högre än i tanken och stannar när temperaturdifferensen är mindre än 1° C. Då pumpen i inladdningskretsen stoppar ska pumpen i solfångarkretsen stoppa samtidigt.

6.3.3 Värmelagring

För värmelagring finns två parallellkopplade ackumulatortankar på vardera 15 m³ installerade. Solvärmens värmeväxlas med hjälp av en plattvärmväxlare via fördelningsrör till två olika inladdningsnivåer i tankarna beroende på temperatur. Är vattnet efter värmväxlaren 5° C varmare än i övre delen av tanken så görs inladdning i övre delen av tankarna. Annars laddas de på en lägre nivå. Detta görs i ett försök att behålla värmeskiktningen i ackumulatortankarna så långt som möjligt. Inladdningen görs med en pump i inladdningskretsen och flödet skall vara ungefär lika stort som flödet i solfångarkretsen.

För att hålla trycket i värmelagret konstant finns ett pumpexpansionskärl som ser till att kompensera för variationer i temperatur. Tankarna är konstruerade för 1,5 bar tryck.

6.3.4 Värmeurladdning - förvärmning av tappvarmvatten

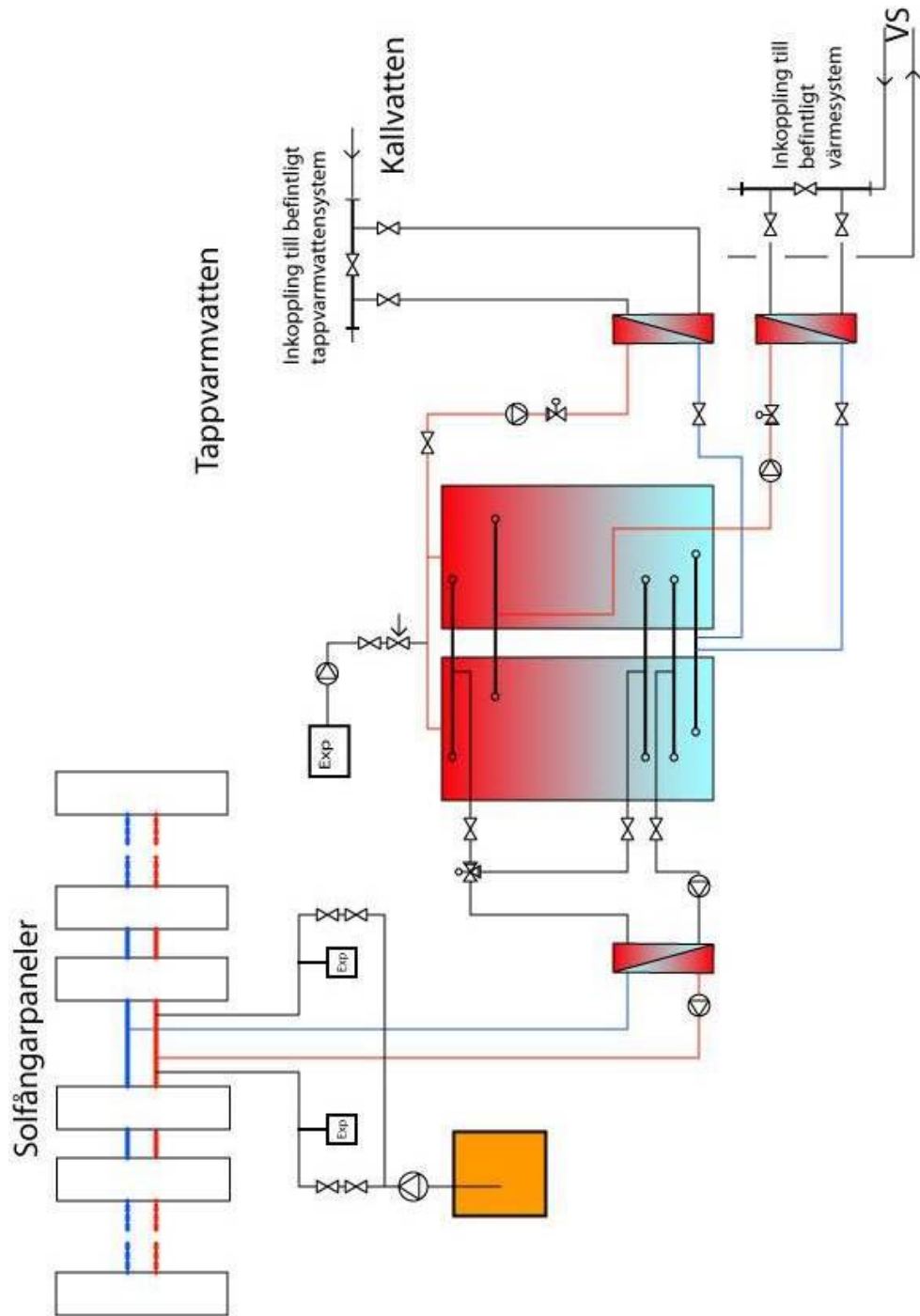
Allt inkommande kallvatten som skall bli tappvarmvatten går förbi en värmeväxlare på sekundärsidan där kallvattnet värms av vattnet från värmelagret. Då temperaturen i värmelagret kan variera kraftigt under ett dygn, varierar även kallvattnets temperatur efter värmeväxlaren. Det beror också på hur stort flödet är för tillfället. Finns inget kallvattenflöde stoppas urladdningspumpen och en ventil stängs. Kallvattnet bör efter förvärmning vara cirka 5° C kallare än temperaturen i övre delen av värmelagret. Vattentemperaturen tillbaks till tanken bör inte överstiga 10° C över temperaturen på inkommande kallvatten.

6.3.5 Värmeurladdning – förvärmning av värmesystemet

Returvattnet från värmesystemet går via en plattvärmeväxlare. Den är också kopplad så att vatten från värmelagret kan cirkulera på primärsidan. Då värmelagrets temperatur är 5° C högre än returvattnets öppnas en tvåvägs styrventil och värmesystemets förvärmningspump startar. Värmesystemets börvärde, vilket beror på utomhustemperaturen, avgör hur mycket öppen ventilen är. Då värmelagrets temperatur är 3° C högre än börvärdet tillämpas börvärdesreglering, men om temperaturen är mindre än 2° C högre kommer tvåvägsventilen att reglera mot en maximal skillnad mellan returvattnets temperatur och vattnet tillbaka i tanken.

Solvärmeanläggning kvarteret Byalaget, Dalby

6.3.6 Systemskiss



6.4 Analys av insamlad driftdata

Hittills under solvärmeanläggningens drift i kvarteret Byalaget har två energimätare lästs av manuellt en gång i månaden. De har mätt hur mycket energi solvärmen har bidragit med till värmesystemet respektive tappvarmvattnet. De variationer i utbytet som ses över åren kan härröras främst från oförutsedda driftstörningar. Mitt i sommaren, i slutet av juli, år 2001 orsakade problem med en ventil att systemet kokade och flera delar skadades och behövde bytas ut. Först i slutet av augusti var systemet helt reparerat vilket gjorde att en stor del av den viktiga sommarsolen inte kunde utnyttjas. I diagram 6.1-3 och tabell 6.2-4 redovisas det avlästa energiutnyttjandet för värmesystemets respektive tappvarmvattnets del för åren 2001-2003.

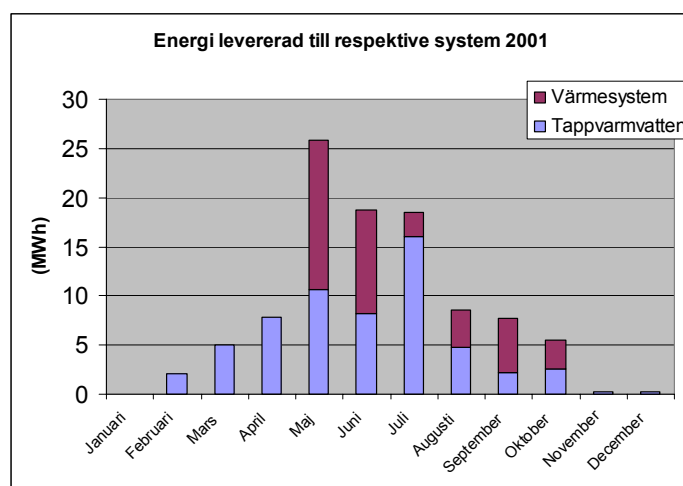


Diagram 6.1 Energier 2001

2001	Tappvarmvatten (MWh)	Värmesystem (MWh)	Totalt (MWh)
Januari	-	-	-
Februari	2,104	0	2,104
Mars	5,003	0	5,003
April	7,829	0	7,829
Maj	10,607	15,2	25,807
Juni	8,164	10,61	18,774
Juli	16,015	2,45	18,465
Augusti	4,805	3,79	8,595
September	2,16	5,55	7,71
Oktober	2,53	3,01	5,54
November	0,202	0	0,202
December	0,203	0	0,203
Hela året	59,622	40,61	100,232

Tabell 6.2 Energier 2001

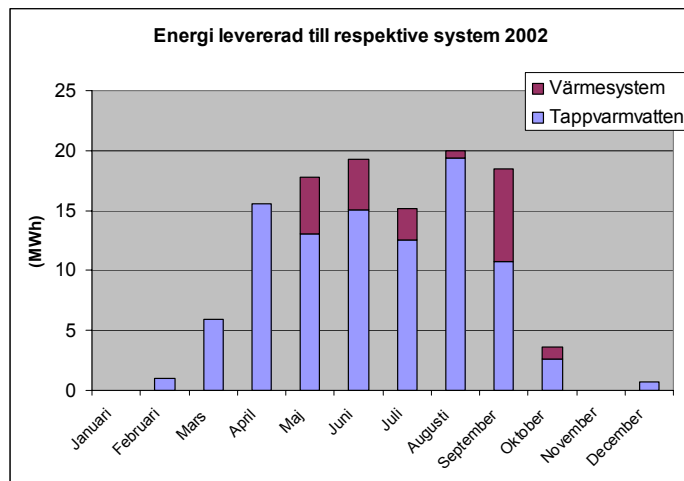


Diagram 6.2 Energier 2002

2002	Tappvarmvatten	Värmesystem	Totalt
	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Januari	0,015	0	0,015
Februari	0,957	0	0,957
Mars	5,93	0	5,93
April	15,569	0	15,569
Maj	13,097	4,7	17,797
Juni	15,085	4,16	19,245
Juli	12,563	2,6	15,163
Augusti	19,335	0,69	20,025
September	10,695	7,82	18,515
Oktober	2,615	0,97	3,585
November	0,012	0	0,012
December	0,753	0	0,753
Hela året	96,626	20,94	117,566

Tabell 6.3 Energier 2002

Anledningen till att energiutbytet för värmesystemet är 0 under vintermånaderna är att värmeväxlaren feldimensionerats på så vis att den är vald med för stort motstånd. I stället för att bland annat behöva öka radiatorpumpens tryckuppsättning kraftigt så stängs värmeväxlaren för värmesystemet av helt och vattnet leds via en förbikoppling. Då problemet går att lösa på det viset finns inga planer på att ersätta värmeväxlaren.

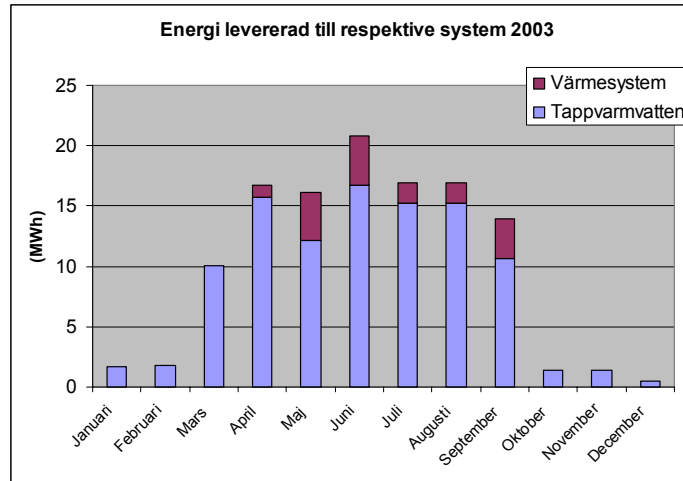


Diagram 6.3 Energier 2003

2003	Tappvarmvatten	Värmesystem	Totalt
	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Januari	1,648	0	1,648
Februari	1,815	0	1,815
Mars	10,017	0	10,017
April	15,692	1,04	16,732
Maj	12,123	4,03	16,153
Juni	16,764	4,02	20,784
Juli	15,219	1,74	16,959
Augusti	15,22	1,74	16,96
September	10,701	3,23	13,931
Oktober	1,36	0	1,36
November	1,36	0	1,36
December	0,524	0	0,524
Hela året	102,443	15,8	118,243

Tabell 6.4 Energier 2003

Efter en del injusteringar och de ovan nämnda problemen med överhettning så har systemet stabiliserats till en nyttiggjord solvärmeproduktion på omkring 118 MWh per år. Det motsvarar cirka 10 % av byggnadens totala värmebehov.

6.5 Beräkningar

6.5.1 Flödesbalans mellan solfångarpanelerna

Med hjälp av beräkningsprogrammet PFS har flödesbalansen i solvärmesystemet undersökts. I tabell 6.5 nedan redovisas de olika panelernas flöden (l/min, m²) från en beräkning, där förutsättningarna ska motsvara mitt på dagen en dag mitt i sommaren.

Resultaten visar att systemet är välbalanserat och att flödet hamnar nära det dimensionerade flödet på 0,35 l/min, m² över hela systemet.

Den ytterligare förbättring som skulle kunna åstadkommas med flödesjusteringsventiler i systemet är inte tillräckligt stor för att motivera det merarbete och kostnader det skulle ha medfört om systemet skulle ha byggts med sådana. Detta beroende på att verkningsgraden inte påverkas av så små variationer enligt följande avsnitt (6.5.2).

solfångar- rad	flöde (l/m ² , min) solfångargrupp		solfångar- rad	flöde (l/m ² , min) solfångargrupp	
	1	2		1	2
1	0,36	0,36	20	0,34	0,35
2	0,36	0,36	21	0,34	0,35
3	0,36	0,36	22	0,34	0,35
4	0,36	0,36	23	0,34	0,35
5	0,36	0,36	24	0,34	0,35
6	0,36	0,36	25	0,34	
7	0,35	0,36	26	0,34	
8	0,35	0,36	27	0,34	
9	0,35	0,36	28	0,34	
10	0,35	0,36	29	0,34	
11	0,35	0,36	30	0,34	
12	0,35	0,36	31	0,34	
13	0,35	0,36	32	0,34	
14	0,35	0,36	33	0,34	
15	0,35	0,36	34	0,34	
16	0,35	0,36	35	0,33	
17	0,35	0,35	36	0,33	
18	0,35	0,35	37	0,33	
19	0,34	0,35	38	0,33	

Tabell 6.5 Flöden i solvärmesystemet, kvarteret Byalaget

6.5.2 Verkningsgrad

Enligt tillverkarens specifikationer kan verkningsgraden för solfångarmodulerna i kvarteret Byalagets solfångarsystem räknas ut med följande optiska effektivitet respektive U-värde:

$$\eta_0 = 78,4\%$$

$$U = 3,79 \text{ (W / K, m}^2\text{)}$$

Med hjälp av ekvation (2.3.5) kan man visa hur verkningsgraden beror av flödet i solfångarmodulerna. Sambandet vid hög instrålning visas i diagram 6.4.

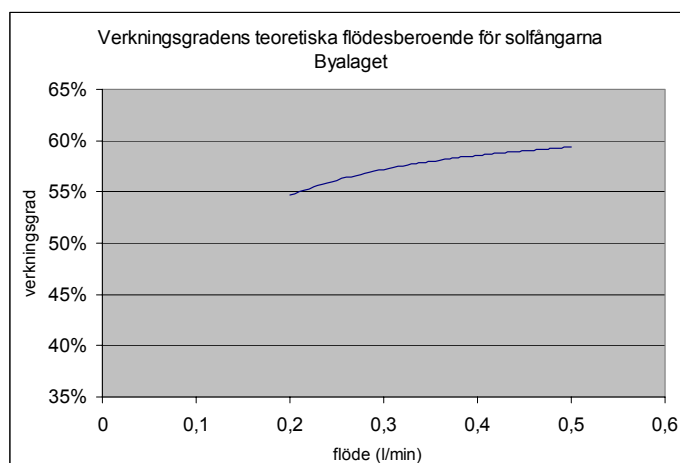


Diagram 6.4

Vid hög solinstrålning och en arbetstemperatur på 40° C beräknas den högsta totala verkningsgraden genom insättning i ekvation (2.3.5) och med flödesfördelning enligt tabell 6.5 till:

$$\eta_{tot} = 57,04\%$$

Detta kan jämföras med det optimala fallet då flödet hade varit helt balanserat och lika stort i alla modulerna. Den högsta verkningsgraden skulle då istället ha blivit:

$$\eta_{tot, \text{jämntflöde}} = 57,96\%$$

vilket är obetydligt bättre i sammanhanget.

Då det inte finns några data insamlade för den verkliga solinstrålningen på platsen under driftperioden går det inte att jämföra den beräknade verkningsgraden med

den verkliga. Siffrorna ovan gäller dessutom effekt-verkningsgraden för hög solinstrålning och kan inte användas direkt för att jämföra energiutbytet med instrålad energi då verkningsgraden även beror på solinstrålningen (W/m^2).

6.5.3 Energiutbyte

Då solfångaranläggningens energiutbyte enligt ovan tycks ha stabiliserat sig kring 118 MWh per år kan solfångarpanelernas nyttiggjorda effekt beräknas till

$$118 \text{ MWh, år} / 378 \text{ m}^2 = 312 \text{ kWh/m}^2, \text{ år.}$$

6.5.4 Reglering av start och stopp av solfångarkretsen

Genom användning av ekvation (2.4.1) kan ett teoretiskt värde för förhållandet mellan temperaturdifferenserna för start och stopp beräknas.

$$\left. \begin{array}{l} Q \approx 22(W/K, m^2) \\ U = 3,79(W/K, m^2) \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{dT_{start}}{dT_{stopp}} \approx 6,8$$

I det här fallet är differensen enligt avsnitt (6.3.2) bara 3. Det kan dock troligtvis fungera ändå, eftersom solfångarkretsen förcirkuleras innan inladdningspumpen startar. Men detta går inte att kontrollera, då relevanta driftdata saknas.

6.6 Resultat, diskussion

Då det inte har funnits några driftdata, förutom månatliga energimätningar att tillgå från solvärmeanläggningen i kvarteret Byalaget så kan man inte säga något om dess driftfunktion i detalj.

Dock har ett antal problem uppenbarligen uppstått som lett till driftstopp och som visar på att systemet inte varit helt optimalt från början. Dessa fel har avhjälpats allt eftersom de upptäckts, men en noggrannare kontinuerlig bevakning kanske hade lett till att de upptäckts redan innan olyckan var framme. Eftersom anläggningen styrs av ett datoriserat system borde det vara väldigt enkelt att logga de olika givarnas värden med relativt korta intervall. Om inte annat så för att kunna gå tillbaka och analysera vad som lett fram till ett eventuellt problem.

Däremot har en enkel modell av systemet kunnat göras för att kontrollera flödesegenskaperna och den har visat att systemet är nära nog optimalt konstruerat

i det avseendet. Det tycks vara väl värt mödan att beräkna och dimensionera anslutningsrören så att injusteringsventiler blir överflödiga, och på så vis slippa det arbete och den kompetens som behövs för att trimma in och sköta systemet under dess livslängd.

Energiutbytet har under 2002 och 2003, då inga driftstörningar påverkat systemet, varit kring 118 MWh/år, eller 312 kWh/m², år. Detta är betydligt lägre än de 397 kWh/m², år som projekteringen hade lovat, och vad det beror på går inte att säga med hjälp av de fakta som finns.

7 Kvarteret Jöns Ols

7.1 Bakgrund

Kvarteret Jöns Ols i stadsdelen Väster i Lund består av ett fyrvånings flerbostadshus med 34 lägenheter. Huset är byggt i vinkel, vilket syns på fotot i figur 7.1. Tidigare fanns en bensinmack på området och tanken, när bygget projekterades, var att med konventionell teknik och tidigare erfarenheter från projekt och egen förvaltning få ner energiförbrukningen till hälften av vad som är normalt i det övriga beståndet. Beställaren var Lunds Kommuns Fastighets AB (LKF) som nu äger och förvaltar fastigheten. För att klara de extrakostnader som skulle uppstå i samband med projektet ansökte man och fick pengar från det statliga Lokala Investeringsprogrammet (LIP) som skulle täcka cirka 30 % av de miljörelaterade åtgärderna. Investeringskostnaden för solvärmesystemet var 1 100 000 kr, och det statliga bidraget uppgick till 1 600 000 kr, vilket dock inte gällde enbart solvärmesystemet.



Figur 7.1 De båda solfångarpanelerna på flerbostadshuset i kvarteret Jöns Ols. Den vänstra på bilden är riktad mot söder och den högra mot väster. (foto: Simon Bengtsson)

Redan från början av projekteringen har en avdelning på Lunds Tekniska Högskola (LTH), avdelningen för installationsteknik, varit inkopplade för att hjälpa till med de tekniska beräkningar som uppstått under projekteringen. Att energi- och inneklimatfrågor sattes i centrum under projektering och byggande är det som är särskilt anmärkningsvärt. Under arbetets gång har konsekvenser av alla byggnads- och installationstekniska val har utretts med avseende på energibehov och inneklimat i samarbete mellan bland andra en VVS-konsult, som projekterade de installationstekniska lösningarna och LTH, som utförde beräkningar och sedan verifierade dem. Solvärmeanläggningen projekterades av konsulten Gunnar Lennermo med företaget Energianalys i Alingsås.

För att göra fastigheten särskilt energieffektiv har flera skilda åtgärder vidtagits. Huset har bättre isolerade fönster och väggarna är försedda med cirka 60 % tjockare isolering än normalt. Dessutom har det lagts ner mycket jobb på att hitta och eliminera köldbryggor.

Installationstekniskt har man försökt använda så enkla systemlösningar som möjligt och separerat värme, ventilation och tappvarmvatten i tre olika system, vilka dock är förberedda för ihopkoppling.

För värmeförsörjningen står i första hand en värmepump som tar hand om frånluft från samtliga lägenheter och även utvinnet värme ur uteluften. För att få en konstant framledningstemperatur på 50°C arbetar värmepumpen mot en ackumulatortank och då spetsvärme behövs värmeväxlas fjärrvärme.

Tappvarmvattenberedningen sker med både avloppsvattenvärmeväxlare, solvärme och om det behövs fjärrvärme. Det inkommande kallvattnet förvärms i avloppsvattenvärmeväxlaren och värms sedan upp till önskad temperatur av den i två ackumulatortankar lagrade solenergin. Behövs därefter ytterligare spetsvärme finns en värmeväxlare som tillser detta med hjälp av fjärrvärme.

För att ytterligare minska energiförbrukningen har ett system där förbrukningen av värme, vatten och el mäts och debiteras individuellt för varje lägenhet installerats. Det innebär att lägenhetsinnehavarna själva kan bestämma om de vill betala lite mer för att till exempel ha en lite högre inomhustemperatur eller använda mer varmvatten. På samma sätt finns det möjlighet att sänka sin räkning om man är mer energisnål. En central i varje lägenhet visar momentanförbrukningen och det finns även möjlighet att jämföra med tidigare år.

7.2 Solvärmesystemets konstruktion och funktion

Solvärmesystemet för fastigheten i kvarteret Jöns Ols är av en relativt enkel modell. Två parallella solfångarpaneler, en riktad mot söder och en riktad mot väster, är kopplade till två parallellkopplade ackumulatortankar. Värmeväxlingen både till och från tankarna sker med hjälp av kamflänsslingor i nedre respektive övre delen av tanken.

Det kalla vattnet som ska bli tappvarmvatten passerar genom en avloppsvattenvärmeväxlare och förvärms, för att sedan gå genom kamflänsslingor i nedre delen av tanken och förvärmats ytterligare. Därefter passerar vattnet slingorna i övre delen av tanken och värms till önskad temperatur. Finns inte tillräckligt med energi i ackumulatortankarna utnyttjas fjärrvärme för att kompensera spetslasten.

7.2.1 Solfångarkretsen

Fastigheten i kvarteret Jöns Ols består av två huskroppar som sitter ihop och är byggda i vinkel med hörnet mot nordöst. På vardera huskroppen finns en utbyggnad, en mot söder och en mot väster, och av estetiska symmetriskäl har dessa valts för att placera ut solfångarpanelerna. De båda solfångarna är identiska och har en solfångaryta på 65,8 m² vardera, totalt 131,6 m², och är specialutformade för att geometriskt passa takets form samtidigt som de ska ha ett jämnt flöde genom de olika solfångarmodulerna (se utförligare beskrivning nedan). Solfångarna är uppbyggda enligt P-märkningsgodkännandet för Aquasol Big vilket är den standardmodell som tillverkaren Aquasol har baserat solfångarmodulerna på. Själva absorbatoren tillverkas av kopparrör vilka tillverkas enligt SS 5015-02 och alla skarvar är hårdlödda. Taket, och därmed även solfångarpanelerna, har en lutning på 33° i förhållande till horisontalplanet. Panelerna består av parallellkopplade moduler med anpassade anslutningsrör för att kompensera flödesobalansen. Dessa är kopplade till ett huvudmatningsrör som med hjälp av en cirkulationspump på 180W matar värmebäraren genom kamflänsväxlar i ackumulatortankarna.

Värmebäraren på solfångarsidan består av vatten som är uppblandat med 35 % propylenglykol för att förhindra frysning under vinterhalvåret. Vid den koncentrationen är fryspunkten ca -20°C (www.dow.com, 2004).

I normala fall, då hela solfångararean är riktad åt samma väderstreck, brukar flödet i solfångarkretsen väljas till cirka 0,5 l/min, m² (aktiv solfångaryta). I det här fallet, då de båda ytorna aldrig ger maximal effekt samtidigt, har ett lägre flöde, cirka 0.35 l/min, m², valts vid dimensioneringen av systemet. Det ger ett totalt flöde på cirka 47 l/min. Detta är beräknat vid 40 °C systemtemperatur och vid högre temperaturer kan ett något större flöde behövas och vise versa.

Temperaturmätare för reglering finns installerade vid respektive solfångarpanels utlopp.

Till respektive solfångarpanel finns en styrventil som gör att de kan tas i drift separat allteftersom temperaturen blir tillräckligt hög.

Ett expansionskärl med 80 l volym finns också i solfångarkretsen för att kompensera för tryckförändringar. Detta är kopplat till ett larm som löser ut vid felaktigt tryck.

7.2.2 Värmelagring

För värmelagring finns två parallellkopplade ackumulatortankar på vardera 8 m³ installerade. De har en omkrets på 2000 mm och höjden är 2800 mm. Tankarna är konstruerade för 1,5 bar och 90 °C och tillverkade av stål SIS 14 13 12. I dessa finns 4 kamflänskranslingor anslutna till solfångarkretsen i nedre delen och 4 slingor som är kopplade till tappvarmvattensystemet fördelade på två nivåer högre upp. Dessa är av typ ESSEM Kamrör typ 2 och har en längd på 14,7 m/st.

I nedre delen av tanken finns en temperaturgivare som är kopplad till styrsystemet installerad. Förutom att styra start och stopp av pumpen i solfångarkretsen är temperaturgivaren kopplad till ett larm som utlöser om temperaturen blir för hög i solfångarkretsen jämfört med ackumulatortankarna.

Ett expansionskärl på 800 l som är anslutet till båda tankarna finns för tryckutjämning. Detta är kopplat till ett larm som utlöser vid felaktigt tryck.

7.2.3 Värmeurladdning - förvärmning av tappvarmvatten

Allt inkommande kallvatten som skall bli tappvarmvatten går först förbi en avloppsvattenvärmeväxlare där hela fastighetens avloppsvatten passerar. Enligt tillverkaren ska den ha en verkningsgrad på upp till 50 %. Förutsättningen är att vattenflödet liksom varmvattenbehovet är någorlunda jämt fördelat i tid. Avloppsvattnet som lämnar en byggnad håller i snitt 30 °C. I fallet med Jöns Ols har dock de energibesparande åtgärderna med individuell varmvattendebitering gjort att avloppsvattnet håller en lägre temperatur.

Därefter värms vattnet ytterligare genom att passera kamflänsvärmeväxlarna först i den nedre delen, och sedan de i den övre delen av ackumulatortankarna. Varmvattentemperaturen regleras mot att hålla cirka 55 °C. Är varmvattentemperaturen för hög efter tankarna finns möjlighet att blanda in vatten från kallvattenmatningen. Är temperaturen däremot för låg så finns en plattvärmeväxlare kopplad till fjärrvärmenätet för att ta hand om spetslasten.

7.2.4 Styr- och reglersystem

När temperaturen i någon av solfångarna överstiger temperaturen i ackumulatortankarna med mer än 4° så startar pumpen i solvärmekretsen:

$(P1 = 1 \text{ då } ((GT1 > GT3+4^\circ) \mid (GT2) > GT3+4^\circ)).$

Då öppnas även styrventilen till den solfångarpanel som uppnått denna temperatur:

$(SV1 = 1 \text{ då } (GT1 \geq GT3+4^\circ))$

$(SV2 = 1 \text{ då } (GT2 \geq GT3+4^\circ)).$

När temperaturen sedan sjunker igen och respektive temperatur i solfångarna bara är 2 grader högre än i tankarna så stänger ventilerna:

$(SV1 = 0 \text{ då } (GT1 \leq GT3+2^\circ))$

$(SV2 = 0 \text{ då } (GT2 \leq GT3+2^\circ))$

När båda ventilerna är stängda stoppas pumpen P1:

$(P1=0 \text{ då } (SV1 \ \& \ SV2 = 0))$

Pumpen P1 stannar och ventilerna SV1 och SV2 stängs när GT3 överstiger 100°C.

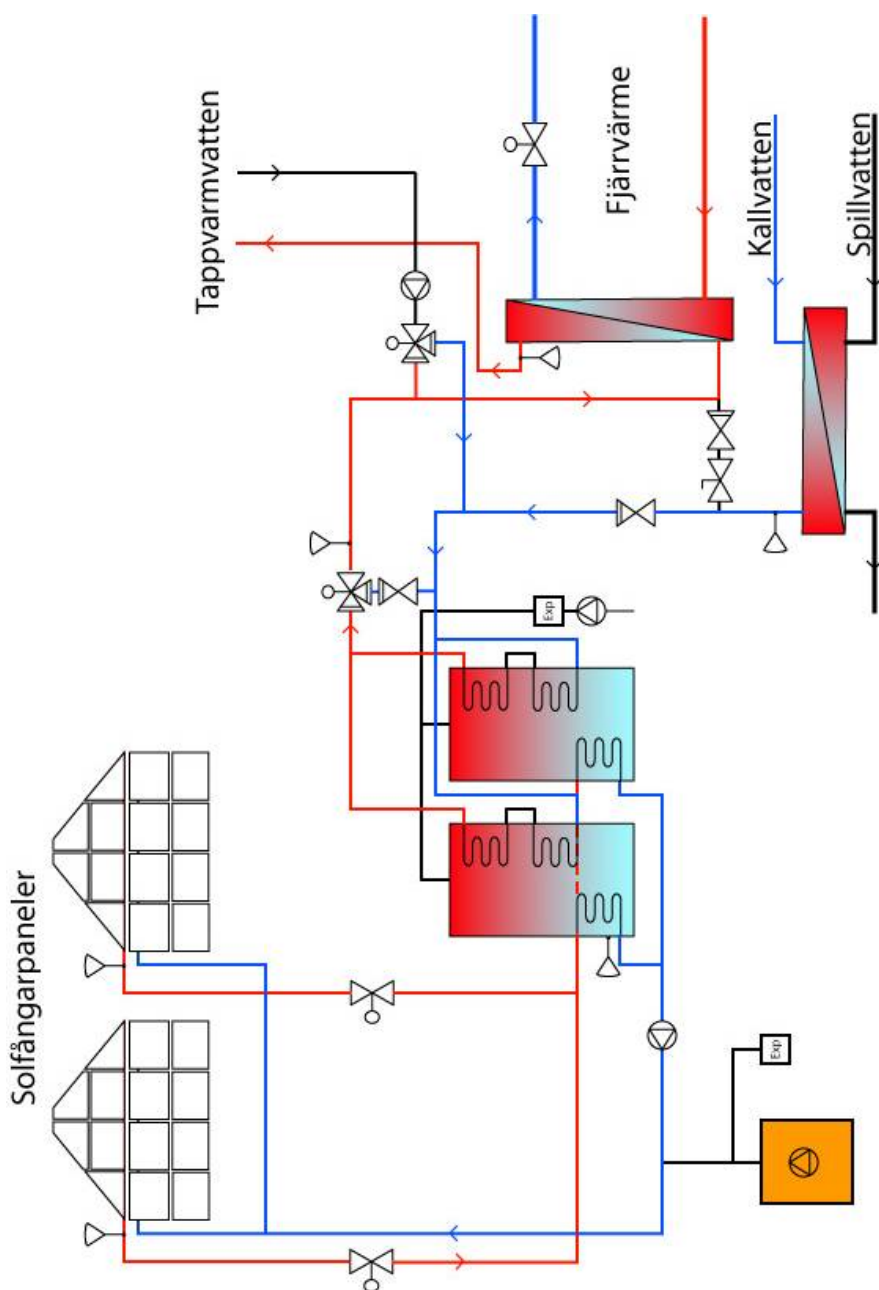
$(P1=0 \ \& \ SV1=0 \ \& \ SV2=0 \text{ då } GT3 > 100^\circ\text{C})$

Larm löser ut då trycket är under 3.5 bar eller över 10 bar i solfångarkretsen.

Även då pumpen P1 inte går trots att GT1 och, eller GT2 överstiger GT3 med 15° löser ett larm ut.

Solvärmeanläggning kvarteret Jöns Ols, Lund

7.2.5 Systemskiss

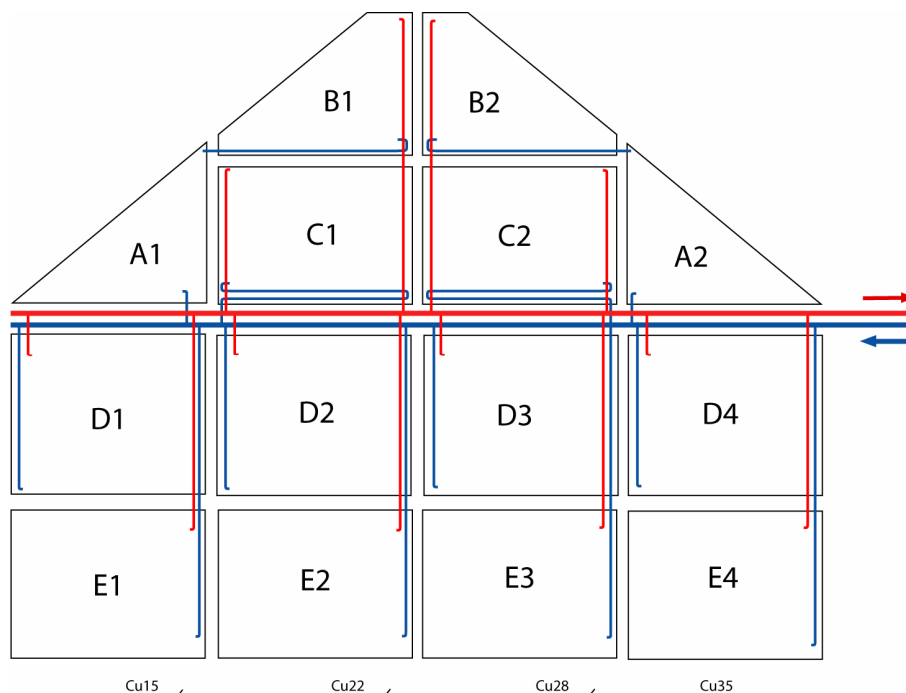


7.2.6 Rördimensionering, solfångare

För att göra systemet så enkelt som möjligt att sköta har konstruktören valt att undvika alla injusteringsventiler på anslutningsrören till solfångarmodulerna från huvudmatningen (Lennermo, 2004). Istället har varje rördel dimensionerats separat för att få ett så jämnt flöde som möjligt i modulerna och samtidigt få den största delen av tryckfallet över modulerna. Eftersom det i det här fallet, på grund av de geometriska förutsättningarna, inte går att använda ett antal standardmoduler som alla kopplas likadant, så har extra rörslingor av olika dimensioner lagts till på olika ställen.

I figuren 7.2 nedan visas hur de båda solfångarna är uppbyggda av delmoduler som är kopplade med eventuella extra rör till matningsledningarna. Matningsledningarnas dimensioner varierar enligt måtten i nedre kanten av figuren från 35 mm till 15 mm diameter. De extra rördelarna har 8 mm diameter.

De olika delmodulernas och extrarörens respektive dimensioner redovisas i tabell 7.1 .



Figur 7.2

Sektion	Absorberande yta (m ²)	Total rörlängd (m) inkl anslutningar Cu 10 X 0.8	Tryckfall (kPa/m)	Tryckfall (kPa/sektion)
A+B	5,1	42,5	1,06	45,1
C	4,8	36,4	0,96	34,9
D	5,75	49,2	1,318	64,8
E	5,75	48,8	1,318	64,3

Extrarör till sektioner med för lågt tryckfall:

Sektion	Extra rörlängd Cu 8 X 0.8	Tryckfall (kPa/m)	Tryckfall (kPa/rör)	Totalt tryckfall sektion + extrarör
A+B	3,9	3,87	15,093	60,1
C	6,9	3,5	24,15	59,1

Tabell 7.1

7.3 Analys av insamlad driftdata

Nedan följer ett antal diagram och tabeller som härstammar från 2001 års insamlade data från solvärmeanläggningen i Jöns Ols. Då 2001 är det år som har mest kompletta mätvärdesserier utgår analysen från dem. Dock saknas mätvärden för januari månad eftersom systemet kom igång först i februari. Motsvarande diagram och tabeller för 2002 och 2003 finns i (referens: appendix C). Alla tabeller och diagram utgår från de data som samlats in från anläggningens start 2001 och framåt, och kommer från loggfiler från ett antal givare som lästs av automatiskt varje timma. En lista över givare i systemet finns i (referens: appendix A).

Då de olika givarna i systemet av någon anledning inte loggats samtidigt går det inte att göra några exakta beräkningar med hjälp av dem, och vissa går inte att använda alls, men de kvarvarande ger i alla fall en uppfattning om systemets funktion.

Solfångare 1 i diagrammen och tabellerna refererar till den solfångarpanel som är riktad mot söder, och solfångare 2 till den solfångarpanel som är riktad mot väster.

7.3.1 Driftdata för år 2001

Diagram 7.1 och tabell 7.2 nedan visar medeltemperaturen på värmebäraren efter att den passerat genom solfångarna riktade åt söder (Solfångare 1) respektive väster (Solfångare 2). Värdena är medelvärden per månad beräknade från timvärden under respektive solfångares aktiva tid. Värt att anmärka är den stora skillnaden mellan de båda solfångarpanelernas aktiva tid. Den största anledningen till detta är givetvis den västvända panelens riktning. Generellt är utbytet teoretiskt cirka 20 % lägre för en solfångare riktad åt väster jämfört med en som riktad mot söder (Andrén, 1999).

Den aktiva tiden kan även påverkas av att den södvända panelen, då den börjar ladda ackumulatortanken, höjer temperaturen i tanken och att det därmed tar längre tid för den västra panelen att nå upp till starttemperaturen enligt regleralgoritmen.

Här verkar dock skillnaden vara större än den borde vara, vilket tyder på en eventuell flödesobalans mellan de båda solfångarpanelerna. Se utförligare beräkningar i avsnitt 7.4.1 nedan.

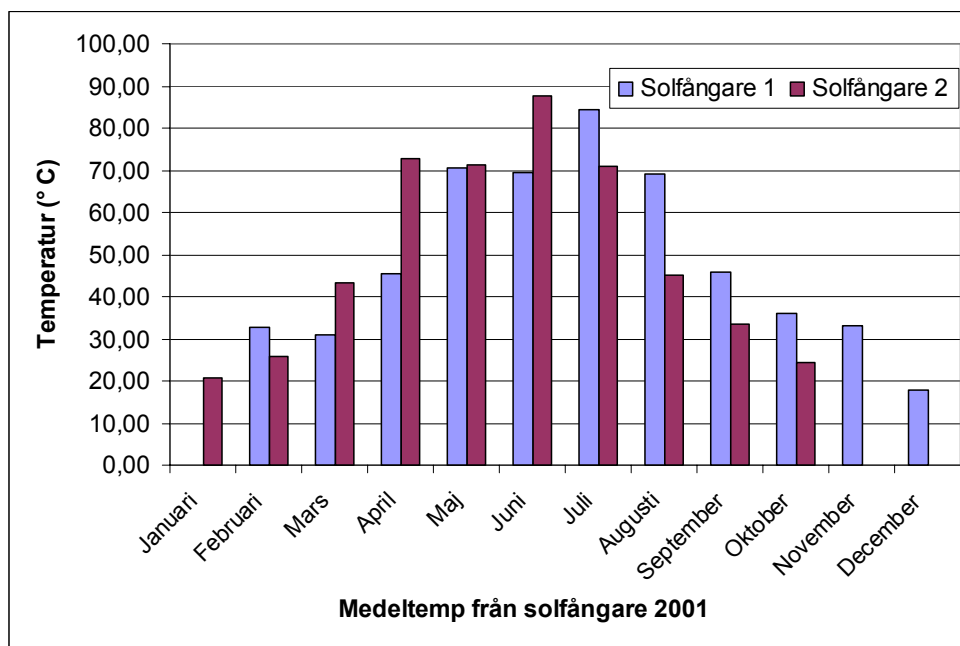


Diagram 7.1

	Medeltemperatur 2001 (°C)			
	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Medeltemp	Aktiv tid (h)	Medeltemp	Aktiv tid (h)
Januari	*	*	*	*
Februari	32,72	96	20,69	16
Mars	31,04	127	25,91	56
April	45,50	124	43,45	106
Maj	70,62	165	72,78	107
Juni	69,45	157	71,30	121
Juli	84,24	164	87,51	123
Augusti	69,24	147	70,99	101
September	45,78	119	45,20	74
Oktober	35,99	101	33,50	46
November	33,10	82	24,27	7
December	17,71	14	0,00	0
Medel	48,67		45,05	
Totalt		1296		757

Tabell 7.2

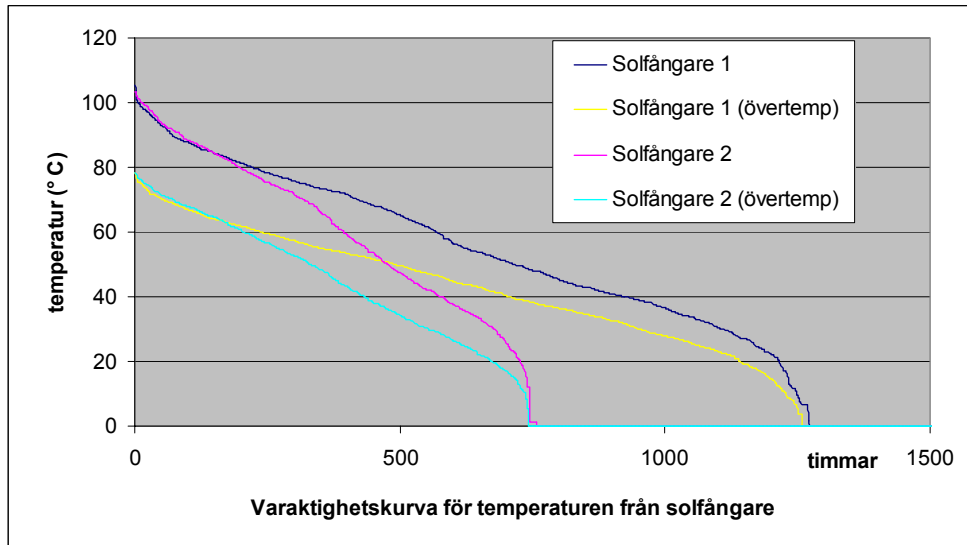


Diagram 7.2

Temperaturtillgänglighet i solfångare				
Temperatur (°C)	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Tid (h)	% av tot	Tid (h)	% av tot
>90	71	5,7%	85	11,4%
>80	219	17,5%	196	26,3%
>70	419	33,6%	320	43,0%
>60	570	45,7%	394	53,0%
>50	715	57,3%	477	64,1%
>40	921	73,8%	580	78,0%
	Tot tid (h): 1248		Tot tid (h): 744	

Tabell 7.3

Diagram 7.2 visar varaktighetskurvor för temperaturen på utloppssidan av respektive solfångarpanel. Alltså hur många timmar av drifttiden som värmebäraren uppnått en viss temperatur. I diagrammet redovisas även varaktigheten för de båda panelernas övertemperaturer. Temperaturen hos värmebäraren låg som mest 78°C över utomhustemperaturen i båda solfångarpanelerna. Medelskillnaden var 43 respektive 45°C.

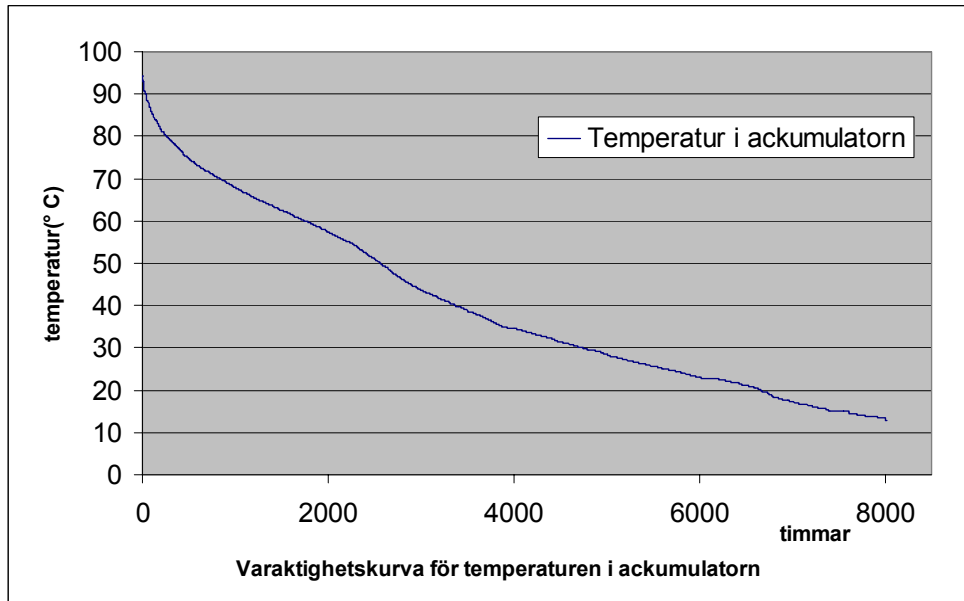


Diagram 7.3

Temperaturlgänglighet i ackumulator		
Temperatur (°C)	Tid (h)	% av tot
>90	36	0,4%
>80	263	3,3%
>70	830	10,4%
>60	1754	21,9%
>50	2558	31,9%
>40	3376	42,1%
Tot tid (h):		8016

Tabell 7.4

	Medeltemperatur	
	Ackumulator Medeltemp	Aktiv tid (h)
Januari	*	*
Februari	21,36	672
Mars	26,55	744
April	34,93	720
Maj	58,01	744
Juni	59,74	720
Juli	74,32	744
Augusti	59,75	744
September	38,79	720
Oktober	28,07	744
November	23,21	720
December	14,67	744
Medel	44,61	
Totalt		6552

Tabell 7.5

Den temperaturgivare som finns i ackumulatorn är placerad i dess nedre del. I diagram 7.3 och tabell 7.4 kan man se hur ackumulatortankens temperatur är fördelad över årets timmar. Då temperaturgivaren är placerad i nedre delen av tanken tyder temperaturer på över 90°C att ackumulatorn är, eller håller på att bli fulladdad. Det innebär också att systemet riskerar att råka ut för kokning. Maximal temperatur uppnåddes under 2001 på eftermiddagen den 6 juli med 94°C.

Då ackumulatortemperaturen överstiger 60°C behövs ingen ytterligare tillförsel av energi i form av fjärrvärme. Då är temperaturen tillräckligt hög för att värma

tappvarmvattnet till önskad temperatur. Det innebär att solfångarna är klarar av att täcka varmvattenbehovet under drygt 20 % av tiden.

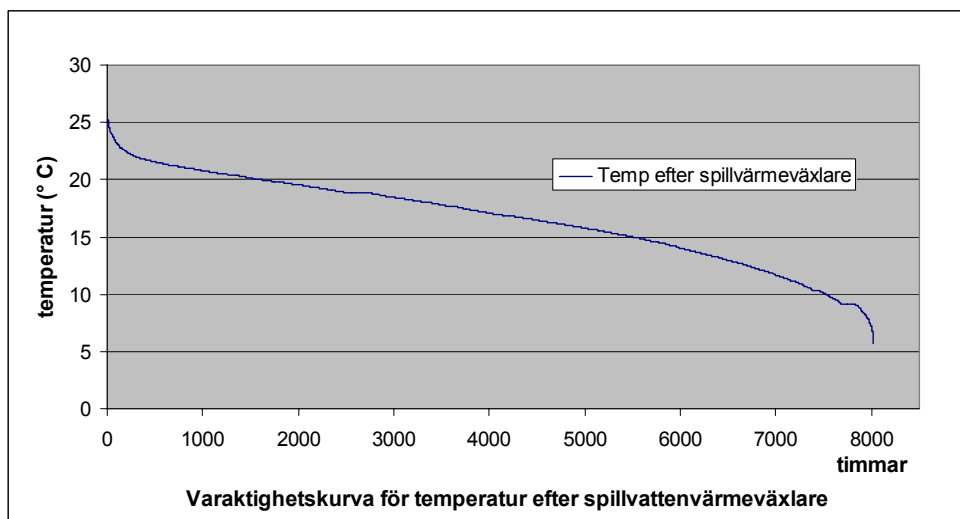


Diagram 7.4

Hur spillvattenvärmeväxlaren påverkar solvärmesystemet är särskilt intressant. I diagram 7.4 finns varaktigheten för temperaturen på det blivande tappvarmvattnet efter att det passerat spillvattenvärmeväxlaren. Där syns tydligt att vattnet förvärms relativt mycket redan innan det passerar den första värmeväxlaren i nedre delen av ackumulatortanken. Kallvattnet får så hög temperatur som 26°C som mest. Varmast blir det under sommarmånaderna då vattnets temperatur ligger runt 20 grader i princip hela tiden. Detta påverkar förmodligen solfångarna negativt då det är viktigt att de får en så låg returtemperatur som möjligt. Det brukar vara det kalla inkommande vattnets uppgift att hålla temperaturen i nedre delen av tanken nere och på så sätt kyla solfångarkretsens värmebärare.

I diagram 7.5 och tabell 7.6 nedan finns data från den styrventil som blandar det uppvärmda vattnet som passerat ackumulatormed kallvatten för att få rätt temperaturnivå. Då denna varit helt stängd (0 %) har vattnet som passerat ackumulatorm varit för varmt för att använda. Detta motsvarar ca 5 % av tiden, vilket kan tyda på en viss underdimensionering av ackumulatortanken. Detta värde tycks ha ökat något under 2003, troligtvis beroende på att tappvarmvattnets börvärde, som tidigare varit inställt för högt, sänkts.

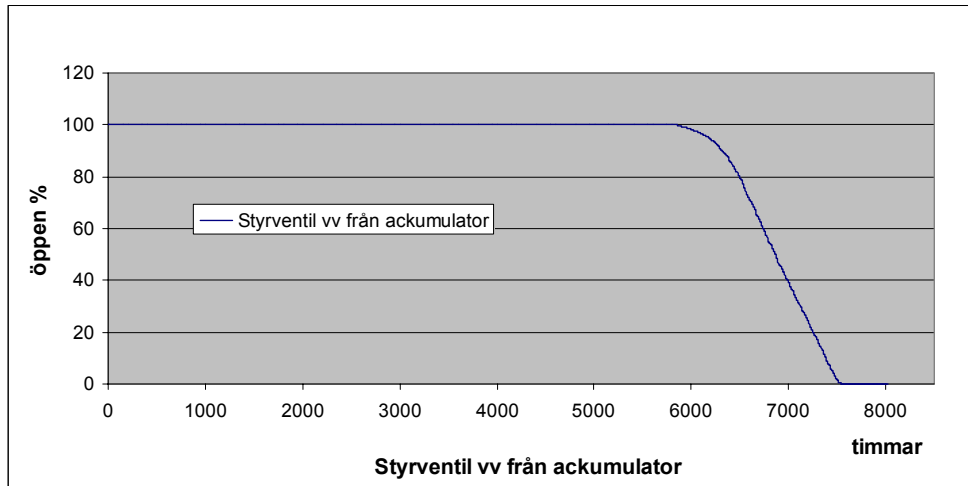


Diagram 7.5

Utnyttjande av värme från ackumulatorm styrventil vv från ackumulatorm		
100%	5847 h	72,9%
0%	432 h	5,4%

Tabell 7.6

Utloppstemperaturen för solfångare 1 och 2 som funktion av tanktemperaturen finns i diagram 7.6 respektive 7.7 tillsammans med linjer som markerar styrfunktionerna för att öppna och stänga inladdningsventilerna. Här syns att reglerfunktionen tycks fungera som den ska. De flesta värden som hamnat under linjerna härstammar troligtvis från att loggningen av de olika givarna inte skett simultant.

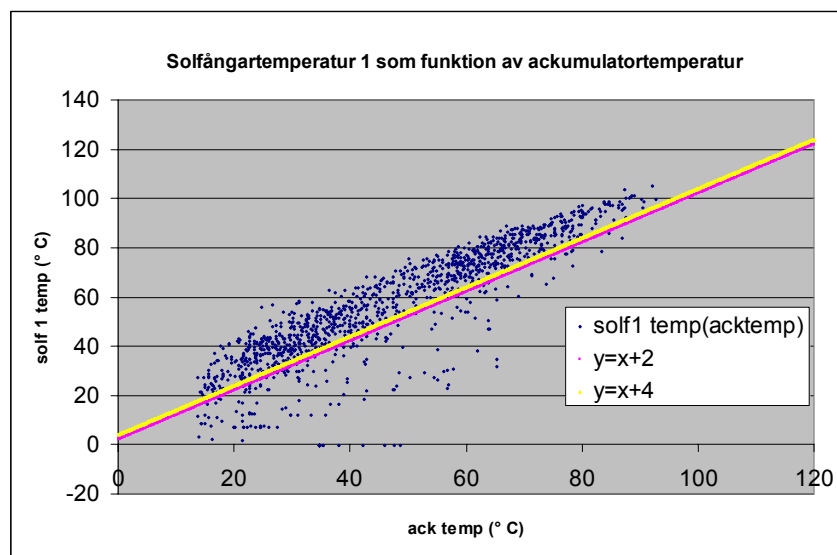


Diagram 7.6

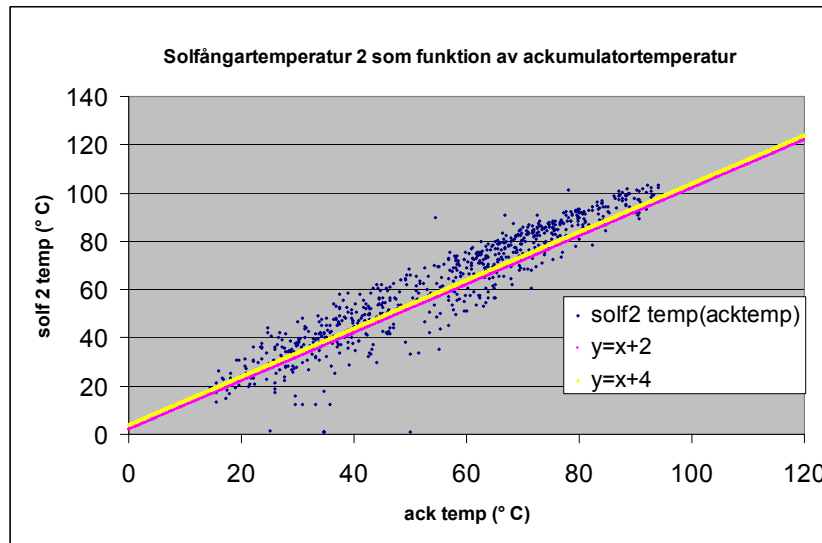


Diagram 7.7

En annan egenskap som skulle ha varit särskilt intressant att undersöka skulle vara varaktigheten för temperaturstegringen över solfångarna. Alltså skillnaden mellan temperaturen in till solfångarna, vilken approximeras med temperaturen i nedre delen av tanken, och solfångarnas utloppstemperatur. Detta skulle kunna jämföras med tillverkarens specifikationer. Problemet är att värdena för olika givare inte är loggade simultant och därför låter sig inte en sådan undersökning göras med tillgängliga data.

7.3.2 Energiutbyten 2001-2003

I tabell 7.7 och diagrammen 7.8-10 nedan redovisas energiutbytet för solvärmsystemet och spillvattenvärmeväxlaren, samt behov av tillskottsenergi i form av fjärrvärme per vecka under åren 2001-2003. Då energimätarna i systemet endast registrerar pulser om 100 kWh, så är inte siffrorna särskilt exakta, men de ger i alla fall en uppfattning om energiutbytets storlek. Eftersom det saknas mätvärden från några veckor i början av 2001 och i slutet av 2003 stämmer inte procentsatsen med andelen solvärme helt, men solvärmeanläggningens täckningsgrad hamnar kring 50 % av tappvarmvattenbehovet.

Solvärmen klarar i stort sett att täcka behovet under sommarveckorna alla tre åren, med endast sporadiska tillfällen då det behövs kompletterande fjärrvärmeinsatser. Man ser även att solvärmsystemet bidrar nästan hela året runt, även under vintermånaderna.

	Årsutbyte spillv (kWh)	Årsutbyte solv (kWh)	Årsbehov fjärrv (kWh)	Totalt (kWh)	andel solv (%)
2001	3000	27900	30600	61500	45
2002	3100	31600	30000	64700	49
2003	2600	31000	21300	54900	56

Tabell 7.7

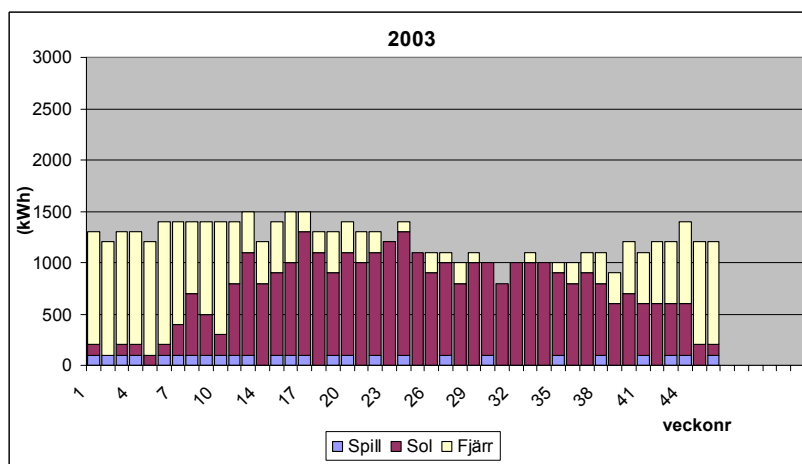
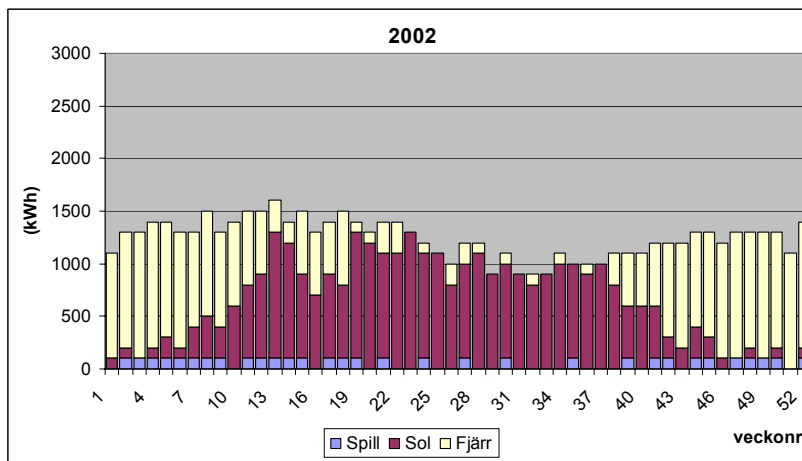
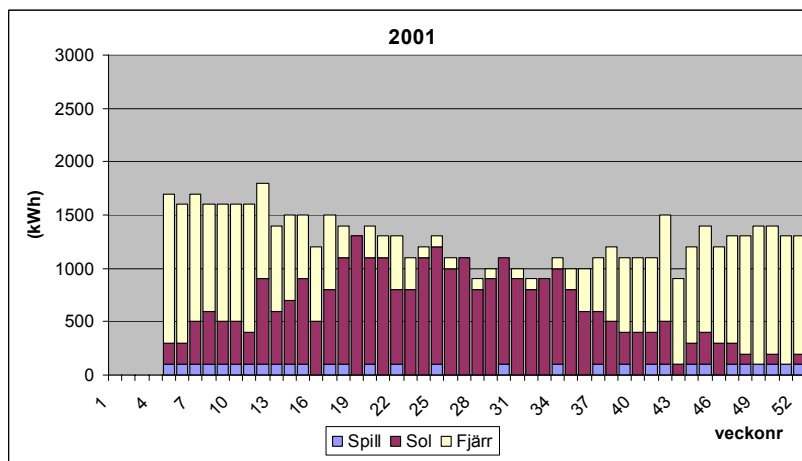


Diagram 7.8-10

7.4 Beräkningar

7.4.1 Flödesbalans i solfångarpanelerna

Med hjälp av beräkningsprogrammet PFS har flödesbalansen i solfångarpanelerna kontrollerats genom att skapa en modell av systemet och simulera flödet genom de olika rören och modulerna. Förutsättningarna ska motsvara drift mitt på dagen i juni månad.

Beräkningar med programmet visar att konstruktörens strävan efter en jämn flödesfördelning har lyckats bra. Metoden att lägga till extra rör mellan huvudledningarna och solfångarmodulerna för att anpassa flödet har alltså fungerat bra. I tabellen 7.8 finns de olika delmodulernas flöden per kvadratmeter för de båda solfångarpanelerna från beräkningar med PFS samt beräknade värden för respektive moduls verkningsgrad.

Sektion	Flöden (l/m ² ,h)		Verkningsgrad	
	Söder	Väster	Söder	Väster
AB1	0,35	0,36	60,97%	61,11%
AB2	0,36	0,37	61,05%	61,20%
C1	0,35	0,37	61,03%	61,17%
C2	0,36	0,37	61,14%	61,28%
D1	0,33	0,34	60,75%	60,90%
D2	0,34	0,35	60,78%	60,93%
D3	0,34	0,35	60,85%	61,00%
D4	0,34	0,35	60,90%	61,04%
E1	0,34	0,35	60,80%	60,95%
E2	0,34	0,35	60,87%	61,02%
E3	0,34	0,35	60,90%	61,04%
E4	0,35	0,36	60,95%	61,10%
Panel			60,91%	61,06%
Hela			60,98%	
varians	7,26E-05	7,82E-05	1,31E-06	1,25E-06
stdav	0,008518	0,008846	0,001144	0,001118

Tabell 7.8

Däremot är inte flödet lika jämnt mellan de båda solfångarpanelerna, vilket kan påverka solfångarnas utbyte. Eftersom den södra solfångarpanelen ligger längre ifrån undercentralen än den västra är flödet genom denna lägre. Detta gör att den södervända solfångarens bidrag till den totalt tillnyttgjorda energin kan minska. Enligt beräkningar med hjälp av PFS uppskattas denna flödesskillnad till cirka 5 %. Nästa avsnitt (7.4.2) behandlar hur detta i sin tur påverkar verkningsgraden.

Exempel på en modell av solvärmesystemet på Jöns-Ols finns i appendix B.

7.4.2 Verkningsgrad

Enligt tillverkarens specifikationer kan verkningsgraden för solfångarmodulerna i kvarteret Byalagets solfångarsystem räknas ut med följande optiska effektivitet respektive U-värde:

$$\eta_0 = 80,4\%$$

$$U = 3,557 \text{ (W / K, m}^2\text{)}$$

Med hjälp av ekvation (2.3.5) kan man visa hur verkningsgraden beror av flödet i solfångarmodulerna. Sambandet vid hög instrålning visas i diagram 7.11.

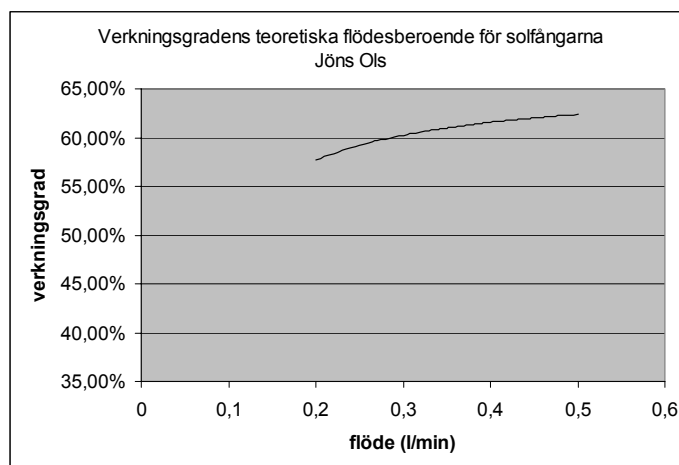


Diagram 7.11

Vid hög solinstrålning och en arbetstemperatur på 40° C beräknas den högsta totala verkningsgraden genom insättning i ekvation (2.3.5) och med flödesfördelning enligt tabell 7.8 till:

$$\eta_{tot,S} = 60,90\%$$

$$\eta_{tot,V} = 61,06\%$$

$$\eta_{tot,hela} = 60,981\%$$

Detta kan jämföras med det optimala fallet då flödet hade varit helt balanserat och lika stort i alla modulerna. Den högsta verkningsgraden skulle då istället ha blivit:

$$\eta_{tot,jämnaflöde} = 60,983\%$$

vilket innebär att systemets flödesbalans är så nära optimal det går, trots att solfångarpanelerna är specialkonstruerade för att passa takets form.

Då det inte finns några data insamlade för den verkliga solinstrålningen på platsen under driftperioden går det inte att jämföra den beräknade verkningsgraden med den verkliga. Siffrorna ovan gäller dessutom effekt-verkningsgraden för hög solinstrålning och kan inte användas direkt för att jämföra energiutbytet med instrålad energi då verkningsgraden även beror på solinstrålningen (W/m^2).

7.4.3 Energiutbyte

Genom att använda sig av varaktigheten för solfångarnas temperatur kan man räkna ut antalet gradtimmar och uppskatta de båda solfångarpanelernas bidrag till den totalt insamlade energin.

Enligt mätningarna som redovisats i diagram 7.2 levererar de båda solfångarpanelerna antal gradtimmar enligt följande:

Riktad mot söder: 71 300 ° h

Riktad mot väster: 45 800 ° h

Totalt: 117 100 ° h

Det ger att den mot söder bidrar med 61 % av energiutbytet och den mot väster med 39 %.

Det finns förvisso en snedfördelning av flödet mellan de båda solfångarpanelerna på cirka 5 %, men denna är inte tillräckligt stor för att påverka verkningsgraden nämnvärt i det här sammanhanget.

Solfångarnas energiutbyte har i genomsnitt varit 31300 kWh/år under åren 2001-2003 enligt tabell 7.7. Till detta har då alltså de båda solfångarpanelerna bidragit med följande:

Riktad mot söder: $31\,300 * 61\% = 19\,093$ kWh

Riktad mot väster: $31\,300 * 39\% = 12\,207$ kWh

Med hjälp av detta kan man göra en uppskattning av respektive solfångares produktion av nyttiggjord solvärme vilka blir:

Riktad mot söder: $19\,093 \text{ kWh}/65.8 \text{ m}^2 = 290 \text{ kWh/m}^2, \text{ år}$

Riktad mot väster: $12\,207 \text{ kWh}/65.8 \text{ m}^2 = 185,5 \text{ kWh/m}^2, \text{ år}$

Ett överslag ger att det totala årsutbytet skulle ha varit cirka 22 % högre om de båda solfångarpanelerna hade varit riktade åt söder, förutsatt att det övriga systemet, i huvudsak ackumulatortanken, dimensionerats därefter, och, inte att förglömma, behovet finns.

7.4.4 Reglering av start och stopp av solfångarkretsen

Genom användning av ekvation (2.4.1) kan ett teoretiskt värde för förhållandet mellan temperaturdifferenserna för start och stopp beräknas.

$$\left. \begin{array}{l} Q \approx 22(W/K, m^2) \\ U = 3,557(W/K, m^2) \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{dT_{start}}{dT_{stopp}} \approx 7,2$$

I det här fallet är differensen enligt avsnitt (7.2.4) bara 2. Att det skiljer så mycket från det teoretiska värdet gör att man kan misstänka att solfångarkretsens pump regleras felaktigt. Detta går dock inte att kontrollera, eftersom de mätdata som finns insamlade är alltför odetaljerade.

7.5 Driftdata sammanställning 2001-2003

I det följande avsnittet följer en sammanställning av driftdata från åren 2001 till 2003 då data samlats in. Med tanke på dataseriernas kvalitet går det inte att utläsa några skillnader eller trender mellan åren som inte kan förklaras med naturliga skiftningar på grund av väderleksförhållanden.

De värden som ser oriktiga ut i varaktighetsdiagrammen beror på att loggning misslyckats vid dessa tillfällen och istället det senaste korrekta värdet har upprepats som uppskattning. Blir dessa felaktiga värden för många medför det att det blir svårt att läsa ut något vettigt ur diagrammen.

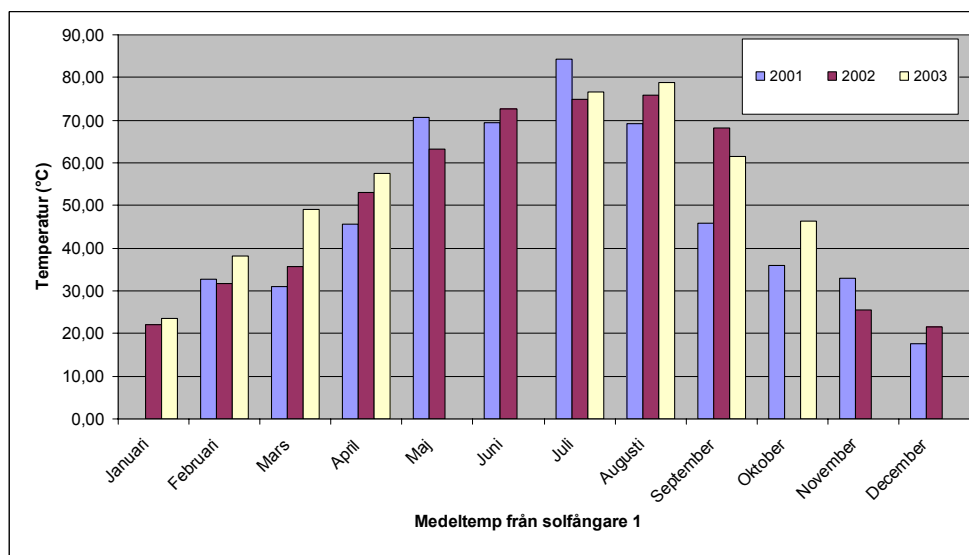


Diagram 7.12

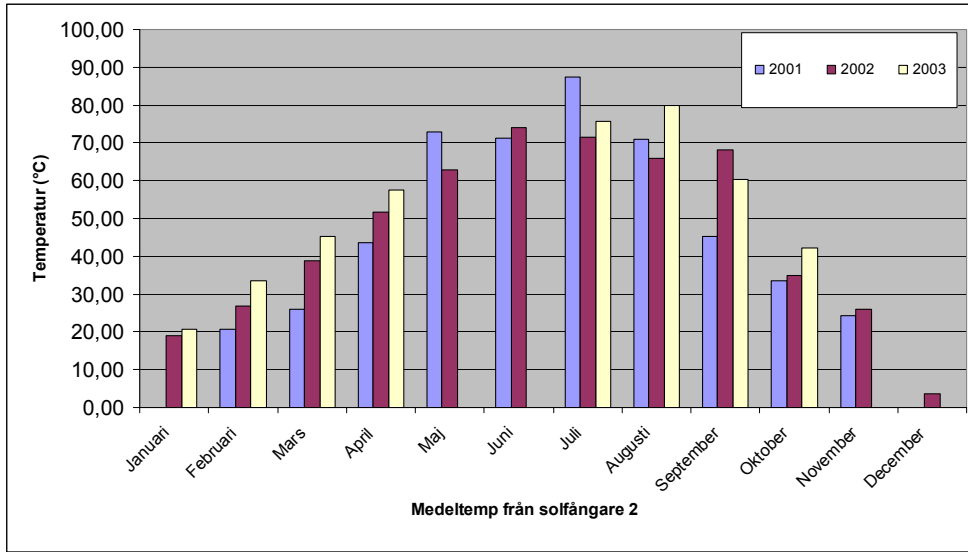


Diagram 7.13

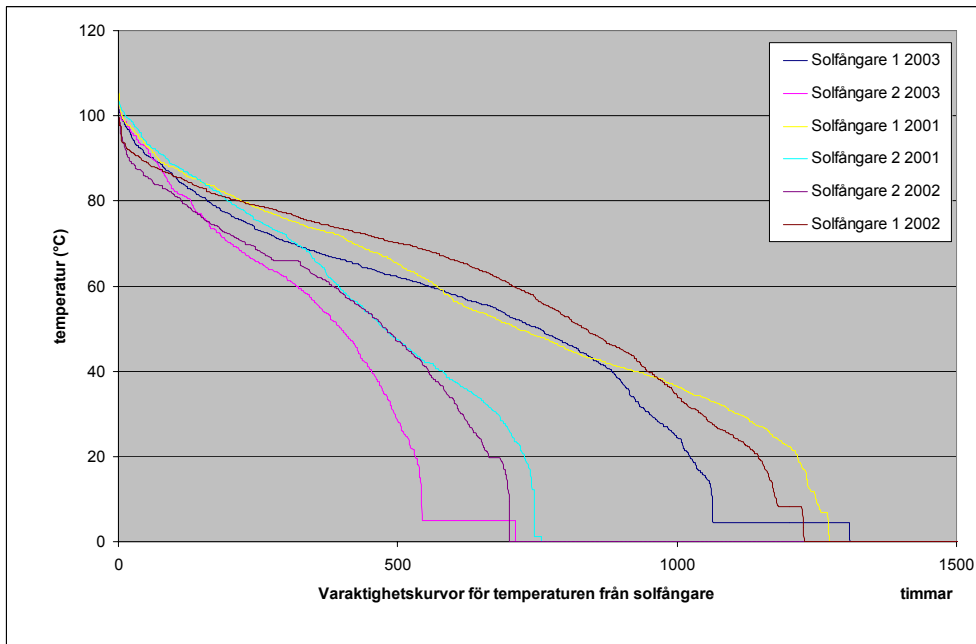


Diagram 7.14

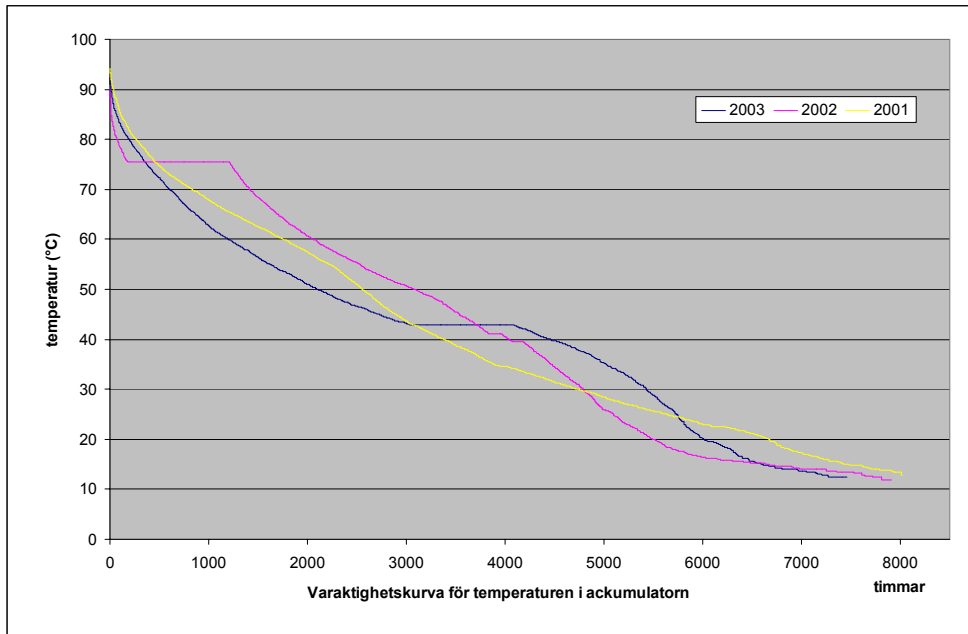


Diagram 7.15

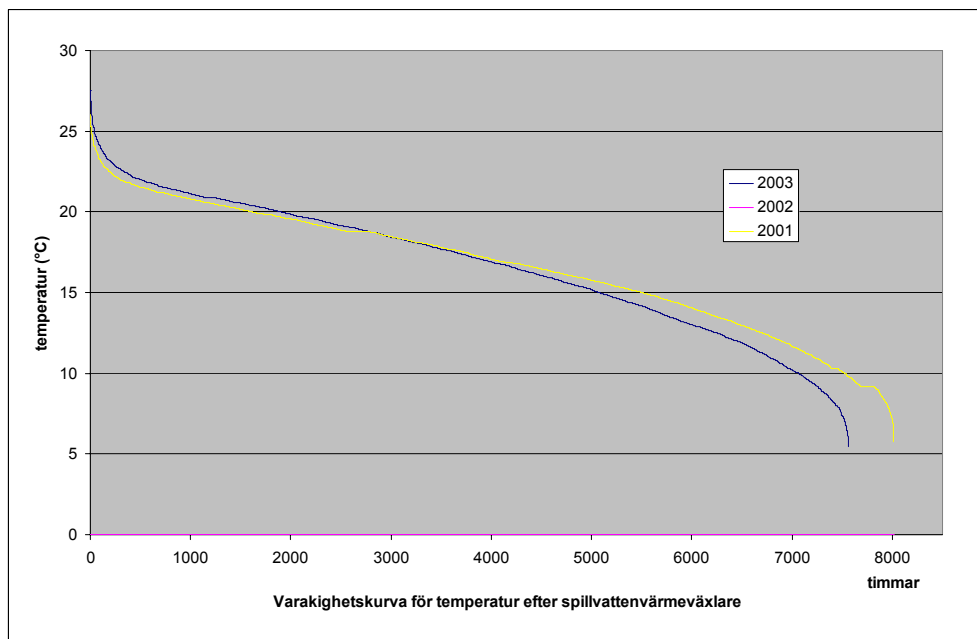


Diagram 7.16

7.6 Resultat, diskussion Jöns Ols

Från solvärmeanläggningen i kvarteret Jöns Ols har finns det väldigt mycket data insamlad från de tre första årens drift. Tyvärr har den inte varit optimalt registrerad, eftersom de olika givarnas värden som samlats in inte registrerats samtidigt. Detta har lett till att vissa samband inte har kunnat undersökas.

En analys av flödena i systemet har visat att konstruktören lyckats väl med att dimensionera de oregelbundet formade solfångarpanelernas anslutningar och därmed få jämn flödesfördelning per solfångaryta utan injusteringsventiler.

I övrigt tycks systemet ha fungerat ungefär som förväntat. Energiutbytet har varit omkring 31 300 kWh/år, eller 290 kWh/m², år för den södervända solfångarpanelen och 185,5 kWh/m², år för den västervända, eller 237,8 kWh/m², år totalt. Det är mindre än 42 700 kWh/år, eller 319 kWh/m², år, som beräknades vid projekteringen. En anledning till det kan vara att inkopplingen av spillvattenvärmeväxlaren har gjort att temperaturen i nedre delen av ackumulatortanken höjts, vilket kan ha påverkat solvärmeanläggningen negativt. Framledningstemperaturen till solfångarna ska vara så låg som möjligt för bästa effektivitet. Dessutom tycks ackumulatortemperaturen ha varit onödigt hög vissa perioder under sommarmånaderna. Det kan också ha påverkat energiutbytet negativt och tyder på att ackumulatortankarna eventuellt är snålt dimensionerade, alternativt underutnyttjade. Hade värmesystemet varit av annan karaktär hade det varit lämpligt att koppla ihop de båda systemen, för att på så vis utnyttja solenergin maximalt då ackumulatortanken är fulladdad.

Om endast standardmoduler hade använts till solfångarpanelerna och dessa endast hade placerats på det södervända taket skulle samma utbyte ha uppnåtts med mindre solfångaryta och till en lägre kostnad. Endast en smärre arkitektonisk finess hade förlorats.

Eftersom det finns en datoriserad styrning av systemet med möjlighet att spara de olika givarnas värden i loggfiler hade det varit bra att utnyttja det ytterligare och lägga till några mätpunkter som inte är nödvändiga för driften, men som skulle underlätta vid utvärdering och funktionskontroll. En givare för temperaturen på matningsledningen till solfångarpanelerna skulle göra det möjligt att se temperaturstegringen över panelerna, minst en temperaturgivare till i ackumulatortanken, i toppen, som gör det möjligt att se hur väl skiktningen fungerar, helst en i mitten också. Dessutom finns det nu bara mätning i den ena tanken, vilket gör att det inte går att undersöka hur väl parallellkopplingen till den andra tanken fungerar. Förutom det skulle det vara bra med kontinuerlig flödesmätning på solfångarledningen. Bättre energimätning hade också varit att föredra, då pulser på 100 kWh är för odetaljerat.

Något som skulle kunna vara ett problem är regleringen av start och stopp av pumpen i solvärmekretsen. Beräkningar tyder på att skillnaden mellan start- och stoppdifferenserna är för liten. Detta är ett vanligt problem i solvärmeanläggningar, men det går inte att kontrollera i det här fallet på grund av att de mätvärden som finns inte är exakta nog.

Åtgärderna ovan borde inte leda till några större fördyringar om man jämför med nyttan av att kunna upptäcka och åtgärda fel i tid, särskilt inte om de implementerats redan från början.

8 Slutdiskussion:

De båda solvärmeanläggningarna i Lund och Dalby är välbyggda och fungerar, så långt de undersökningar som gjorts här kan säga, i stort sett bra och bidrar till ett betydande tillskott till energiförsörjningen av byggnaderna. En anledning till den högre effektiviteten i kvarteret Byalaget kan vara att den förutom tappvarmvatten-uppvärmning även bidrar till värmesystemet. I tabellen (8.1) nedan finns de viktigaste siffrorna samlade.

Nyckeltal för solvärmeanläggningarna			
	Jöns Ols	Byalaget	
Solfångaryta	65,8 X 2	378	m²
Nyttiggjord värme	31,3	118	(MWh)
Producerad värme	237,8	312	(kWh/m²)
Investeringskostnad	1.100.000	4.078.000	kr

Tabell 8.1

Idén med system fria från injusteringsventiler fungerar mycket bra. Med rätt dimensionering fås ett välbalanserat flöde genom solfångarpanelerna ändå. Det sparar in en hel del arbete som annars varit tvunget att utföra med speciell kompetens. I Jöns Ols-fallet dessutom under tvivelaktiga arbetsmiljöförhållanden uppe på taken (se foto i figur 7.1).

Till framtida projekteringar av flerbostadshus med solvärmesystem finns några synpunkter som kan beaktas. Med dagens billiga och kraftfulla dator teknik borde det inte vara något större problem att regelmässigt spara relativt detaljerad driftdata ända från igångsättandet av en solvärmeanläggning. Det måste vara i varje ägare av en solvärmeanläggnings intresse att kunna följa upp lönsamheten och på ett enkelt sätt spåra eventuella fel och underlätta injusteringar. Exempelvis kunde ett enkelt anpassat datorprogram registrera och sammanställa driftdata automatiskt. Detta kunde sedan användas till kontinuerlig översiktig kontroll och kanske till någon sorts presentation för hyresgästerna, för att öka engagemanget och känslan av delaktighet i fastigheten och miljömedvetenheten.

Utvecklingen av komponenter sker hela tiden, fast kanske inte lika fort som på andra områden. Därför är det viktigt att inte förlita sig bara på gamla goda erfarenheter då det är dags att bygga en ny anläggning. Exempelvis finns det anordningar som förbättrar effektiviteten i ackumulatortankar betydligt genom att främja den viktiga värmeskiktningen, så kallade klafffördelningsrör.

Det är mycket vanligt förekommande att regleringen av pumpen i solfångarkretsen i solfångarsystem är felaktig, att skillnaden mellan start- och stoppdifferensen är för liten. Det finns tecken som tyder på att så kan vara fallet även här, framförallt i

kvartret Jöns Ols. Detta har dock inte gått att kontrollera på grund av bristfälliga mätdata, men är ändå värt att ha i åtanke inför framtida projekt.

Viktigt är också att uppföljning och utvärdering planeras in redan från början så att inte eventuella brister missas och värdefull energi går förlorad. Ett par veckors driftbortfall mitt i de solrikaste sommarmånaderna kan i värsta fall få drastiska följder för anläggningens ekonomiska lönsamhet.

REFERENSER

Litteratur

- Andrén L., ”Solenergi – Praktiska tillämpningar i bebyggelse”, AB Svensk Byggtjänst, ISBN 91-7332-872-3, 1999
- Andrén L., ”Solvärmeboken”, ICA Förlaget AB, ISBN 91-534-1958-8, 1998
- Helgesson A, m fl, ”FUD-Program Solvärme 1996-99 Slutrapport”, Vattenfall Utveckling AB, VUAB Rapport nr UD 00:12, 2000
- Hellström B., ”Beräkning av solvinklar” Energi och byggnadsDesign LTH, kursmaterial Solvärmeteknik, 2001
- Jensen L, ”Solvärme för industribyggnad i Kungsbacka. Mätresultat och utvärdering”, Byggforskningsrådet Rapport R50: 1981, ISBN 91-540-3481-7, 1981
- Jensen L., ”Styr- och reglertekniska problem inom solvärmetekniken”, Byggforskningsrådet Rapport R39:1984, ISBN 91-540-4102-3, 1984
- Karlsson B., ”Inledning till Solvärmekurs, kostnader för Svensk solenergi 2001”, Overheadbilder med kommentarer från 2001-09-13, 2001
- Kjellsson E., ”Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump” Avdelningen för Byggnadsfysik Lund, Rapport TVBH-3047, ISBN 91-88722-32-5, 2004
- Kovacs P., ”Solvärmsystem för småhus, Kursmaterial för installatörer”, Byggforskningsrådet, ISBN 91-540-5802-3, 1998
- Larson R. red, ”Solvärme i vårt hus”, Svenska Solgruppen, Larsons förlag, ISBN 91-514-0321-8, 1998
- Lorenz K., ”Bygg själv din solvärmeanläggning”, Larsons förlag, ISBN 91-514-0256-4, 1994
- Nilsson L, ”Solvärmeanläggningarna Svartsjö och Färingsö - Rapport”, Mätcentralen, Chalmers tekniska högskola, Dokument D14:2000, ISSN 1400-5840, 2000
- Nilsson L., Perers B., ”Takmonterade solfångare med reflektorer i Markbacken – utvärdering”, Mätcentralen, Chalmers tekniska högskola, Dokument D9:1999, ISSN 1400-5840, 1999 [1]
- Nilsson L, Perers B., ”Solvärme i Håga By – ett modernt system med flödesstyrning, utvärdering”, Mätcentralen, Chalmers tekniska högskola, Dokument D10:1999, ISSN 1400-5840, 1999 [2]

- Nilsson M., Olsson O., ”Solvärme i Augustenborg – en förstudie”,
Examensarbete vid inst. För Energi och ByggnadsDesign, LTH, 2004
- Norton B., ”Solar energy thermal technology”, Springer-Verlag, ISBN 3-
540-19583-1 / 0-387-19583-1, 1992
- Perers B & Schroeder K., ”Takmonterade solfångare med reflektorer i Åtla –
utvärdering”, Mätcentralen, Chalmers tekniska högskola, Dokument
D5:1997, 1997
- Schroeder K. & Isakson P., ”Utbyggnad av solfjärrvärmeanläggning i
Nykvarn”, Byggforskningsrådet, R34:1994, ISBN 91-540-5676-4, 1994.
- Svensk författningssamling, ”SFS 2000 Nr 1-466”, Liber, ISBN 91-76-
10101-0, 2000
- Vattenfall support AB, ”Solvärme – projekt uthålliga lösningar”, Broschyr,
Vattenfall AB, 2000
- Winter F. de, editor, ”Solar collectors, energy storage and materials”,
Massachusetts Institute of Technology, ISBN 0-262-04104-9, 1990

Internet

- Aquasol AB, www.aquasol.se , 2004-04-16
- Dow Chemical Company, www.dow.com , 2004-05-25
- Naturvårdsverket, www.naturvardsverket.se, 2005-12-15
- Solarserver, www.solarserver.de, 2004-08-14
- Solentek AB, www.solentek.se, 2004-11-11

Personliga kontakter

- Jensen L., LTH, tel. 046 – 222 00 00
- Lennermo G., Energianalys AB, tel. 0322 – 61 17 54

Appendix A

System	Nr	Mätare	Funktion
5201 Varmvatten- beredning	2d	GT 11	Temperatur efter spillvattenvärmeväxlare *
	2e	GT 12	Temperatur från solfångaresystemet *
	2f	KVM 1	Mängd kallvatten
	30	SV 11	Styrventil som öppnar för varmvatten från solfångarna *
	31	SV 31	Styrventil som öppnar för varmvattencirkulation genom ackumulator eller vvx *
	32	VMM 1	Spillvattenvärmeväxlaren *
	33	VMM 2	Från solfångare *
5202 Solfångare- systemet	34	GT 11	Temperatur från solfångare 1 *
	35	GT 12	Temperatur från solfångare 2 *
	36	GT 13	Temperatur i ackumulatortank *
	37	SV 21	Styrventil till solfångare 1; 100% = helt öppen *
	38	SV 22	Styrventil till solfångare 2; 100% = helt öppen *
5601	39	GF11	Vindhastighet
	3a	GM11	Relativ luftfuktighet
	3b	GT11	Varmvattentemperatur efter vvvärmeväxlare på sekundärsidan *
	3c	GT31	Utetemperatur *
	3d	SV11	Styrventil till varmvattenvärmeväxlare på primärsidan
	3e	VMM2	Fjärrvärme till varmvattenberedning *
	3f	VMM1	Fjärrvärme total
5602 Radiador- systemet	40	ELM1	Till värmepumpens kompressor
	41	GT11	Framledningstemperatur till radiatorer
	42	GT11:BB	
	43	GT12	Returledningstemperatur efter radiatorer
	44	GT13	Temperatur efter kondensorn till ackumulatorn
	45	GT14	Temperatur efter ackumulatorn till kondensorn
	46	GT15	Temperatur efter vvx på sekundärsidan
	47	SV11	Styrventil för fjärrvärme till radiatorväxlaren; 100% helt öppen
	48	SV31	3 vägsstyrventil för fjärrvärme/värmepump: 100% värmepump
	49	SV32	Shunt till radiatorsystemet 100% = ingen shuntning
	4a	VMM1	Köpt fjärrvärmeenergi till radiatorer
	4b	VMM2	Total energi till radiatorsystemet
	5603 Värmepump	4c	GT41
4d		GT42	Temperatur före förångarna på taket (från vp)
4e		GT43	Temperatur i avfrostningstank
	4f		Diverse
	50		Diverse
Fläktrum	51	ELM1	Fastighetsel + el till värmepumpens kompressor
	52	ELM2	Fastighet total
	53	FF1 F01	Varvtal fläkt 1
	54	FF1PG61	Tryck i fläktrum 1
	55	FF2 F02	Varvtal fläkt 2
	56	FF2GP	Tryck i fläktrum 2

* Givare vars loggade värden använts i arbetet

Appendix B

```

begin
flow      1/h
pressure  kPa
format    q 1
control   den=1022 cp=3850 duct=5
parameter P=-3907 Ti=50 To=70 Ts=178 r=1022 c=3850
com(1)    qmt=3360 "total flöde" 3360.000000

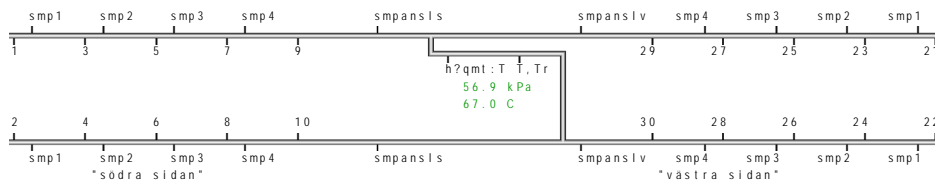
cooler    smab -4090 Ti To Ts "solfångarmoduler"
cooler    smc -3849 Ti To Ts "södra sidan"
cooler    smd -4611 Ti To Ts
cooler    sme -4611 Ti To Ts

cooler    smabv -3222 Ti To Ts
cooler    smcv -3033 Ti To Ts "västra sidan"
cooler    smdv -3633 Ti To Ts
cooler    smev -3633 Ti To Ts

set       smp1=d,13,2.5
set       smp2=d,20,2.5
set       smp3=d,25.6,2.5
set       smp4=d,32,2.5
set       smpansls=d,32,45.3 "anslutningsrör söder"
set       smpanslv=d,32,32.1 "anslutningsrör väster"

```

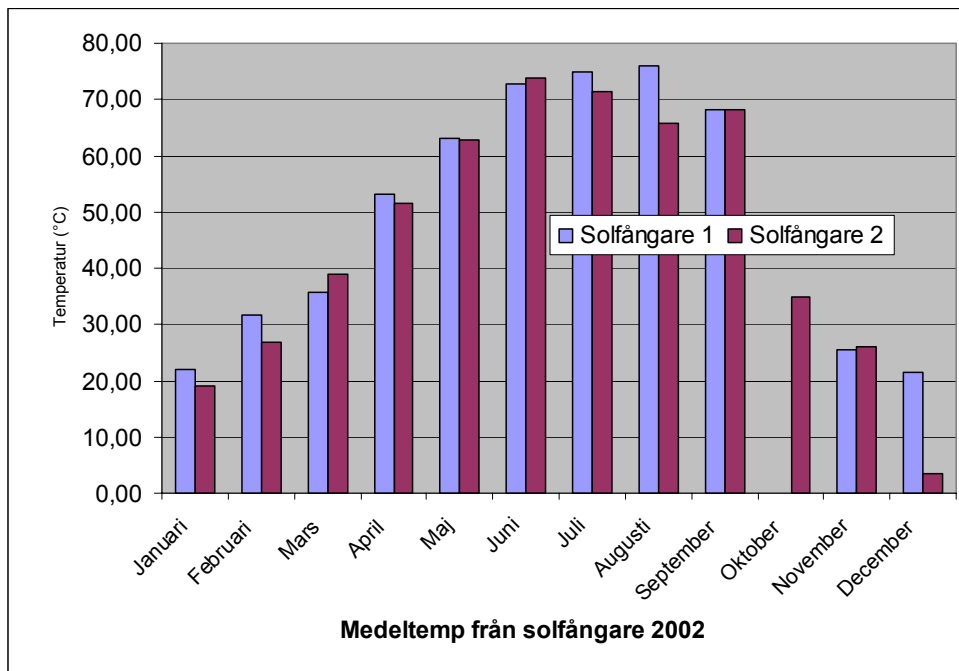
connection 10 11 12 13 14 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34



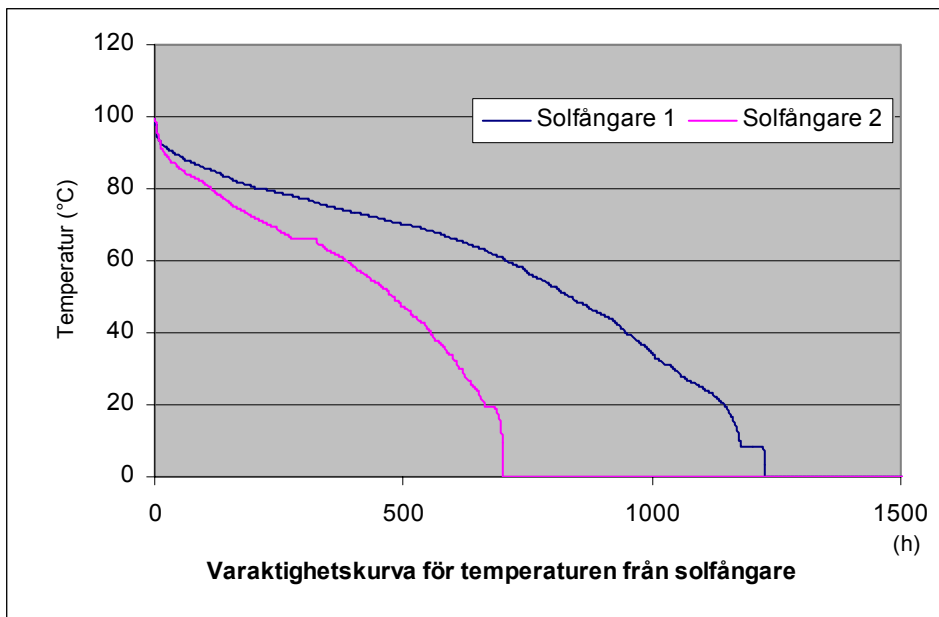
<p>1 smd: PT -4767 W 71.3 C.2: Rhqw 43.0 kPa 1 -139.5 l/h 2 0.9 kPa/m 3</p>	<p>5 smab: PT -4262 W 69.5 C.5: Rhq 33.8 kPa -132.2 l/h 0.8 kPa/m</p>	<p>21 smdv: PT -3868 W 64.6 C.2: Rhqw 45.6 kPa 4 -144.0 l/h 5 0.9 kPa/m 6</p>	<p>25 smabv: PT -3451 W 63.1 C.5: Rhq 35.8 kPa -136.6 l/h 0.8 kPa/m</p>
<p>3 sme: PT -4774 W 70.9 C.8: Rhq 43.6 kPa -141.1 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>5 smd: PT -4780 W 70.7 C.2: Rhq 44.7 kPa -142.5 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>23 smev: PT -3872 W 64.3 C.8: Rhq 46.1 kPa -145.7 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>25 smdv: PT -3875 W 64.1 C.2: Rhq 47.4 kPa -147.2 l/h 1.0 kPa/m</p>
<p>3 smc: PT -4008 W 69.6 C.4: Rhq 25.8 kPa -123.7 l/h 0.7 kPa/m</p>	<p>7 sme: PT -4785 W 70.4 C.8: Rhq 45.1 kPa -144.0 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>23 smcv: PT -3247 W 63.2 C.4: Rhq 27.3 kPa -127.8 l/h 0.7 kPa/m</p>	<p>27 smev: PT -3879 W 63.9 C.8: Rhq 47.8 kPa -148.7 l/h 1.0 kPa/m</p>
<p>3 smd: PT -4771 W 71.1 C.2: Rhq 43.6 kPa -140.5 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>7 smc: PT -4020 W 69.0 C.4: Rhq 26.9 kPa -126.9 l/h 0.7 kPa/m</p>	<p>23 smdv: PT -3870 W 64.4 C.2: Rhq 46.1 kPa -145.1 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>27 smcv: PT -3254 W 62.7 C.4: Rhq 28.5 kPa -131.1 l/h 0.8 kPa/m</p>
<p>5 sme: PT -4782 W 70.6 C.8: Rhq 44.7 kPa -143.2 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>7 smd: PT -4786 W 70.4 C.2: Rhq 45.6 kPa -144.0 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>25 smev: PT -3877 W 64.0 C.8: Rhq 47.4 kPa -147.9 l/h 1.0 kPa/m</p>	<p>27 smdv: PT -3879 W 63.9 C.2: Rhq 48.2 kPa -148.8 l/h 1.0 kPa/m</p>
<p>3 smab: PT -4252 W 70.0 C.5: Rhq 32.7 kPa -129.6 l/h 0.8 kPa/m</p>	<p>9 sme: PT -4792 W 70.1 C.8: Rhq 46.1 kPa -145.6 l/h 0.9 kPa/m</p>	<p>23 smabv: PT -3445 W 63.5 C.5: Rhq 34.6 kPa -133.9 l/h 0.8 kPa/m</p>	<p>29 smev: PT -3883 W 63.6 C.8: Rhq 48.8 kPa -150.4 l/h 1.0 kPa/m</p>
<p>*ab1+ : q d, 6.4, 3.9: Rhq 11 -129.6 l/h 10.9 kPa -129.6 l/h 2.8 kPa/m</p>	<p>*ab2+ : q d, 6.4, 3.9: Rhq 12 -132.2 l/h 11.3 kPa -132.2 l/h 2.9 kPa/m</p>	<p>*ab1+ : q d, 6.4, 3.9: Rhq 31 -133.9 l/h 11.6 kPa -133.9 l/h 3.0 kPa/m</p>	<p>*ab2+ : q d, 6.4, 3.9: Rhq 32 -136.6 l/h 12.0 kPa -136.6 l/h 3.1 kPa/m</p>
<p>*c1+ : q d, 6.4, 6.9: Rhq 13 -123.7 l/h 17.8 kPa -123.7 l/h 2.6 kPa/m</p>	<p>*c1+ : q d, 6.4, 6.9: Rhq 33 -127.8 l/h 18.9 kPa -127.8 l/h 2.7 kPa/m</p>		

Appendix C

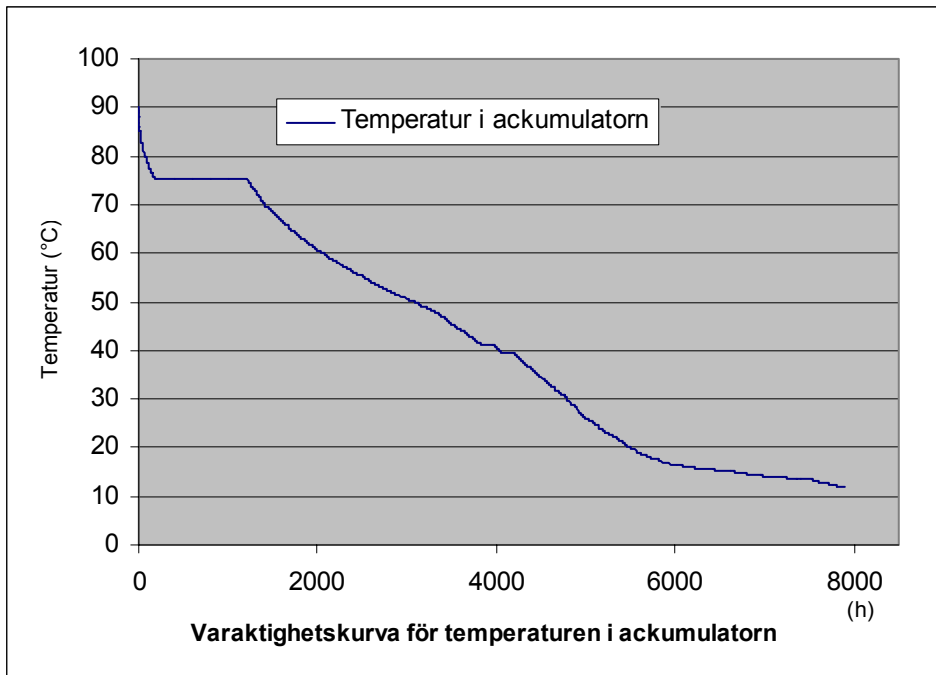
2002



Medeltemperatur 2002 (°C)				
	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Medeltemp	Aktiv tid (h)	Medeltemp	Aktiv tid (h)
Januari	22,01	38	19,00	7
Februari	31,72	76	26,77	26
Mars	35,63	162	38,94	74
April	53,08	145	51,54	115
Maj	63,19	156	62,93	125
Juni	72,64	156	73,93	117
Juli	74,95	154	71,50	103
Augusti	75,93	158	65,79	43
September	68,22	148	68,07	52
Oktober	0,00	0	34,95	27
November	25,49	17	26,00	10
December	21,47	21	3,53	10
Medel	47,53		49,04	
Totalt		1210		699

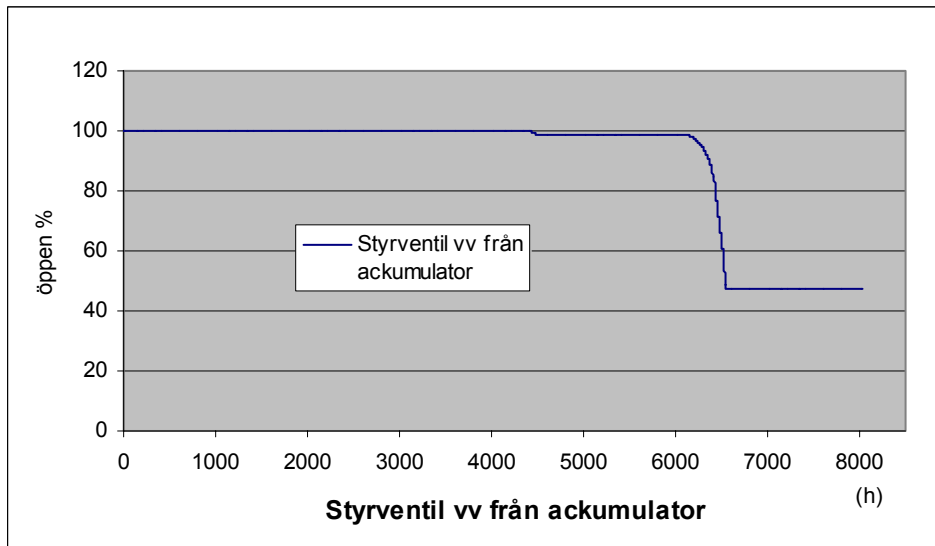
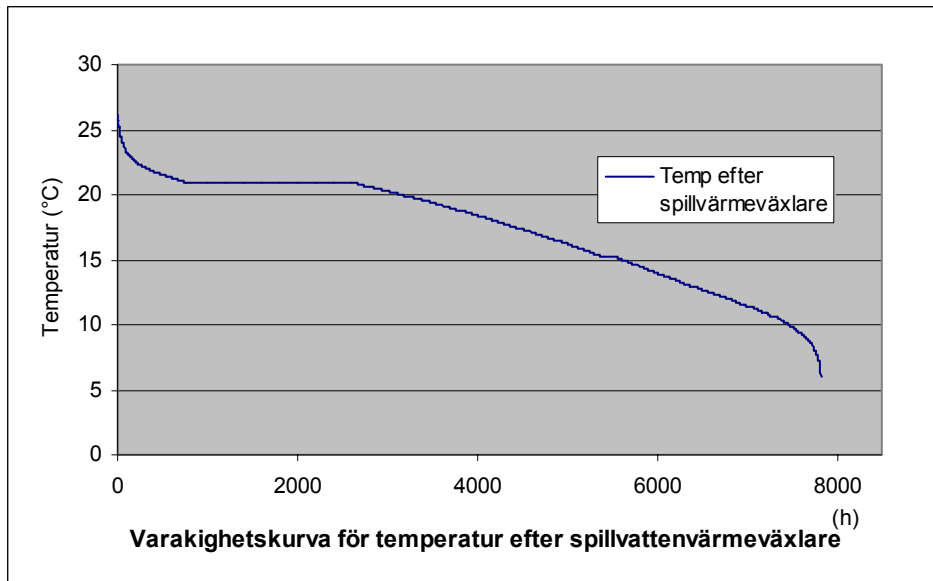


Temperaturlgänglighet i solfångare				
Temperatur (°C)	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Tid (h)	% av tot	Tid (h)	% av tot
>90	41	3,5%	19	2,7%
>80	216	18,4%	111	15,9%
>70	504	42,8%	228	32,7%
>60	705	59,9%	382	54,7%
>50	836	71,0%	478	68,5%
>40	946	80,4%	554	79,4%
	Tot tid (h): 1177		Tot tid (h): 698	



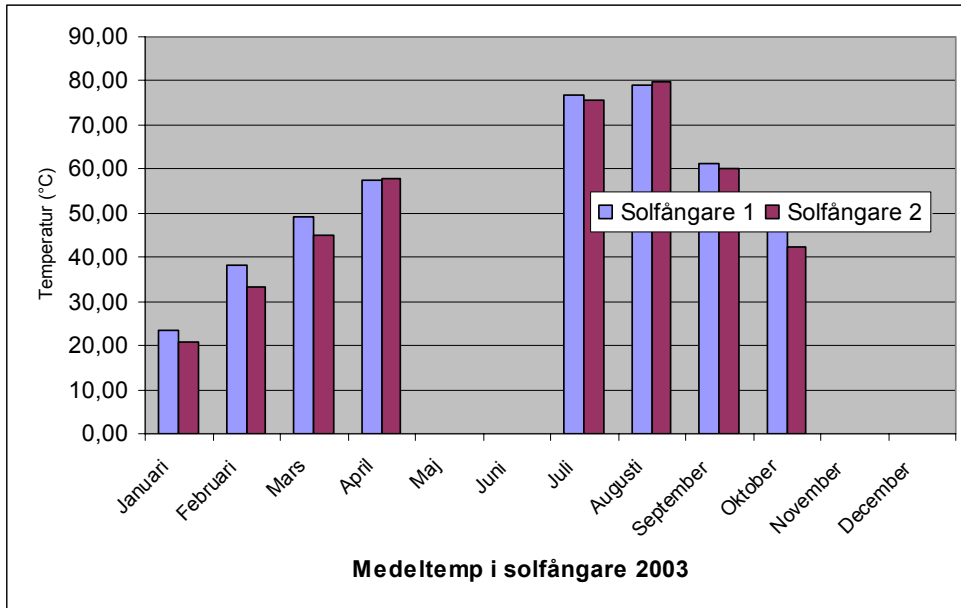
Temperaturlgänglighet i ackumulator		
Temperatur (°C)	Tid (h)	% av tot
>90	1	0,0%
>80	71	0,9%
>70	1414	17,9%
>60	2063	26,1%
>50	3089	39,1%
>40	4042	51,1%
Tot tid (h): 7906		

	Medeltemperatur	
	Ackumulator	
	Medeltemp(°C)	Aktiv tid (h)
Januari	13,89	744
Februari	19,44	672
Mars	34,19	744
April	38,83	720
Maj	49,00	744
Juni	62,18	720
Juli	61,60	744
Augusti	75,48	744
September	60,20	720
Oktober	38,77	75
November	19,69	605
December	14,18	674
Medel	45,36	
Totalt		6627

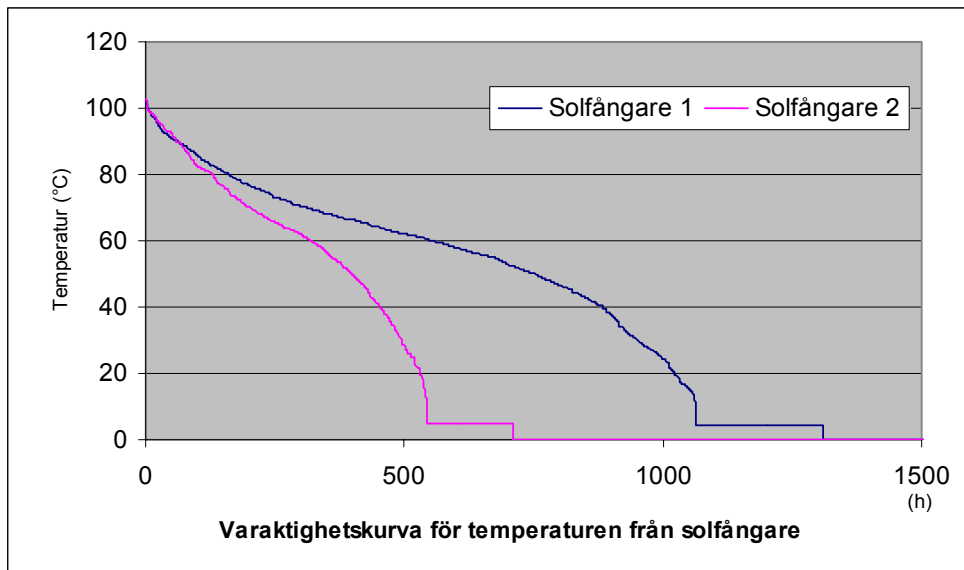


Utnyttjande av värme från ackumulatorn		
öppen (%)	styrventil vv från ackumulatorn	
100%	4374 h	54,6%
0%	0	0,0%

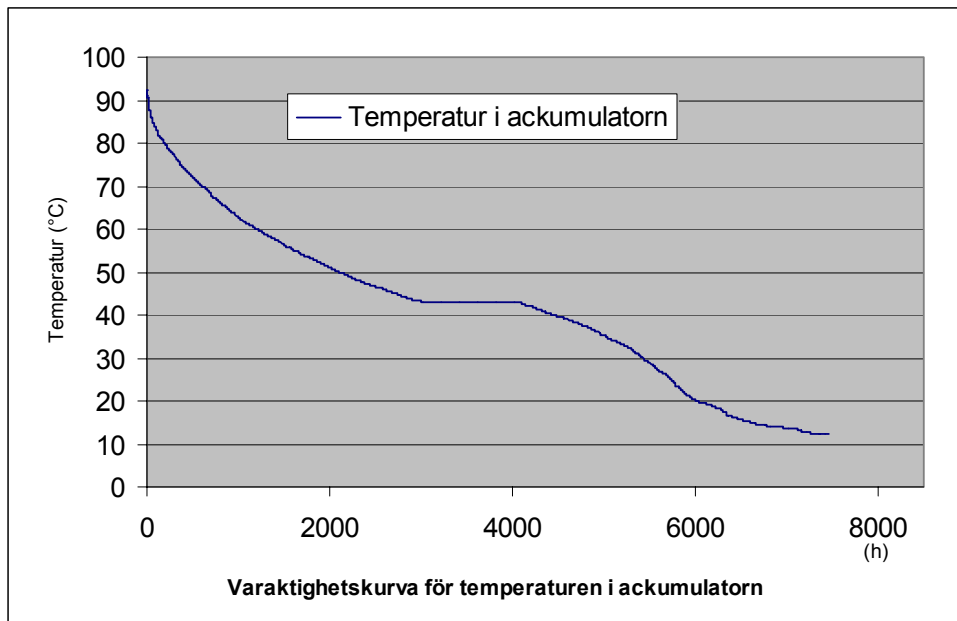
2003



	Medeltemperatur 2003 (°C)			
	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Medeltemp	Aktiv tid (h)	Medeltemp	Aktiv tid (h)
Januari	23,46	25	20,65	8
Februari	38,23	81	33,39	31
Mars	49,08	154	45,16	57
April	57,48	168	57,67	95
Maj	*	166	*	110
Juni	*	154	*	110
Juli	76,66	143	75,57	130
Augusti	78,87	147	79,94	90
September	61,43	147	60,30	61
Oktober	46,24	121	42,25	14
November	*	*	*	*
December	*	*	*	*
Medel	53,93		51,87	
Totalt		1306		706

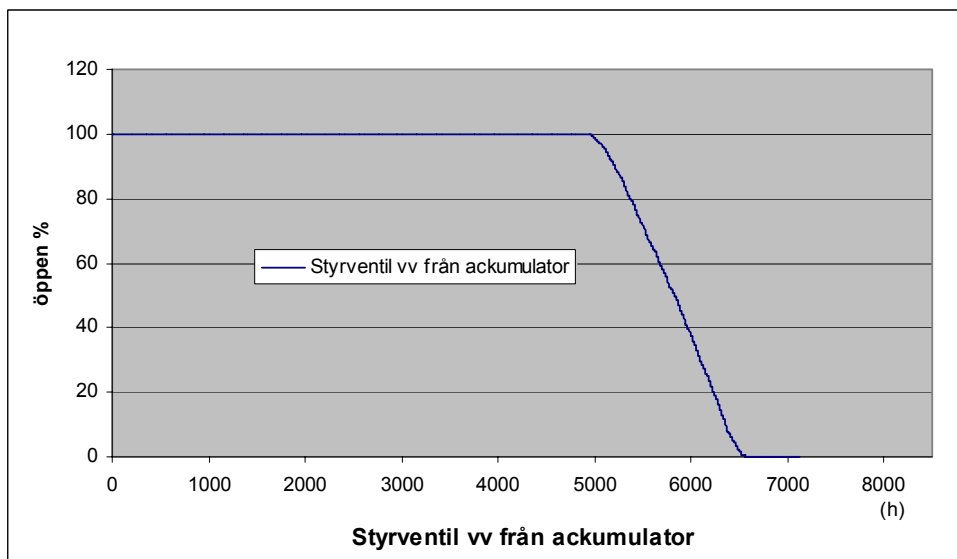
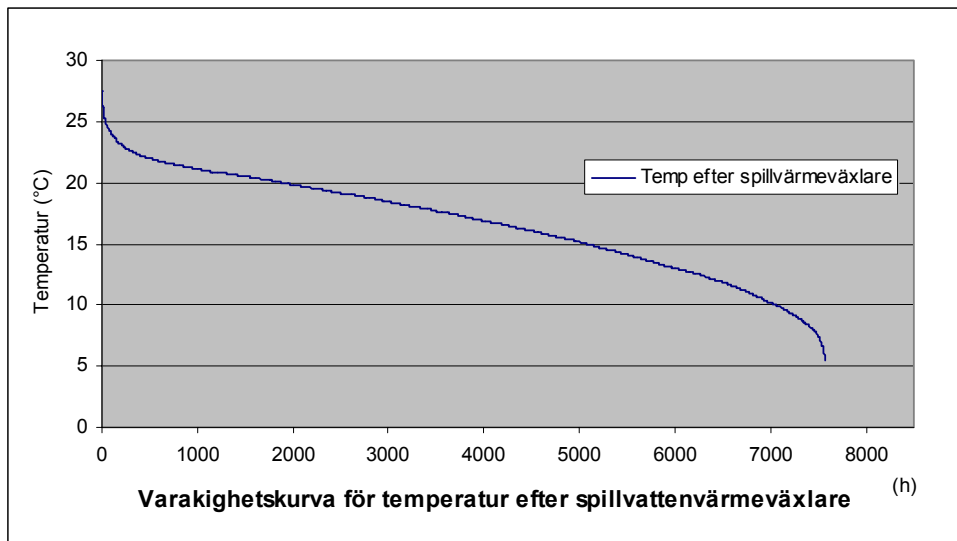


Temperaturlägenhet i solfångare				
Temperatur (°C)	Solfångare 1		Solfångare 2	
	Tid (h)	% av tot	Tid (h)	% av tot
>90	62	5,8%	59	10,9%
>80	159	15,0%	129	23,8%
>70	312	29,4%	202	37,2%
>60	554	52,1%	318	58,6%
>50	753	70,8%	399	73,5%
>40	882	83,0%	453	83,4%
	Tot tid (h): 1063		Tot tid (h): 543	



Temperaturlgänglighet i ackumulatör		
Temperatur (°C)	Tid (h)	% av tot
>90	10	0,1%
>80	197	2,6%
>70	603	8,1%
>60	1200	16,1%
>50	2106	28,2%
>40	4463	59,8%
Tot tid (h): 7457		

	Medeltemperatur	
	Ackumulatör	
	Medeltemp (°C)	Aktiv tid (h)
Januari	13,58	744
Februari	21,52	672
Mars	33,04	744
April	45,47	720
Maj	42,41	744
Juni	47,18	720
Juli	64,18	744
Augusti	67,55	744
September	48,68	720
Oktober	34,61	744
November	*	*
December	*	*
Medel	41,82	
Totalt		7296



Utnyttjande av värme från ackumulatorn		
öppen (%)	styrventil vv från ackumulatorn	
100%	4956 h	69,7%
0%	510 h	7,2%