

2014-01-01 – 2016-02-26

Simulering och mätning av utbytet från solvärmeanläggningar i Norrbotten

Slutrapport /Kjell Skogsberg

Sammanfattning

Solvärme fungerar även i Norrbotten, trots att det är så mörkt på vintern. Och det finns många bra solfångare, men det är helt avgörande för solvärmesystemets prestanda hur anläggningen dimensionerats, hur vissa detaljer utformats, samt hur solvärmesystemet ansluts till och styrs gentemot det övriga värmesystemet. I projektet fanns både bra och mindre bra exempel.

Mätningarna och simuleringarna som gjordes i projektet visar att solvärme definitivt kan fungera alldeles utmärkt i Norrbotten. Alla anläggningarna i projektet hade förutsättningar att fungera bra, även om inte alla gjorde det. Projektet visar också att solvärme med god funktion kan kombineras med olika värmekällor och även nyttjas i olika slags anläggningar. En nackdel med all väderberoende energi är dock att utbytet kan variera mycket mellan olika år. Under 2001 – 2010 var det en skillnad på cirka $\pm 10 - 15$ % från medelvärdet under decenniet.

Vårt nordliga läge påverkar såklart solvärmeutbytet, men simuleringarna visade att för en villa med ett givet värmebehov är solvärmeutbytet i Kiruna mindre än 10 % sämre än i Stockholm. Det högsta månatliga solvärmeutbytet fås i maj, utom för villorna i Kiruna och Övertorneå som har det högsta utbytet i april. En vill kanske tro att en solvärmeanläggning i norra Sverige på års-basis levererar en större andel av sin värme under sommaren än en anläggning i Stockholm, p.g.a. dom många soltimmar, men det är inga stora skillnader i fördelningen. Kiruna levererar faktiskt lägst solandel av värmebehovet under juni och juli i simuleringarna.

För att få ett maximalt utbyte från sin anläggning bör en välja bra solfångare (det finns många bra modeller, och vakuum eller plana spelar inte så stor roll), rikta dom så nära mot söder som möjligt, luta dom cirka 45°, undvika skuggning, samt låta dom arbeta mot så låg temperatur som möjligt. Riktning och lutning är inte så kritiskt så länge solfångarna lutar 30 – 60° och är riktade mellan sydväst och sydost, då tappet blir mindre än 10 % jämfört med det optimala.

Utbytet från en viss solfångaranläggning ökar i stort sett linjärt med minskad temperatur i solfångarna p.g.a. lägre förluster. För att solfångarna ska kunna arbeta mot låg temperatur så ska tillskottsvärmen värma så liten del (övre delen) av ackumulatortanken som möjligt till så låg temperatur som möjligt. Hur mycket "så liten del som möjligt" innebär beror på värmebehoven, hur övriga komponenter ser ut samt vilken säsong det är. Det är med andra ord en balansgång, eftersom den säkerställda värmen i övre delen av tanken samtidigt måste räcka till det faktiska värmebehovet. En bra solfångaranläggning är lagom stor, har bra komponenter, en väldimensionerad ackumulatortank, är bra ansluten till övriga systemet och har en bra styrning.

Simuleringarna visade att med högre värmebehov ökar solvärmeutbytet (i kWh) samtidigt som andelen solvärme (i %) minskar. Det högre solvärmeutbytet beror på att med högre värmebehov sjunker temperaturen som solvärmesystemet jobbar mot varvid utbytet ökar, men utbytet ökar inte lika fort som värmebehovet. Det innebär inte att det är mest kostnadseffektivt att ha en så liten sol-värmeanläggning som möjligt. Det beror på att andra gemensamma

kostnader som t.ex. rördragning och installation blir ungefär samma för en liten som för en större solvärmeanläggning. För att få fram den mest kostnadseffektiva lösningen (lägst kostnad per kWh) måste en jämföra förväntat utbyte och totala kostnaden för några olika alternativ.

I projektet mättes solvärmeutbytet från fem stycken solfångaranläggningar genom mätningar av fyra temperaturer, flödet och el till cirkulationspumpen. På en plats mättes även solinstrålningen. Temperaturerna på tre av anläggningarna mättes före och efter solfångarna samt före och efter värmeväxlingen mot ackumulatortank eller motsvarande. På så sätt kunde både bruttoutbytet (den värmemängd solfångarna tog upp), nettoutbytet (den värmemängd som solvärmesystemet lämnade ifrån sig), och förlusterna (skillnaden mellan brutto- och nettoutbyte) beräknas.

Tanken var att mätningarna skulle pågå i två år, men diverse problem gjorde att det inte finns fullständiga mätningar från någon av anläggningarna. Det var särskilt problem med flödesmätningarna, och eftersom inga av dessa var tillförlitliga uppskattades flödet m.h.a. uppgifter om pumparna. Här finns m.a.o. en relativt stor osäkerhet i resultaten nedan.

Dom flesta solfångarna som säljs i Sverige är certifierade och testade enligt Solar Keymark. Det beräknade utbytet för en solfångare i Stockholm (vänd mot söder, med 45° lutning och 50°C arbetstemperatur) enligt en standardiserad modell presenteras regelbundet i en förteckning från Sveriges tekniska forskningsinstitut (SP). I förteckningen redovisas typ av solfångare, modul- och referensareor samt utbytet per modul och per m² referensarea (se s 7 – 8).

I Luleå/Sunderbyn användes en solvärmeanläggning med 12 m² vakuumsolfångare för en villa och ett halvvarmt stall. Värmeanläggningen bestod av en vedpanna, en stor ackumulatortank främst för vinterbruk, en mindre ackumulatortank för sommarbruk, elpatroner i respektive tank samt solvärmeanläggningen. Bruttoutbytet från solvärmeanläggningen beräknades till cirka 4 % lägre än i SP:s förteckning. Förlusterna motsvarade cirka 29 % av bruttoutbytet. Det simulerade utbytet för anläggningen var cirka 7 % lägre än det uppmätta plus beräknade utbytet. Det berodde förmodligen på felaktiga antaganden kring flödet, men kan också ha berott på lägre temperaturer i verkligheten. Anläggningen fungerade bra enligt både mätningar och simuleringar.

I Sangis användes en solvärmeanläggning med 34 m² vakuumsolfångare för en grupp fastigheter med totalt åtta lägenheter med varmgarage. Anläggningen bestod av en flispanna, en primär ackumulatortank, fyra sekundära ackumulatortankar, elpatroner samt solvärmeanläggningen. Solanläggningen fungerade inte bra under 2015 och för 2014 finns bara tillfredsställande mätningar för cirka 70 sommardagar. Solstrålningen mot en yta i samma riktning som solfångarna uppmättes till 436 kWh/m² under perioden och det uppmätta plus beräknade bruttoutbytet var 139 kWh/m² modularea, vilket ger en bruttoverkningsgrad på 32 %. Det är något lägre än det borde vara. Förlusterna motsvarade cirka 13 % av bruttoutbytet. Det simulerade utbytet för anläggningen var bara 1.5 % lägre än i SP:s förteckning, vilket berodde på att solvärmeanläggningen var mycket underdimensionerad (under sommarmånaderna juni – augusti stod solfång-

arna bara för cirka 50 % av värmebehovet). Underdimensioneringen medförde att solvärme-systemet i simuleringarna alltid jobbade mot en låg temperatur i botten på primärtanken. Jämförelsen med SP:s förteckning är därmed inte helt rättvis. Anläggningen fungerade bra enligt simuleringarna.

I Kiruna användes en solvärmeanläggning med 16 m² plana solfångare för en villa. Värmeanläggningen bestod av en ved- och pelletspanna, en värmepump, två ackumulatortankar i serie, en elpatron i varma tanken samt solvärmeanläggningen som kunde värma båda tankarna beroende på dom olika temperaturerna. Bruttoutbytet var enligt mätningar plus beräkningar något bättre än i SP:s förteckning, trots placeringen i Kiruna. Orsaken var förmodligen lägre temperaturer i verkligheten än i SP:s förteckning, men också att det beräknade flödet var för högt. Förlusterna motsvarade cirka 10 % av bruttoutbytet. Det simulerade utbytet var cirka 8 % lägre än det uppmätta. Anläggningen fungerade bra i både mätningar och simuleringar.

I Råneå användes en solvärmeanläggning med 253 m² plana solfångare av en lite enklare modell, för en utomhuspoolanläggning med omklädningsbyggnad. Värmeanläggningen bestod av fjärrvärme, två ackumulatortankar samt solvärmeanläggningen. Solfångarna var riktade mot sydväst och lutade 45°, och kunde värma poolen och ackumulatortankarna separat. Bruttoutbytet enligt mätningarna uppskattades till cirka 14 % sämre än i SP:s förteckning, och förlusterna från solfångarna till värmeväxlingen motsvarade cirka 27 %. Dom stora förlusterna berodde på att rören inte var isolerade. Det simulerade utbytet var 46 % bättre än det uppmätta plus beräknade nettoutbytet, och 6 % lägre än testvärdena. Den stora skillnaden mellan mätt och simulerat nettoutbyte berodde på förlusterna. Både det uppmätta bruttoutbytet och det simulerade utbytet var bra, trots solfångarnas riktning mot sydväst, och berodde på att solvärmesystemet i huvudsak jobbade mot poolens lägre temperaturer under sommaren.

I Harads användes en solvärmeanläggning med 104 m² plana solfångare, för ett mindre fjärrvärmesystem och värmning av en flisficka. Värmeanläggningen bestod av en flispanna och solvärmeanläggningen. Solfångarna var riktade något mer åt väst än sydväst och lutade 50°. Här finns bara mätningar för 2015. Utbytet enligt anläggningens egna mätningar var cirka 67 % sämre än i SP:s förteckning och berodde på att solfångarna arbetade med höga temperaturer samt på att dom var riktade ganska långt från söder. Det gick inte att beräkna förluster för anläggningen. Det simulerade utbytet var cirka 20 % lägre än i SP:s förteckning och markant bättre än det uppmätta. Simuleringarna visar att den aktuella solfångaren borde kunna producera avsevärda värmemängder i norra Sverige även om riktningen inte var optimal. Orsaken till skillnaderna mellan uppmätt och simulerat utbyte blev aldrig klarlagd.

Solinstrålningen beräknades med en modell från SMHI för 2001 – 2010. Medelinstrålningen varierade från 764 kWh/m² och år i Kiruna till 846 kWh/m² och år i Sangis. Skillnaden mellan dom kustnära platserna var försumbara. Cirka 80 % av solinstrålningen kommer under dom fem "sommarmånaderna" April – Augusti.

Innehållsförteckning

Introduktion.....	6
<i>Solfångare, solceller och solvärmesystem</i>	<i>6</i>
Olika sorters solfångare och deras areor.....	7
<i>Om mätningarna.....</i>	<i>8</i>
<i>Om simuleringarna</i>	<i>9</i>
<i>Om solinstrålning</i>	<i>9</i>
Mätningar och simuleringar.....	10
<i>Anläggning 1, Luleå/Sunderbyn.....</i>	<i>11</i>
Värmebehov	12
Mätningar	13
Simuleringar.....	14
Diskussion och slutsatser.....	15
<i>Anläggning 2, Sangis.....</i>	<i>17</i>
Mätningar	18
Simuleringar.....	19
Diskussion och slutsatser.....	20
<i>Anläggning 3, Kiruna.....</i>	<i>23</i>
Mätningar	24
Simuleringar.....	27
Diskussion och slutsatser.....	28
<i>Anläggning 4, Råneå.....</i>	<i>31</i>
Mätningar	32
Simuleringar.....	35
Diskussion och slutsatser.....	36
<i>Anläggning 5, Harads.....</i>	<i>39</i>
Mätningar	39
Simuleringar.....	42
Diskussion och slutsatser.....	43
<i>Hur påverkar olika parametrar solvärmeutbytet?.....</i>	<i>45</i>
Hur påverkar den geografiska placeringen?.....	45
Hur påverkar solfångarnas lutning och orientering (riktning)?	49
Hur påverkar typ av solfångare?.....	50
Hur påverkar värmebehovets storlek.....	52
Hur påverkar olika placering av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme?	54
Hur påverkar temperaturbehovet?	56
<i>Solinstrålning</i>	<i>59</i>



Introduktion

Det här är slutrapporten för projektet ”Simulering och mätning av utbytet från solvärmeanläggningar i Norrbotten”. Rapporten är en sammanställning av resultaten från mätningar på och simuleringar av fem solvärmeanläggningar i Norrbotten. Förutom resultaten så inkluderar rapporten även beskrivningar av respektive anläggning samt jämförelser av mätningarna och simuleringarna och kortare analyser. I rapporten redovisas även en undersökning om påverkan av några principiellt viktiga parametrar; var anläggningen finns, lutning och riktning för solfångarna, typ av solfångare, placeringen av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme, samt värmebehovets storlek och temperatur.

Projektet utfördes på Energikontor Norr och pågick från 20140101 till 20160226. Projektledare för arbetet var Kjell Skogsberg. Projektet finansierades av Länsstyrelsen i Norrbottens län, vilket vi tackar varmt för.

Solfångare, solceller och solvärmesystem

Solfångare genererar värme (oftast för varmt vatten men även varm luft förekommer) medan solceller producerar elektricitet. Det finns även andra system för utvinning av solenergi men dessa är inte så relevanta i Sverige, i alla fall inte än. Det här projektet handlade enbart om solfångare för varmt vatten, d.v.s. uppvärmning och/eller tappvarmvatten. Om solfångarna används för både tappvarmvatten och uppvärmning kallas det för kombisystem.

De flesta solfångare som säljs i Sverige är testade enligt standardiserade förhållanden och märkta med Solar Keymark, vilket är en frivillig kvalitetsmärkning. Prestandatestet innebär att solfångaren teoretiskt placeras i Stockholmstrakten, vänd mot söder, med 45° lutning och att den arbetar med 50°C konstant absorbatortemperatur. Alla solfångarmodellerna i projektet var märkta med Solar Keymark. SP (Sveriges tekniska forskningsinstitut) publicerar med jämna mellanrum en uppdaterad förteckning över solfångare på svenska marknaden certifierade med Solar Keymark inklusive beräknade årliga energiutbyten.

Det finns flera sorters vattenburna solvärmesystem men gemensamt för dom flesta är att dom har en separat krets med en värmebärare som överför värmen till varmvatten och ev. uppvärmningssystemet via någon sorts värmeväxlare. Den kretsen benämns här solkrets. Värmebäraren består vanligen av vatten med en tillsats som ska förhindra frysning.

Solvärme i Norrbotten är i första hand en lösning för sommarhalvåret, även om en bra solvärmeanläggning levererar viss värme även i februari och november. Småskalig solvärme ska därför ses som ett komplement till någon annan värmekälla. Traditionellt har solvärme kompletterat framförallt vedpannor, med en elpatron som säkerhet under hela året och komplement till solfångarna sommartid. I den här studien fanns exempel på anläggningar där solvärmen även kompletterade värmepumpar, fjärrvärme, flispannor och pelletspannor. Det

finns även tekniker för att använda solvärme året om, men det förutsätter storskalighet och säsongslagring av värme. Sådana lösningar vore möjliga även i Norrbotten.

Olika sorters solfångare och deras areor

Det finns flera olika sorters solfångare men vanligast är s.k. plana solfångare och vakuumsolfångare (eller vakuumrörsolfångare). En plan solfångare består vanligen av en hel absorbatörplåt som på baksidan är försedd med en rörslinga för värmebäraren. Hela absorbatörpaketet sitter i en välisolerad låda med en glasskiva framtill. Den plana solfångaren fångar upp all infallande strålning mot absorbatören och har större förluster och en lägre arbetstemperatur än vakuumsolfångaren, men kan ändå komma upp i 200°C. Dagg, snö och frost avdunstar snabbt från en plan solfångare genom att glaset värms upp underifrån. Plana solfångare av bra kvalitet har en lång livslängd, 30 år eller mer.

En vakuumsolfångare består av ett antal vakuumrör. Vakuumrören är utformade som termosflaskor, d.v.s. två rör med vakuum mellan. Det yttre röret är transparent och det inre är själva absorbatören. I centrum av det inre röret blir det oerhört varmt (kan bli upp mot 280°C), och det finns flera sätt att transportera ut värmen på. Två av dessa är u-rör och heat-pipe. I u-rörsmodellen går ett kopparrör ner i vakuumröret och vänder i ett u, Figur 1.

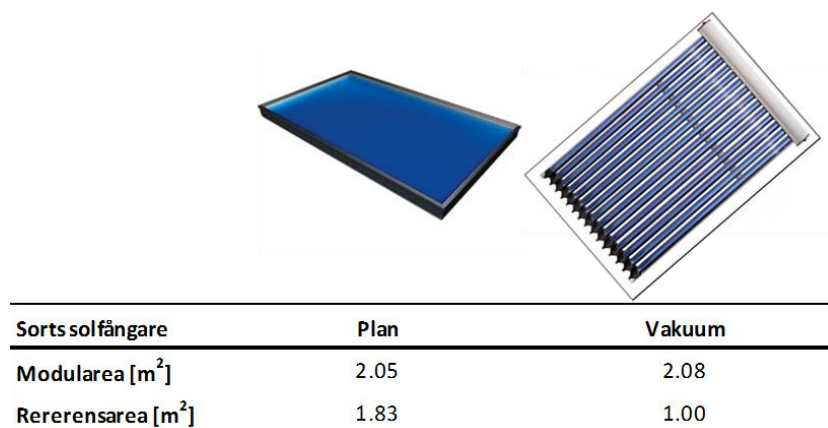


Figur 1 Exempel på vakuumsolfångare med U-rör.

I kopparröret cirkulerar värmebäraren som tar upp värme från luften i vakuumröret. I en heat-pipe går en kopparpistong innehållande en speciell vätska ner i vakuumröret. Toppen på pistongen förs in i en värmeväxlare. När temperaturen i vakuumröret höjs förångas vätskan i

pistongen och stiger uppåt till värmeväxlaren. Där kyls den av, kondenseras och rinner tillbaka ner i pistongen för att åter hettas upp och förångas. En solfångare med heat-pipe måste därför monteras lutande. I vakuumsolfångare är det ofta ett glapp mellan vakuumrören där en del av solinstrålningen går förlorad, men det finns också vakuumsolfångare med reflektorer bakom vakuumrören.

För solfångare brukar man prata om två olika areor, modularea (även kallad brutto- eller grossarea) och referensarea (även kallad aperturarea). Dessa definieras enligt SP som att modularea är den area som en solfångare (en modul) upptar på taket, alltså yttermått. Referensarean skiljer sig däremot för olika sorters solfångare. För plana solfångare är referensarean lika med den genomskinliga frontarean. För vakuumsolfångare är referensarean lika med glaströrets innerdiameter gånger längden gånger antalet rör. För vakuumrör med reflektor räknas även reflektorns projicerade area med. Modularea och referensarea skiljer sig åt ganska kraftigt för vakuumsolfångare utan reflektor, se Figur 2. I projektet har enbart modularea använts då det är den plats en solfångare tar på taket.



Figur 2 Exempel på plan- och vakuumsolfångare och deras olika areor.

Om mätningarna

I projektet har temperaturer och flöde i solkretsen och el till cirkulationspumpen för solkretsen mätts. På en plats har även solinstrålningen mätts. För att minska antalet resor användes trådlösa internetrouterar för att hämta hem mätdata från fyra av dom fem platserna. Vissa av mätningarna och fjärravläsningen fungerade inte tillfredsställande under projektet, vilket bl.a. ledde till att mätvärden för vissa perioder saknas. Flödesmätningarna var dock det stora sorgebarnet, och det finns inte tillfredsställande mätningar för någon av dom tre anläggningar där projektet satte upp egen flödesmätning. På de två andra anläggningarna fanns flödesmätare när projektet startade och mätningarna i dessa visade rimliga värden.

För att ändå kunna göra beräkningar av solvärmeutbytet för dom tre anläggningar där

tillförlitliga flödesmätningar saknades så användes en annan metod. Flödet beräknades där som en funktion av respektive pumps elanvändning, utifrån på pumpen angivna uppgifter om flöde och effekt samt en uppskattning av den erforderade tryckhöjden (motståndet) för respektive anläggning. Det gav en osäkerhet i beräkningarna vilken uppskattades till +/- 20 %. Det innebär att en anläggning som enligt beräkningarna fungerat bra kan i praktiken ha fungerat alltifrån inte så bra till mycket bra. Slutsatserna om mätningarna måste därför tolkas med viss försiktighet.

Vad gäller temperaturmätningarna så fungerade dom bra förutom att dom två uppmätta temperaturerna närmast ackumulatortankarna eller motsvarande i vissa fall påverkades av värmeledning från dessa.

Om simuleringarna

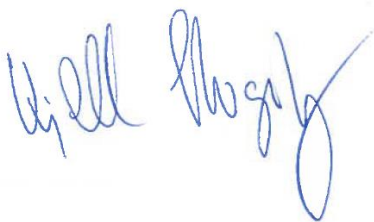
Rapporten redovisar de simuleringar som gjorts i projektet. Simuleringarna har gjorts av Tekn Lic Klaus Lorenz som jobbar på Solar Energy Research Center SERC vid Högskolan Dalarna. Klaus är också delägare i företaget Svesol och har jobbat med solvärme i många år.

Simuleringarna har gjorts i programmet Polysun. Anläggningarna i simuleringarna har gjorts så lika de faktiska förutsättningarna som programmet, kunskapen om anläggningarna och värmebehoven, samt de tillgängliga resurserna möjliggjort.

Om solinstrålning

I projektet gjordes även en jämförelse mellan solinstrålningen på dom fem aktuella orterna för åren 2001 – 2010 m.h.a. SMHI:s modell STRÅNG

Med förhoppning om intressant och givande läsning,



.....
Kjell Skogsberg

Luleå den 18 februari 2016



Mätningar och simuleringar

I projektet valdes fem anläggningar av olika sort och med spridd geografisk placering ut, för mätning och simulering. Det finns inte jättemånga anläggningar i regionen att välja på och på några möjliga anläggningar ville ägarna av olika orsaker inte att vi skulle mäta. Valet av anläggningar är därför en kombination av projektets önskemål och realiteten. De anläggningar projektet till slut valde var;

- 1 En villa i Luleå/Sunderbyn med vakuumsolfångare och kombisystem¹
- 2 Ett flerfamiljshus i Sangis med vakuumsolfångare och kombisystem¹
- 3 En villa i Kiruna med "vanliga" plana solfångare och kombisystem¹
- 4 Ett utomhusbad + omklädningsbyggnad i Råneå med plana solfångare special och kombisystem¹
- 5 Ett fjärrvärmesystem i Harads med "vanliga" plana solfångare och kombisystem¹

¹ Solens värme används för både tappvarmvatten och uppvärmning

² Se kapitlet om anläggningen i Råneå

Först beskrivs respektive anläggning inkl. värmebehovet och solfångarnas antal, riktning (väderstreck), lutning, modularea per styck och totalt, samt utbyte enligt SP:s förteckning. Därefter redovisas det uppmätta plus beräknade samt det simulerade utbytet, vilket följs av en diskussion av resultatet. I anslutning till varje anläggning finns även ett kort resonemang från simuleraren Klaus om simuleringsresultatet och anläggningens funktion, samt hur utbytet hade kunnat förbättras.

Utöver att simulera utbytet från de valda anläggningarna undersöktes även några principiellt intressanta frågeställningar genom simuleringar. Detta gjordes med de aktuella anläggningarna som modeller, och resultaten redovisas separat. De frågeställningar som undersöktes var;

- A Anläggningen i Luleå/Sunderbyn placerad på några olika platser i Norrbotten och övriga Sverige
- B1 Anläggningen i Sangis med olika lutning och orientering (riktning)
- B2 Anläggningen i Sangis med olika typ av solfångare
- C Anläggningen i Kiruna med olika värmebehov
- D Anläggningen i Råneå med olika placering av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme
- E Anläggningen i Harads med olika temperaturbehov

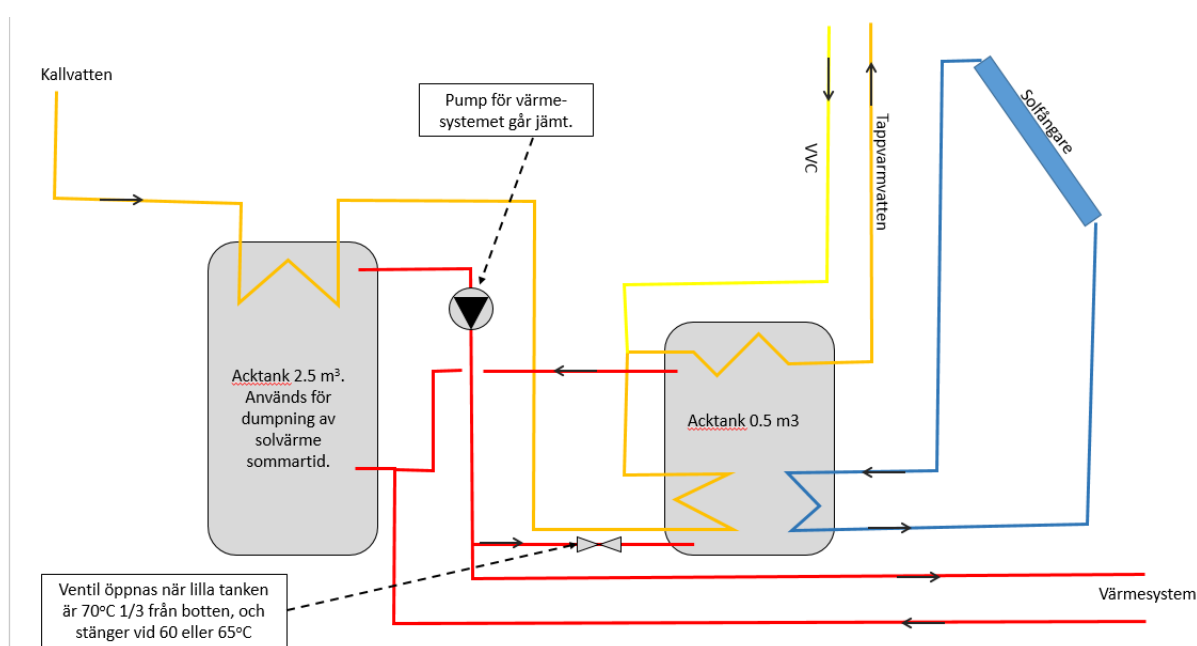
I anslutning till respektive frågeställning finns en kort diskussion om resultatet.

Anläggningarnas exakta placering och solfångarnas märke och modell redovisas inte då projektets syfte var att undersöka hur olika sorters solfångare och framförallt solvärmesystem fungerar i Norrbotten, och inte att utvärdera specifika anläggningar.

Anläggning 1, Luleå/Sunderbyn

Anläggningen var en mycket välisolerad villa plus ett relativt dåligt isolerat men svalt stall i Luleå/Sunderbyn. Vintertid värmdes byggnaderna med vedpanna och el, och sommartid med sol och el.

Vedpannan eldades mot en stor ackumulatortank på 2500 l med två elpatroner i botten (inställda på 35/40°C). Sommartid användes vedpannan inte och solfångarna arbetade primärt mot en mindre ackumulatortank på 500 l med en 3 kW elpatron cirka en tredjedel från toppen, inställd på 70°C, Figur 3. På vintern var lilla ackumulatortanken bortkopplad.



Figur 3 Principskiss av värmesystemet i Luleå/Sunderbyn.

Solsystemet bestod av tre vakuumsolfångare i serie, riktade rakt mot söder och med lutning 55°, som värmden den lilla ackumulatortanken med en stående värmeväxlingslinga i botten. Systemet styrdes genom temperaturskillnaden mellan en temperaturgivare 0.2 m från lilla ackumulatortankens botten och en i solfångarna. För att undvika överhettning och kokning i solsystemet så dumpades solvärme i stora ackumulatortanken när temperaturen i lilla ackumulatortanken blev för hög (>70°C cirka en tredjedel från botten). Det blev ofta 50-60°C i stora ackumulatortanken p.g.a. av detta.

Solfångarna var vakuumsolfångare med heat-pipe. De hade 3.95 m² modularea, 2.33 m² referensarea per modul, och 11.85 m² total modularea. Utbytet vid 50°C för Stockholmsförhållanden är enligt SP 1659 kWh/modul och år vilket ger cirka 420 kWh/m² modularea och år.

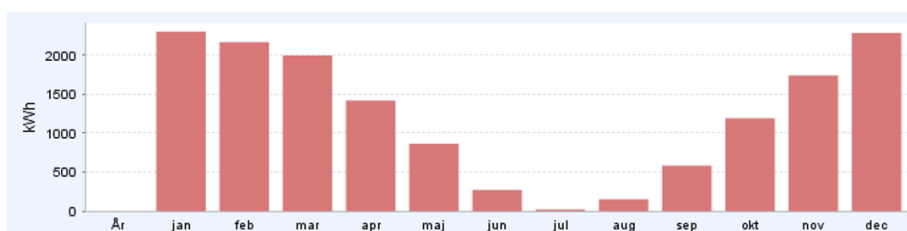
Tappvarmvattnet förvärmades sommartid i stora ackumulatortanken (om det fanns någon dumpad solvärme där) och värmdes sedan i två steg i mindre tanken, först i botten med en stående värmeväxlingslinga och sedan i toppen med en liggande värmeväxlingslinga. Varmvatten-cirkulationen var på året om, och returen från varmvattencirkulationen blandades in mellan för- och eftervärmningen av tappvarmvattnet i lilla ackumulatortanken. Vid ett besök en kall junidag när huset var tomt var framtemperaturen för varmvattencirkulationen cirka 55°C och returtemperaturen från densamma cirka 25°C. En inte obetydlig del av solvärmen försvann m.a.o. till marken p.g.a. varmvattencirkulationen.

Även cirkulationspumpen för uppvärmningssystemet var på året om. På sommaren gick allt returvatten från uppvärmningssystemet genom stora ackumulatortanken. Men om det var tillräckligt varmt i lilla ackumulatortanken (>70°C cirka en tredjedel från botten) så öppnade en ventil och en del av flödet i framledningen till uppvärmningssystemet gick till den lilla ackumulatortanken. Solvärmst vatten gick sedan tillbaka till returledningen från uppvärmningssystemet och till den stora ackumulatortanken. Ventilen stängde när temperaturen i lilla ackumulatortanken 1/3 från botten var 60 eller 65°C. På så sätt så användes solvärmen även till uppvärmning. Vid ett besök i juni var framtemperaturen för uppvärmningssystemet cirka 30°C och returtemperaturen för detsamma cirka 20°C. Vid besöket var det dåligt väder och cirka 55°C i mitten och toppen av lilla ackumulatortanken enligt termometrar på tanken, men det fanns alltså lite solvärme kvar i den stora ackumulatortanken.

Värmebehov

Solvärme användes till både uppvärmning och tappvarmvatten, men det fanns inga uppgifter om det nyttiggjorda värmebehovet annat än att det var relativt begränsat.

I simuleringarna valdes därför ett uppvärmningsbehov på 15 000 kWh/år, med fördelning enligt Figur 4, vilket motsvarar ett ganska bra isolerat hus.



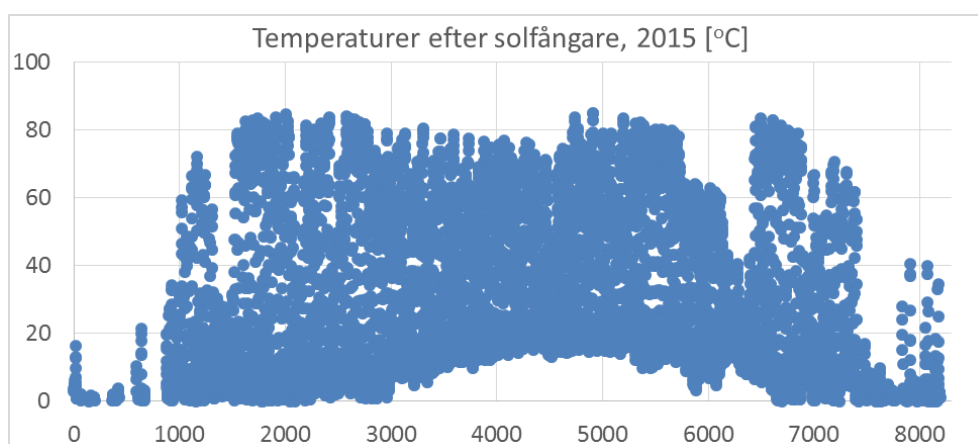
Figur 4 Uppvärmningsbehov (exkl. tappvarmvatten) per månad för det simulerade systemet i Luleå/Sunderbyn.

För tappvarmvattenbehovet antogs att det bodde fyra personer i huset, och tappvarmvattenanvändningen sattes till 60 liter per dag och person, totalt 4 740 kWh/år, jämnt fördelad över året, och med en behövd temperatur på 50°C.

Mätningar

Temperaturer för solkretsen mättes före och efter solfångarna samt före och efter värmeväxlingen i lilla ackumulatortanken. Temperaturgivarna satt nära solfångarna respektive lilla ackumulatortanken och var något isolerade. Även flöde och elförbrukningen för pumpen mättes, men flödesmätningen fungerade inte tillfredsställande.

Temperaturer mättes var 10:e minut och medelvärdet för timmen loggades. Ackumulerad elanvändning för pumpen loggades per timme. På grund av problem med fjärruppkopplingen finns mätvärden bara för perioderna 140509 – 140804, 141115 – 141231 och 150101 – 151208. Temperaturerna efter solfångarna framgår av Figur 5 (temperaturer under 0°C visas inte).



Figur 5 Uppmätta medeltemperaturer över 0°C efter solfångarna varje timme för nästan hela 2015, för anläggningen i Luleå/Sunderbyn.

Beräkningar

För att kunna göra analyser trots att flödesmätningen inte fungerade så beräknades flödet som en funktion av elförbrukning för pumpen med hjälp av uppgifter om pumpen. För enkelhetens skull antogs ett linjärt samband mellan elförbrukning och flöde.

Mätvärdena var till och från motsägelsefulla, och för att bara beräkna utbytet för timmar då systemet fungerade korrekt så användes bara timmar då temperaturen efter solfångarna var minst 1°C högre än temperaturen före dem och timmar då temperaturen före ackumulatortank/värmeväxlare var högre än temperaturen efter. Övriga timmar sattes utbytet till noll. Utbytet från solfångarna (brutto) och utbytet till värmesystemet (netto) beräknades med det uppskattade flödet och temperaturskillnaden.

Förlusterna under de timmar då systemet var igång, enligt ovanstående kriterier, beräknades m.h.a. temperaturskillnaden efter solfångare till före ackumulatortank samt efter ackumulatortank till före solfångare. Timmar då den uppmätta temperaturen ökade från solfångare till ackumulatortank och från ackumulatortank till solfångare sattes förlusterna till noll. Orsaken till att

det kunde bli så reddes aldrig ut, men dessa timmar var i undantag.

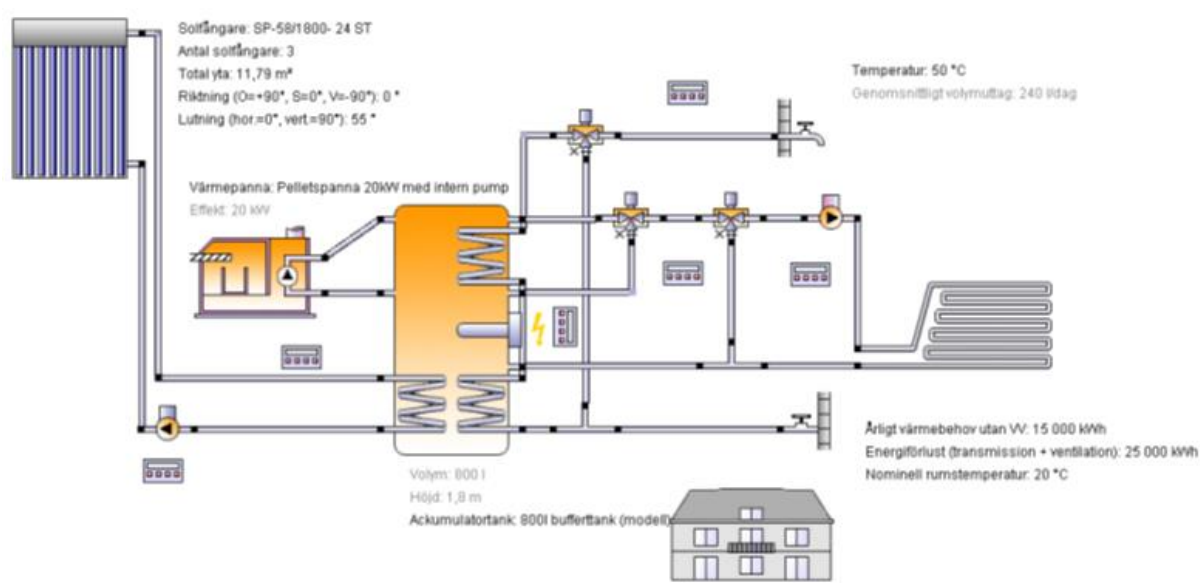
Resultat

Bruttoutbytet för perioden 140509 – 140804 beräknades till 1991 kWh, och nettoutbytet till 1801 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 10 % av bruttoutbytet. Enligt mätningarna uppstod cirka tre fjärdedelar av förlusterna från ackumulatortanken till solfångarna. Mätningarna från slutet av 2014 bedömdes som relativt irrelevanta och analyserades inte.

Bruttoutbytet för perioden 150101 – 151208 (i stort sett hela året) beräknades till 4762 kWh, och nettoutbytet till 3401 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 29 % av bruttoutbytet. Även här uppstod större delen av förlusterna (cirka 80 %), enligt mätningarna, från ackumulatortanken till solfångarna. Det specifika bruttoutbytet för perioden beräknades till 402 kWh/m² modularea och det specifika nettoutbytet till 287 kWh/m² modularea.

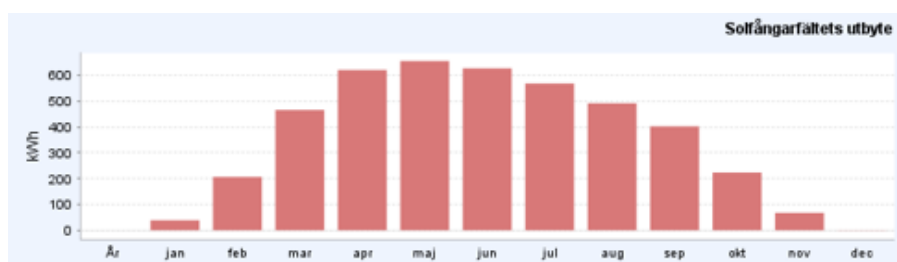
Simuleringar

För simuleringen användes ett standard kombisystem, Figur 6.



Figur 6 Simulerat system för Luleå/Sunderbyn.

Det totala simulerade utbytet för Luleå/Sunderbyn blev 4369 kWh/år vilket motsvarar cirka 376 kWh/m² modularea och år. Utbytet som energi per månad framgår av Figur 7. Solvärmeutbytet motsvarade cirka 20 % av det totala värmebehovet på årsbasis.



Figur 7 Solvärme per månad, för anläggningen i Luleå/Sunderbyn.

Diskussion och slutsatser

Det uppmätta plus beräknade bruttoutbytet för 2015 var cirka 4 % lägre än testvärdena i SP:s förteckning. En orsak till det lägre utbytet var att temperaturen i solfångarna i Luleå/Sunderbyn i medel var cirka 60°C vid drift, jämfört med 50°C i förteckningen, vilket ökar förlusterna. En annan orsak var att temperaturen i Norrbotten är lägre än den i testvärdena, vilket också ökar förlusterna. Det var förmodligen också så att solinstrålningen var lägre, men det undersöktes inte. Det finns därför orsak att misstänka att resultatet var för bra och att solfångarsystemet inte fungerade riktigt så bra som resultaten visar, p.g.a. att flödet enligt använd metod överskattats. Slutsatsen blev ändå att solfångarsystemet fungerade tillfredsställande.

En viktig orsak till det goda resultatet, trots det låga värmebehovet, var möjligheten att ”dumpa” värme i den större ackumulatortanken, vilken sedan användes för varmvattencirkulation och uppvärmning av byggnaderna. Det nyttiga utbytet för ägaren var dock mindre, men det beror på andra delar av värmesystemet och inte på solvärmesystemet.

De relativa förlusterna 2015 var enligt mätningar plus beräkningar markant större än 2014, vilket uppskattas bero på att mätningarna från 2014 endast var för sommarperioden. Rörförlusterna från solfångarna var enligt mätningarna mindre än förlusterna till dom vilket var oväntat, eftersom det var högre temperaturer i rören från solfångarna än i rören till dom. Orsaken bedömdes vara att temperaturgivaren före ackumulatortanken påverkades av värmeledning från ackumulatortanken och därför visade ett högre värde än det korrekta. Värmeförlusten var förmodligen alltså större än den beräknade. Oavsett detta visar resultatet på vikten av att isolera rören mellan solfångare och ackumulatortank ordentligt. I den mån det är möjligt bör rören såklart även göras så korta som möjligt.

Det simulerade utbytet var cirka 10 % mindre än i SP:s förteckning. Det lägre utbytet berodde på periodvis högre arbetstemperaturer, kallare klimat och mindre solinstrålning. Det högsta absoluta utbytet (i kWh) nåddes i maj medan det högsta relativa utbytet (i %) nåddes i juli. Att det högsta absoluta utbytet var i maj berodde på en kombination av hög solinstrålning och högt uppvärmningsbehov. Att det högsta relativa utbytet var i juli berodde på att behovet var lägre då.

Det uppmätta plus beräknade utbytet per m² modularea var cirka 7 % högre än det simulerade. Det är ytterligare en indikation på att det uppskattade flödet var för högt, men det kan också vara så att systemet i praktiken jobbade mot en lägre temperatur än i simuleringarna. Det undersöktes dock inte.

Klaus kommentarer

Vill man ha ett högre specifikt utbyte så måste man öka lasten (användningen). Med detta sänker man drifttemperaturen och ökar det specifika utbytet (kWh/m² och år), men samtidigt medför detta en lägre soltäckningsgrad (en lägre solandel) vilket i många fall inte är önskat.



Anläggning 2, Sangis

Det aktuella objektet var en grupp fastigheter med totalt åtta lägenheter plus varmgarage, totalt cirka 1000 m² uppvärmd yta. Värmeanläggningen bestod av flispanna, elpanna, två solkretsar, en primärtank (tekniktank) med elpatroner och värmeväxlare för solkretsar och varmvatten, samt fyra stycken sekundärtankar (slavtankar). Flera detaljer var dock okända och anläggningen fungerade tyvärr inte korrekt. Ägaren kunde trots upprepade försök inte få fram en systemskiss med driftkriterier från leverantörer eller installatörer.

Akkumulatorsystemet bestod av en stående primärtank på 500 l och fyra stycken liggande sekundärtankar på 400 l/st, totalt 2100 liter. Elpatronerna satt ungefär i mitten av primärtanken, men uppgifter om effekt på elpatronerna saknades. Förbindelse fanns mellan primärtankens övre del och översta sekundärtankens övre del samt mellan primärtankens nedre del och nedersta sekundärtankens nedre del. Det fanns även förbindelser mellan sekundärtankarna (S1 till S2, S2 till S3, S3 till S4). Primärtanken hade också förbindelse med flispanna och elpanna. Det var oklart hur uppvärmning av tappvarmvatten gick till, men förmodligen gjordes det via en eller flera interna värmeväxlare i primärtanken.

Under projekttiden användes varken elpanna eller elpatroner, men ägarens ambition var att kunna köra sol + elpatroner sommartid och då slippa låglastda flispannan (med dålig verkningsgrad). Denna lösning realiserades dock inte under projekttiden och flispannan stod för en stor del av värmen även under somrarna.

Solvärmeanläggningen bestod av två separata parallellkopplade solsystem med åtta stycken seriekopplade solfångare i en övre rad (ena systemet) och sju stycken seriekopplade solfångare i en nedre rad (andra systemet). Solsystemen hade varsin värmeväxlare i primärtanken, vilka enligt befintlig ritning gick från topp till botten.

Solfångarna var vakuum-solfångare med heat-pipe, riktade rakt mot söder och med lutning cirka 52°. De hade 2.24 m² modularea, 1.40 m² referensarea per modul, och 33.6 m² total modularea för båda systemen. Utbytet enligt SP är 1067 kWh/modul och år vilket ger cirka 476 kWh/m² modularea och år.

Solkretsarna startade då temperaturskillnaden mellan primärtankens nedre del och solfångarna i respektive system var $\geq 9^{\circ}\text{C}$ och stoppade då temperaturskillnaden var $< 4^{\circ}\text{C}$. Det saknades uppgifter om var temperaturgivare för solsystemen respektive vedpanna satt i ackumulatortankarna. Vid besöket i början av juni 2015 sken solen och pumparna startade men stannade efter några minuter då temperaturskillnaden snabbt sjönk till under 4°C . Det indikerade att något var fel eftersom solen inte ska kunna värma hela systemet (2100 l) fem grader så snabbt, då det skulle motsvara en effekt på flera kW/m². Det berodde förmodligen på att flera av eller alla sekundärtankarna var mer eller mindre tomma medan primärtanken var full. Hur det gått till var inte klart och reddes inte ut under projekttiden.

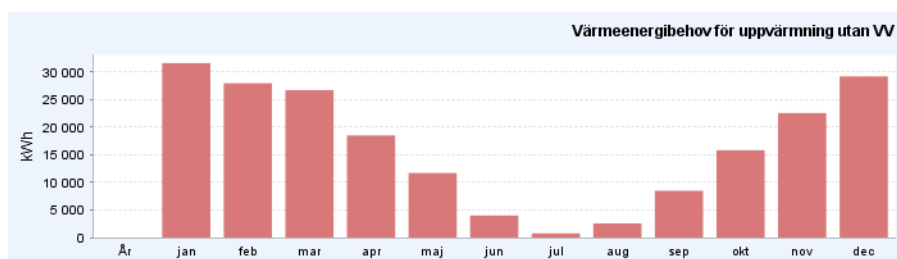
Värmebehov

Det uppgivna värmebehovet var cirka 220-250 MWh per år. Det saknades dock mätningar med god upplösning varför fördelning över året eller effektbehov inte gick att få fram.

Lasten simulerades som ett flerfamiljshus med ca 25 personer boende i åtta lägenheter.

Uppvärmningslasten antogs i simuleringen vara 200 MWh/år, fördelad enligt Figur 8.

Tappvarmvattenlasten antogs till 1500 l/dygn, motsvarande ca 30 MWh per år. Det innebar ett totalt värmebehov på cirka 230 MWh.



Figur 8 Uppvärmningsbehov (exkl. tappvarmvatten) per månad för simulerat system i Sangis.

Mätningar

I Sangis mättes temperaturerna före och efter solfångarna samt före och efter värmeväxlingen mot ackumulatortankarna. Givarna utomhus satt nära solfångarna och givarna inomhus satt nära ackumulatortanken, och de var isolerade. Även elförbrukningen för pumpen och solinstrålning mättes, solstrålningen med mätarens i samma riktning och lutning som solfångarna. Flödesmätningen fungerade inte tillfredsställande, på samma sätt som i Luleå/Sunderbyn.

Temperaturerna och solinstrålningen mättes var 10:e minut och medelvärdet för timmen loggades. Ackumulerad elanvändning för pumpen loggades per timme. På grund av problem med fjärruppkopplingen finns mätvärden bara för perioderna 140523 – 140804, 141212 – 141231, och 150101 – 150525. Tyvärr var även pumpvärdena för andra och tredje perioden helt orimliga för ett fungerande system varför utbytet endast analyserats för första perioden. Solinstrålningen analyserades för alla perioderna.

Beräkningar

För att kunna göra analyser trots den felande flödesmätningen så beräknades flödet som en funktion av elförbrukning för pumpen med hjälp av uppgifter om pumpen. För enkelhetens skull antogs ett linjärt samband mellan elförbrukning och flöde.

Även här var temperaturmätvärdena för vissa tidssteg motsägelsefulla, så för att bara beräkna utbytet då systemet fungerade korrekt så användes endast timmar då både temperaturen efter

solfångarna var minst 1°C högre än temperaturen före dem och då temperaturen efter värmewäxlingen var minst 1°C lägre än temperaturen före den. Övriga timmar sattes utbytet till noll. Utbytet från solfångarna (brutto) och utbytet till värmesystemet (netto) beräknades m.h.a. det uppskattade flödet och temperaturskillnaderna.

Förlusterna beräknades med temperaturskillnaden från solfångare till ackumulatortank respektive från ackumulatortank till solfångare. Timmar då systemet inte antogs gått, enligt kriterier ovan, eller då den uppmätta temperaturen ökade från solfångare till ackumulatortank och från till ackumulatortank till solfångare sattes förlusterna till noll. Orsaken till att det kunde bli så reddes aldrig ut, men dessa timmar var i undantag och förekom framförallt i början och slutet av de dagarnas solvärmeproduktion. Även den genomsnittliga temperaturförlusten [°C] från solfångare till ackumulatortank respektive från ackumulatortank till solfångare beräknades.

Resultat

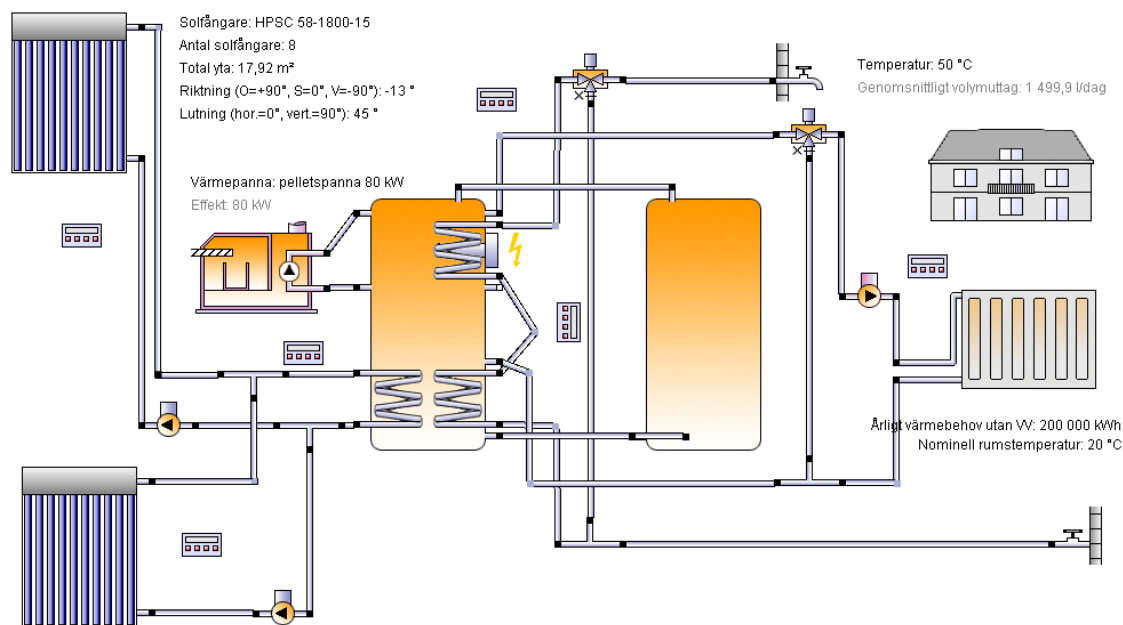
Under den första mätperioden var bruttoutbytet (från solfångarna) 2498 kWh och nettoutbytet (till ackumulatortanken) 2184 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 13 % av bruttoutbytet och lite drygt hälften av förlusterna uppstod enligt mätningarna från solfångarna till ackumulatortanken, vilket är ganska rimligt. Temperaturförlusten var i medel cirka en grad från solfångarna till ackumulatortanken och ungefär lika stor från ackumulatortanken till solfångarna. Det under perioden specifika bruttoutbytet beräknades till 139 kWh/m² modularea.

Solstrålningen under de tre perioderna uppmättes till 436, 2 och 334 kWh/m². Den sammanlagda solstrålningen 150101 – 150522 plus 140523 – 140804 (två tredjedelar av ett artificiellt år) var 771 kWh/m².

Simuleringar

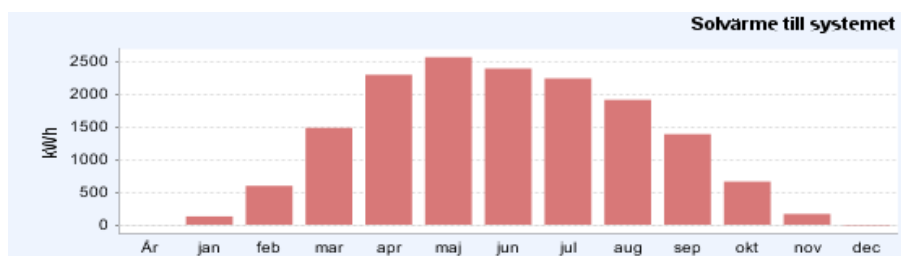
För denna simulering gjordes flera antaganden och förenklingar då fullständig beskrivning för anläggningens funktion saknades. Primärtank och sekundärtank antogs i simuleringarna fungera som en stor volym, d.v.s. det fanns inget som hindrade fri själv-cirkulation mellan tankarna. Solsystemen gjordes parallella men ihopkopplade till en gemensam intern värmewäxlare i primärtankens botten, beroende på att två helt parallella system inte var möjligt i programmet. För det totala utbytet spelade den gemensamma värmewäxlaren ingen roll.

Flispannan avbildades i simuleringarna som pelletspanna, p.g.a. att det inte fanns någon flispanna i programmet, och denna värmd ackumulatortankens övre del. Pannan stod för tillsatsenergin, d.v.s. det som solsystemet inte klarade av att leverera, under perioden augusti – maj. En inbyggd elpatron stod i simuleringarna för tillsatsenergin under juni och juli. Elpatronen var på 20 kW och placerades på 70 % höjd i primärtanken, Figur 9. Värmewäxlarna för tappvarmvatten antogs i simuleringsmodellen som mycket stora, för att klara det stora värmebehovet som periodvis uppstod. Värmesystemet kopplades via shuntstyrning mot primärtanken.



Figur 9 Simuleringsmodellen för Sangis.

Det totala utbytet för Sangis blev 15 879 kWh/år, vilket motsvarar cirka 469 kWh/m² modularea och år. Utbytet som energi per månad framgår av Figur 10. Solvärmeutbytet motsvarade 7 % av det totala värmebehovet på årsbasis.



Figur 10 Solvärme per månad, för Sangis.

Diskussion och slutsatser

Solinstrålningen under första respektive tredje mätperioden var 436 och 340 kWh/m² i solfångarnas riktning. Dom uppmätta värdena för solinstrålning jämfördes med medelvärden från kartor för solinstrålningen och med SMHI:s modell STRÅNG, och bedömdes som relativt tillförlitliga. Mer om solinstrålningen finns i rapportens sista kapitel.

Det specifika bruttoutbytet för den första mätperioden var 139 kWh/m² modularea och motsvarade 32 % verkningsgrad. Det kan jämföras med ett "normalt" godkänt utbyte på 400 kWh/m² och solinstrålningen 1100 kWh/m² för en optimalt lutande yta under ett helt år, vilket

ger 36 % verkningsgrad. Solvärmeanläggningen var ordentligt underdimensionerad (för den uppgivna lasten) varför värmebehovet inte borde ha begränsat solutbytet, och det borde därför varit högt. På grund av bristande uppgifter om anläggningens funktion och att temperaturen i ackumulatortanken inte mättes gick det dock inte att direkt se mot vilken temperatur solvärmesystemet jobbade. Det bedömdes därför inte möjligt att dra några mer långtgående slutsatser om anläggningens funktion för den första perioden, och inte heller att gick det att jämföra det uppmätta plus beräknade utbytet med det simulerade.

För resterande projekttiden blev det problem med anläggningens funktion och även med elmätningarna för pumpen, vilket gjorde att det inte var möjligt att dra några ytterligare slutsatser om hur utbytet från en fungerande anläggning skulle varit.

Solvärmeutbytet i simuleringarna var 469 kWh/m² modularea och år, vilket bara var cirka 1.5 % sämre än i SP:s förteckning på 476 kWh/m² modularea och år. Det höga utbytet berodde delvis på att det här simulerade solvärmesystemet hade en lägre arbetstemperatur än testvärdena (vid 50°C), vilket i sin tur berodde på underdimensioneringen och att solvärmesystemet i simuleringarna alltid jobbade mot kall temperatur i botten på primärtanken. Solandelen över året blev 7 %, och under sommarmånaderna juni, juli och augusti stod solfångarna för enbart omkring 50 % av värmebehovet. För att möta större delen av sommarlasten borde anläggningen alltså ha varit nästan dubbelt så stor.

Klaus kommentarer

En förutsättning för slutsatserna om simuleringarna är att tappvarmvattenlasten verkligen är 1500 l om dagen och att värmelastens fördelning är så som antagits, d.v.s. att det finns ett märkbart värmebehov även för månaderna juni och augusti, och t.o.m. lite grand i juli. Har man tillgång till uppmätta månadsvärden av värmelasten så kan man lägga in dessa data i programmet och räkna om. För att erhålla samma goda resultat i verkligheten som i simuleringarna förutsätter det också att skiktningen i ackumulatortanken/-arna fungerar perfekt.

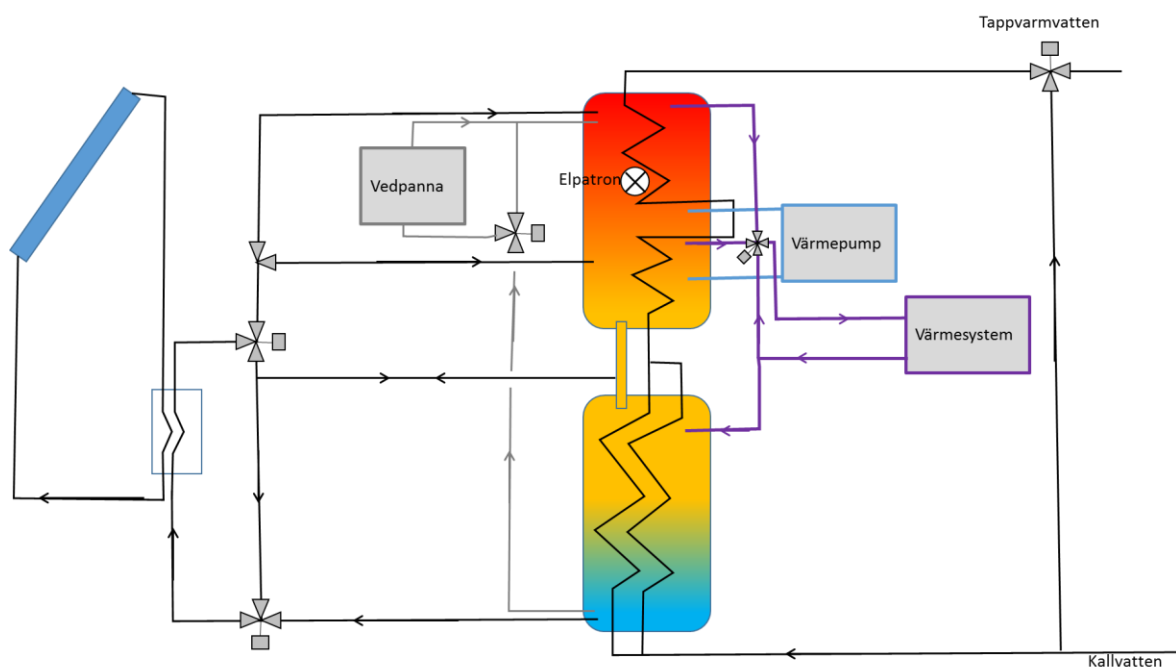
I simuleringarna valdes en intern värmeväxlare i tankens botten vilket är en bra lösning, Det är dock min bedömning att ägaren borde koppla både tappvarmvatten och solvärme via externa värmeväxlare, för att hålla en bra skiktning och kunna få ut önskad kapacitet.



Anläggning 3, Kiruna

Objektet var ett lite större enfamiljshus i Kiruna. Värmeanläggningen bestod av kombipanna (ved + pellets), värmepump, elpatron, två ackumulatortankar och solfångare. Ackumulator-tankarna var en "kall" och en varm tank på 750 l per styck, kopplade i serie. Elpatronen på 9 kW cirka en tredjedel från toppen av den varma tanken säkrade att det alltid var minst 50°C i översta tredjedelen av den varma tanken.

Solvärmesystemet bestod av sex stycken plana solfångare kopplade i två parallella grupper med tre solfångare i serie i varje grupp. Solfångarna var riktade nästan rakt mot söder och lutade 45°. Solfångarna var kopplade mot båda tankarna med en extern värmeväxlare. Beroende på temperatur efter solfångarna och i ackumulatortankarna kunde systemet köra in solvärme på två nivåer i den varma tanken eller i den kalla tankens övre del. Om värmebäraren från solfångarna var tillräckligt varm gick värmen in i toppen på varma tanken. I andra hand gick solvärmen in i en tredjedel från botten av varma tanken, och i sista hand gick solvärmen in i övre delen av kalla tanken, Figur 11. I alla alternativen togs tankvatten ut från botten av respektive tank.



Figur 11 Principskiss av värmesystemet i Kiruna.

Solfångarna hade 2.71 m² modularea, 2.50 m² referensarea per modul, och 16.26 m² total modularea. Utbytet vid 50°C för Stockholmsförhållanden är enligt SP 1310 kWh/modul och år vilket ger cirka 483 kWh/m² modularea och år.

Ved- och pellets pannan gick från slutet av oktober till och med mitten av mars och vid enstaka tillfällen med höga tappvarmvattenbehov även under sommarhalvåret. Pannan tog vatten från

kalla tankens nedre del och gav till varma tankens övre del. Under den kallaste perioden blev båda ackumulatortankarna riktigt varma när de värmdes med pannan, men övriga delen av året lät ägaren tankarna vara lite mindre varma för att få ut mer solvärme.

Värmepumpen var på 2 x 4.5 kW och kopplad till två kortare borrhål. Den gick året om och klarade vår och sommar att hålla vattnet i varma tanken tillräckligt varmt i 1-2 dagar utan stöd av elpatron eller sol. Värmepumpen tog vatten från varma tanken ca en tredjedel från botten och gav tillbaka till samma tank strax under elpatronen, d.v.s. värmden mittendelen av varma tanken. Ju kallare det var ute desto varmare höll värmepumpen varma tankens mitt, dock var det oklart hur temperatur-kurvan såg ut.

Värmesystemet var av äldre typ och styrdes av inomhustemperaturen. Det hämtade värme från en av två nivåer i varma ackumulatortanken och returen gick till kallare ackumulatortankens övre del. Tappvarmvatten förvärmades i kalla tanken och slutvärmdes i den varma tanken.

Värmebehov

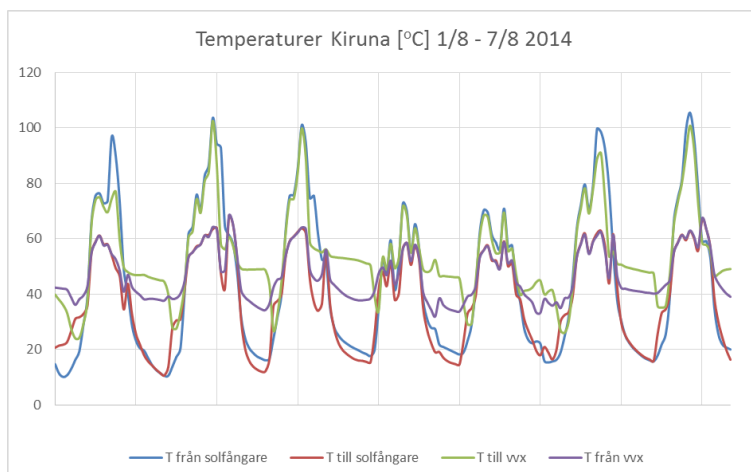
Hushållet bestod av två vuxna och tre barn/ungdomar. Uppskattningsvis användes 30 - 40 000 kWh värme per år, men säkra uppgifter saknades. I simuleringarna användes ett uppvärmningsbehov på 30 000 kWh/år och ett tappvarmvatten-behov på 6000 kWh/år, vilket motsvarar 300 l/dag.

Mätningar

Temperaturer för solkretsen mättes före och efter solfångarna samt före och efter den externa värmeväxlaren. De yttre temperaturgivarna satt nära solfångarna och var instoppade under rörisoleringen. De inre temperaturgivarna satt nära värmeväxlaren och var inte isolerade. Flödet mättes men mätningen fungerade inte tillfredsställande. Även elförbrukningen för pumpen mättes.

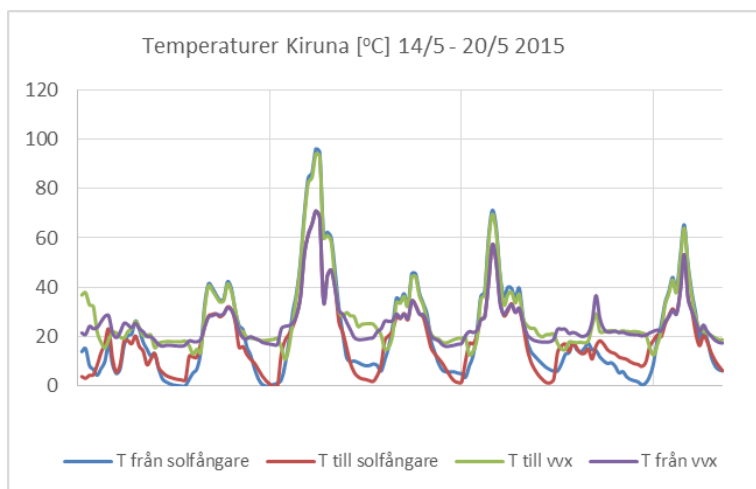
Temperaturer mättes var 10:e minut och medelvärde loggades varje timme. El till pumpen loggades per timme. På grund av problem med fjärruppkopplingen finns mätvärdena bara för perioderna 140609 – 141016, 141208 – 141231, 150101 – 150521, och 150623 – 151203. Temperaturen efter solfångarna under den andra perioden var som högst +6°C varför utbytet bara analyserats för de tre övriga perioderna.

Temperaturen i solfångarna låg dagtid mestadels på 60 – 100°C. I Figur 12 nedan, från den varma perioden 140801 – 140807, syns det tydligt att den fjärde och femte dagen var molnigare. Temperaturhöjningen i solfångarna var dagtid cirka 10 – 40°C. Vissa timmar var förlusterna från solfångare till värmeväxlare mer betydande vilket syns av temperaturskillnaden mellan blå och grön kurvan, men mestadels var den bara några grader.



Figur 12 Uppmätta temperaturer 1/8 – 7/8 2014 i solvärmeanläggning i Kiruna.

I början av sommaren 2015 var det betydligt kallare och mindre soligt. Figur 13 nedan visar temperaturerna i solvärmesystemet 14 – 20 maj, och veckan var markant mindre solig än augustiveckan 2014, förutom den tredje dagen då temperaturen i solfångarna kom upp i nästan 100°C. Även den femte och sjunde dagen syns lite högre peakar.



Figur 13 Uppmätta temperaturer 14/5 – 20/5 2015 i solvärmeanläggningen i Kiruna.

Vid dom få tillfällen under det soliga slutet av augusti 2015 då temperaturen efter solfångarna nådde över 100°C så var tempsänkningen genom ackumulatortankarna 40 – 50°C, och vattnet i ackumulatortankarna var inte nära kokning.

Beräkningar

För att kunna göra beräkningar av värmeutbytet från solvärmesystemet så beräknades flödet som en funktion av elförbrukning för pumpen med hjälp av uppgifter om denna. För enkelhetens

skull antogs ett linjärt samband mellan elförbrukning och flöde.

Även här var mätvärdena till och från motsägelsefulla. För att endast beräkna utbytet för de timmar då solsystemet fungerade korrekt så användes bara timmar då temperaturen efter solfångarna var minst 1°C högre än temperaturen före dem och timmar då temperaturen efter värmeväxling var minst 1°C lägre än temperaturen före den. Övriga timmar sattes utbytet till noll.

Förlusterna för de timmar då systemet var igång, enligt ovanstående kriterier, beräknades för de timmar då den uppmätta temperaturen sjönk genom ledningarna. Övriga timmar sattes förlusterna till noll. Orsaken till att den uppmätta temperaturen före värmeväxlingen kunde vara lika hög eller högre än temperaturen efter solfångarna reddes aldrig ut ordentligt, men dessa timmar var i undantag och förekom framförallt i början och slutet av dom dagarnas solvärmeproduktion. På något sätt var det kopplat till igångsättning och stängning av driften och berodde förmodligen på värmeledning från ackumulatortankarna och värmetröghet i systemet.

Tyvärr saknades mätningar för perioden 22 maj – 22 juni år 2015 (32 dagar). För att kunna beräkna ett årsutbyte skapades ett fiktivt år genom att lägga ihop mätningarna för första och andra perioden 2015 och addera utbytet från 32 närliggande dagar (7 – 21 maj och 23 juni – 9 juli).

Resultat

Bruttoutbytet för perioden 140609 – 141016 beräknades till 3150 kWh, och nettoutbytet till 2867 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 9 % av bruttoutbytet. Cirka 90 % av förlusterna uppstod enligt mätningarna från solfångarna till värmeväxlingen och resten från värmeväxlingen till solfångarna.

Bruttoutbytet för den andra perioden 150101 – 150521 beräknades till 2429 kWh, och nettoutbytet till 2196 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 10 % av bruttoutbytet. Cirka 82 % av förlusterna uppstod enligt mätningarna från solfångarna till värmeväxlingen och resten från värmeväxlingen till solfångarna.

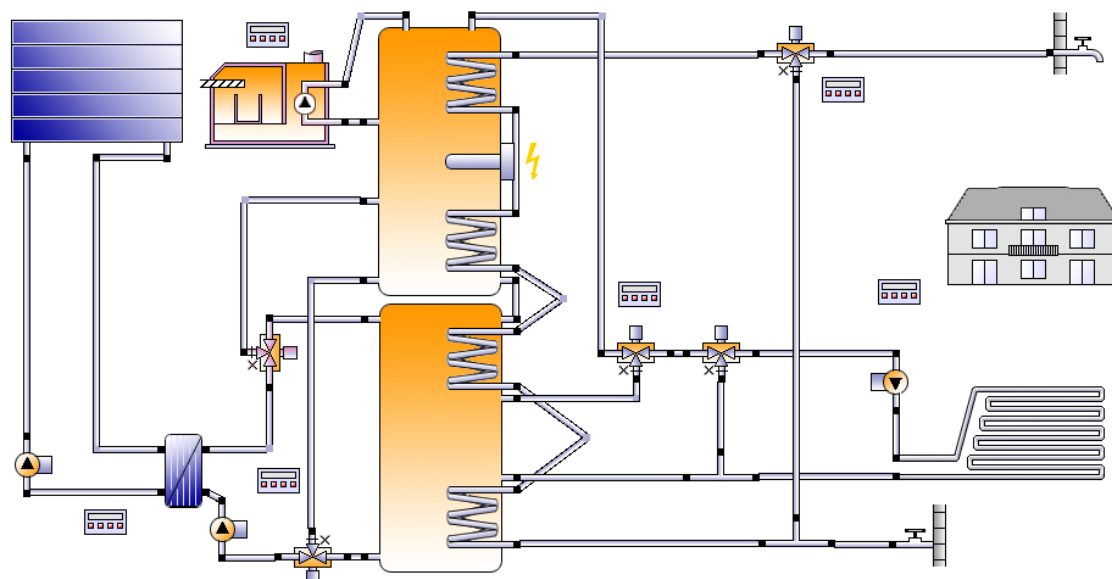
Bruttoutbytet för den tredje perioden 150623 – 151203 beräknades till 4280 kWh, och nettoutbytet till 3868 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 10 % av bruttoutbytet. Cirka 84 % av förlusterna uppstod enligt mätningarna från solfångarna till värmeväxlingen och resten från värmeväxlingen till solfångarna.

Det delvis fiktiva bruttoutbytet för hela 2015 beräknades till 7897 kWh, och nettoutbytet till 7099 kWh. Förlusterna motsvarade cirka 10 % av bruttoutbytet. Bruttoutbytet motsvarade cirka 486 kWh/m² modularea.

Simuleringar

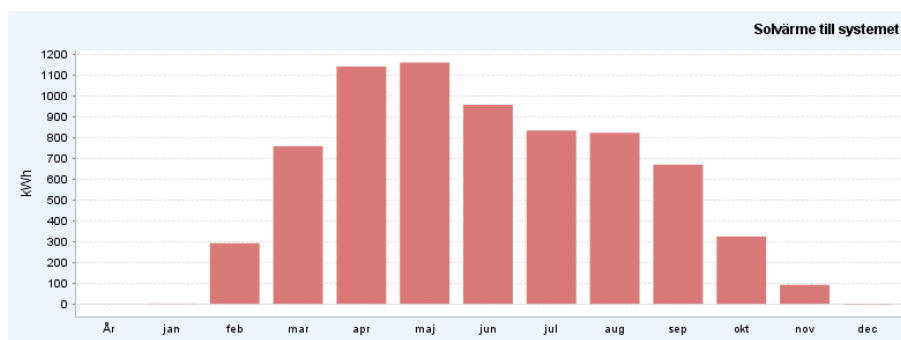
Simuleringsmodellen beräknade solvärme samt tillskottsvärme till systemet (i modellen pellets och el, i verkligheten ved, pellets, värmepump och el). Förenklingarna berodde på att simuleringsprogrammet inte kunde hantera en så pass komplex lösning som det aktuella systemet.

Simuleringsmodellen gjordes med en pelletspanna istället för ved- och pelletspanna vilket berodde på att en vedpanna är svårt att simulera då den eldas individuellt av ägaren, Figur 14. Simuleringen med en pelletspanna som håller den övre delen av den varmare ackumulator-tanken varm avbildar systemet på ett rättvist sätt om ägaren eldar med hänsyn till solvärme-systemet. I simuleringarna användes en snarlik solfångare p.g.a. att aktuell modell inte fanns i simuleringsprogrammet.



Figur 14 Simuleringsmodellen för Kiruna.

Det totala simulerade solvärmeutbytet för Kiruna blev 7238 kWh/år, vilket motsvarar cirka 445 kWh/m² modularea och år. Utbytet som energi per månad framgår av Figur 15. Solvärmeutbytet motsvarade 20 % av det totala värmebehovet på årsbasis.



Figur 15 Solvärme per månad i simuleringarna, för Kiruna.

Diskussion och slutsatser

Det uppmätta och beräknade utbytet för 2015 var i stort sett identiskt med det i SP:s förteckning. Resultatet var dock osäkert i.o.m. de bristande flödesmätningarna, men bedömdes ändå vara i korrekt storleksordning och möjligt att dra en del slutsatser från, även om det förmodligen var något högt med tanke på anläggningens placering i nordligaste Sverige. Det höga utbytet kan eventuellt till en del förklaras av en något lägre arbetstemperatur än för testvärdena, men förmodligen var dom uppskattade flödena för höga.

Solvärmesystemet hade cirka 10 % förluster vilket var bland dom lägsta för dom undersökta anläggningarna, och markant mindre än dom största förlusterna som uppmättes i projektet. Orsaken till att förlusterna i den aktuella anläggningen var relativt små berodde på att rören mellan solfångare och ackumulatortank var isolerade. Förlusterna betyder ändå att cirka 1.5 m² solfångare i anläggningen behövdes för att ta hand om dessa. Det visar att det lönar sig att isolera rören mellan solfångarna och ackumulatortank/värmeväxlare ordentligt, speciellt det röret som går från solfångarna eftersom det är varmast. Slutsatsen var att anläggningen i stort sett fungerade bra.

Det simulerade utbytet var cirka 10 % sämre än testvärdena i SP:s förteckning, trots att solfångarna i simuleringarna periodvis jobbade mot något lägre temperaturer än 50°C, och berodde på den geografiska lokaliseringen. Så bra resultat kan bara åstadkommas om solfångarna får jobba mot en låg temperatur och att ingen onödig tillsatsvärme från pellets eller el används.

Det uppmätta plus beräknade utbytet, 486 kWh/m² modularea, var cirka 9 % högre än det simulerade utbytet (445 kWh/m² modularea). Det är ytterligare en indikation på att det uppskattade flödet var för högt.

Klaus kommentarer

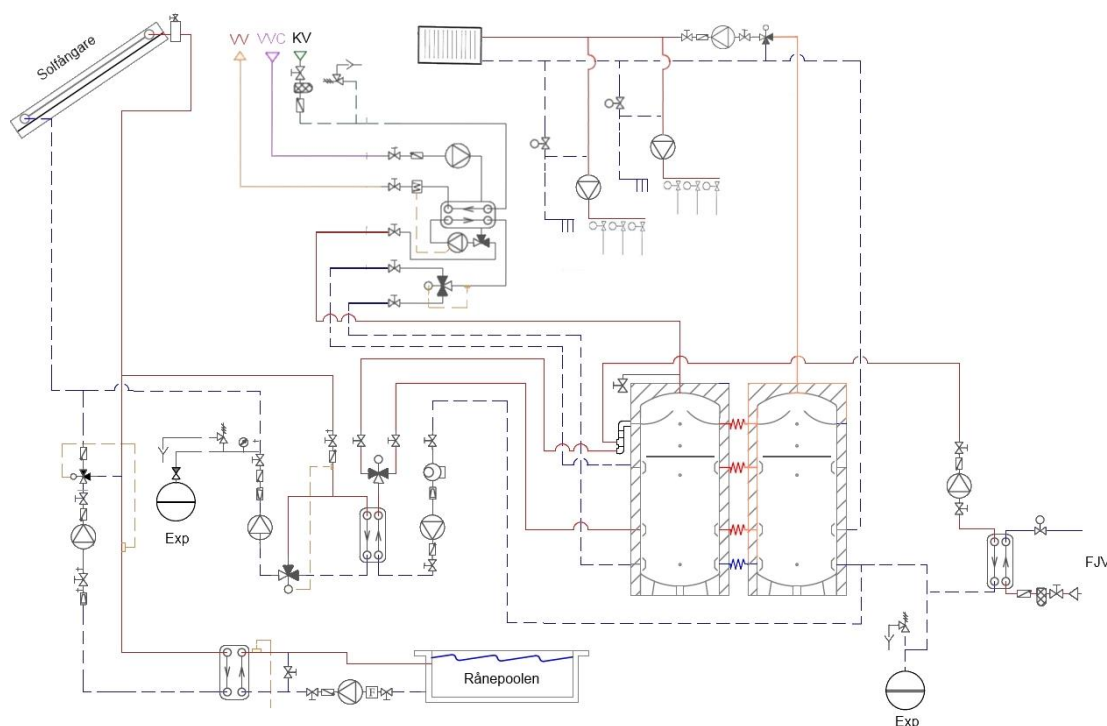
Solvärmeutbytet ökar om ägaren eldar med hänsyn till solvärmesystemet, vilket innebär att hen vintertid eldar på kvällen så att den ena tanken är sval på förmiddagen och att ett eventuellt solvärmetillskott då kan komma in. Sommartid används elpatronen eller värmepumpen för att säkerställa värmetillförseln genom att värma den övre delen av den varma tanken till den temperatur som behövs för att ge varmvatten och värmetillskott, och på så sätt får solvärmesystemet optimala förutsättningar att producera värme.





Anläggning 4, Råneå

Anläggningen var en kommunal utomhuspool med tillhörande byggnad för omklädning och dusch. Den värmdes med fjärrvärme och solvärme. Både fjärrvärme och solvärme hade separata värmeväxlare kopplade mot poolvattnet, och värme till uppvärmning och tappvarmvatten gick via separata externa värmeväxlare till två stycken ackumulatortankar (2105 l/st). Tankarna hade fyra stycken horisontella kopplingar mellan sig, och systemet var tänkt att fungera som en volym, Figur 16.



Figur 16 Principskiss av värmesystemet i Råneå.

Anslutningen för fjärrvärme till ackumulatortankarna gick från botten av ena tanken till nära toppen av den andra. Anslutningen för solvärme till ackumulatortankarna gick från botten av ena tanken med retur antingen nära toppen eller på cirka en fjärdedels höjd av den andra tanken, beroende på temperaturen från solfångarna. På så sätt var solvärmesystemet tänkt att både kunna jobba mot en lägre temperatur i botten av tankarna och fylla på högre temperaturer i toppen.

Både uppvärmnings- och tappvarmvattensystemen hämtade värme från toppen av tankarna. Returen från uppvärmningssystemet var på cirka en fjärdedels höjd av den ena tanken. Returen från den externa värmeväxlingen till tappvarmvatten var antingen på cirka 60 % höjd eller nära botten av den andra tanken. Syftet var att när tappvarmvatten användes skulle botten av tankarna bli ordentligt sval vilket skulle öka utbytet från solfångarna. Den högre returen var för när systemet enbart körde med tappvarmvattencirkulation.

Temperaturen i poolen skulle vara 27-28°C och temperaturen i toppen av ackumulatortankarna skulle vara minst 61°C. Det fanns ingen prioritering mellan pool och ackumulatortankarna utan solvärme gick till respektive system när temperaturkriterierna för detta var uppfyllt. Solvärme till respektive system styrdes genom pumpar med separat styrning i respektive anslutning, och solvärme kunde gå till både pool och ackumulatortankar samtidigt.

Solsystemet bestod av 218 stycken lite enklare solfångare med 1.16 m² modularea, 0.97 m² referensarea och totalt 253 m² modularea. Solfångarmodellen saknade varannan absorbatorplåt och istället satt reflektorer mellan absorbatorplåtarna som reflekterade solstrålningen som föll mellan absorbatorplåtarna mot undersidan av absorbatorplåtarna. Teoretiskt utbyte vid 50°C är enligt SP:s förteckning 329 kWh/modul och år vilket motsvarade cirka 284 kWh/m² modularea och år. Solfångarna var riktade mot sydväst och lutade 45°. Rören till och från solfångarna var oisolerade utomhus.

Poolen rymde cirka 340 m³ och var öppen under sommarloven (cirka 20 juni - 25 augusti 2014 och cirka 24 juni – 24 augusti 2015). 2015 var poolen nattetid täckt med en duk som isolerade och förhindrade eller åtminstone markant minskade avdunstningen. 2014 användes ingen täckduk då den gamla gått sönder.

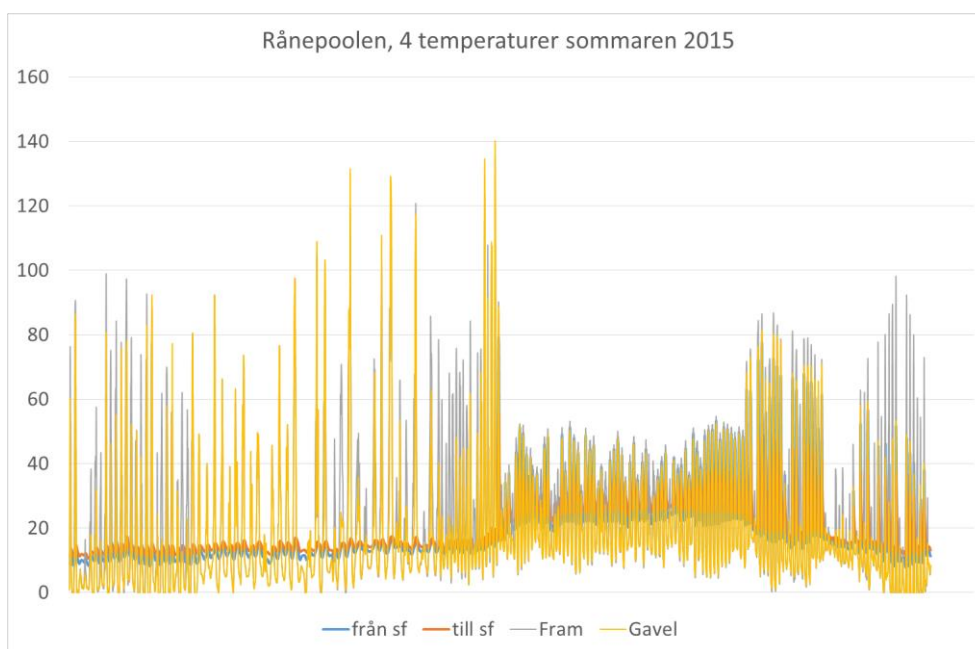
Värmebehov

Det uppmätta värmebehovet var 320 MWh 2014 och 250 MWh 2015, och skillnaden berodde framförallt på att täckning av poolen saknades 2014. 87 respektive 80 % av värmen användes under somrarna, d.v.s. juni – augusti. Den initiala uppvärmningen av poolvattnet krävde inte i sammanhanget så mycket värme, utan varmhållning av poolen samt duschning stod för den största delen av värmebehovet. I simuleringarna användes 266.5 MWh totalt värmebehov, varav cirka 84 % under juni, juli och augusti.

Mätningar

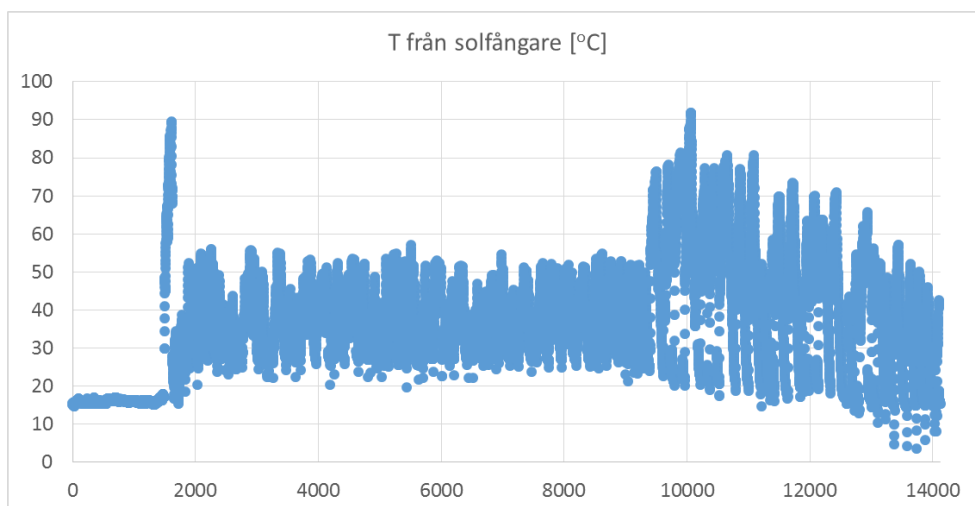
Det fanns två parallella "system" för mätningarna. Projektets eget system bestod av fyra separata temperaturloggrar varav två satt utomhus på utloppsrören från en solfångare på gaveln och en i mitten av byggnaden, och två satt på fram- respektive returrör inomhus. De två innegivarna satt under befintlig isolering. 2014 var utomhusgivarna oisolerade men 2015 hade dom ordentlig isolering och regnskydd. Dom uppmätta temperaturerna utomhus för 2014 var därför markant lägre än temperaturerna i värmebäraren, framförallt blåsiga och kallare dagar.

Temperaturerna mättes var 10:e minut och loggades med 1.5 – 2.1 timmars mellanrum. Tidsstegens längd varierade oavsiktligt, och målet var egentligen att logga varje timme. De egna mätningarna gjordes 13/6 – 15/9 år 2014 och 10/4 – 16/10 år 2015. Temperaturmätningar för 2015 framgår av Figur 17.



Figur 17 Uppmätta temperaturer efter solfångarna utomhus samt på fram- och returledning inomhus, egna mätningar, 10 april – 16 oktober 2015. För anläggningen i Råneå.

Det andra systemet var kommunens eget, och här mättes effekt till pumparna, temperaturer före och efter solfångarna (inomhus), samt flöde. Till skillnad från de egna mätningarna så loggades dessa i varierande tidssteg, från cirka 1 sekund till drygt 16 timmar. Det innebär att det inte enkelt gick att jämföra varken uppmätta temperaturer eller beräknat utbyte, annat än månadsvis och för hela säsongen. Mätningar från kommunens system finns för 4/5 – 16/10 år 2015.



Figur 18 Temperatur från solfångarna år 2015 enligt anläggningens mätningar. X-axeln representerar loggade tidssteg, vilka varierade i längd.

Då mätningarnas tidssteg varierade stort är det vanskligt att titta på en figur över värmeutbytet per tidssteg, men badsäsongen framgår ändå tydligt även i en sådan. I Figur 18 syns hur temperaturen från solfångarna är betydligt lägre under badsäsongen. Den 22 juni (värden kring 1550) nådde temperaturen 90°C precis när anläggningen körde igång för säsongen.

Beräkningar

De egna mätningarna inkluderade inte flöde eller el till pumparna och därför användes uppgifter om pumparna för att beräkna utbytet. För att bara beräkna utbytet för timmar då systemet var i drift så användes endast tidssteg då innetemperaturen efter solfångarna var minst två grader högre än temperaturen till dom, och övriga tidssteg sattes utbytet till noll. Flödet antogs konstant under dom tidssteg då systemet var i drift. Det korrekta bruttoutbytet kunde inte beräknas då det inte fanns någon temperaturmätning precis före solfångarna. Nettoutbytet plus förlusterna från solfångarna till inomhusmätningen kunde dock beräknas, vilket gav bruttoutbytet minus förlusterna från den andra inomhusmätningen till solfångarna.

Det fanns ett antal timmar då temperaturen före värmeväxlingen var högre än den efter solfångarna. Orsaken till det reddes aldrig ut ordentligt, men dessa timmar var i undantag och förekom framförallt i början och slutet av de aktuella dagarnas solvärmeproduktion. På något sätt var det kopplat till igångsättning och stängning av driften, förmodligen via värmetröghet.

Före och efter badsäsongen gick solvärme enbart till ackumulatortankarna. Temperaturmätningarna indikerade att solvärme under badsäsongen nästan bara gick till poolen. Även kommunens flödesmätningar för 2015 indikerade detta. För att förenkla beräkningarna antogs därför att all solvärme gick till poolen under badsäsongen 2015.

Utbytet (netto) med anläggningens mätningar beräknades med uppmätta temperaturer och flöden. För att bara beräkna utbytet för timmar då systemet fungerade korrekt så användes enbart tidssteg då temperaturen från solfångarna var minst två grader högre än temperaturen till dem och tidssteg då flödet var större än noll. Inga förluster kunde beräknas med anläggningens mätningar.

Resultat

Det beräknade bruttoutbytet från dom egna mätningarna blev 45 017 kWh år 2014 och 61 825 kWh år 2015. Nettoutbytet blev 40 215 kWh år 2014 och 45 190 kWh år 2015. De beräknade förlusterna uppgick därmed till 11 respektive 27 %. Förlusterna för 2014 var inte representativa p.g.a. att temperaturgivarna efter solfångarna (utomhus) inte var isolerade. Det specifika bruttoutbytet 2015 uppgick till 244 kWh/m² modularea. Fördelningen av nettovärmeutbytet samt tidsandelen för respektive för-, bad- och eftersäsong framgår av Tabell 1.

Tabell 1 Solvärmenettoutbyte respektive fördelningen i tid mellan för-, bad- och eftersäsong år 2014 och 2015, för Råneå från egna mätningar.

2014	Datum	E,netto		Tid		2015	Datum	E,netto		Tid	
		[kWh]	[%]	[h]	[%]			[kWh]	[%]	[h]	[%]
Försäsong	13/6 - 19/6	1 291	3%	156	7%	Försäsong	10/4 - 23/6	964	2%	1 783	39%
Badsäsong	20/6 - 25/8	38 200	95%	1 606	71%	Badsäsong	24/6 - 24/8	29 038	64%	1 487	33%
Eftersäsong	26/8 - 15/9	723	2%	492	22%	Eftersäsong	25/8 - 16/10	15 189	34%	1 255	28%

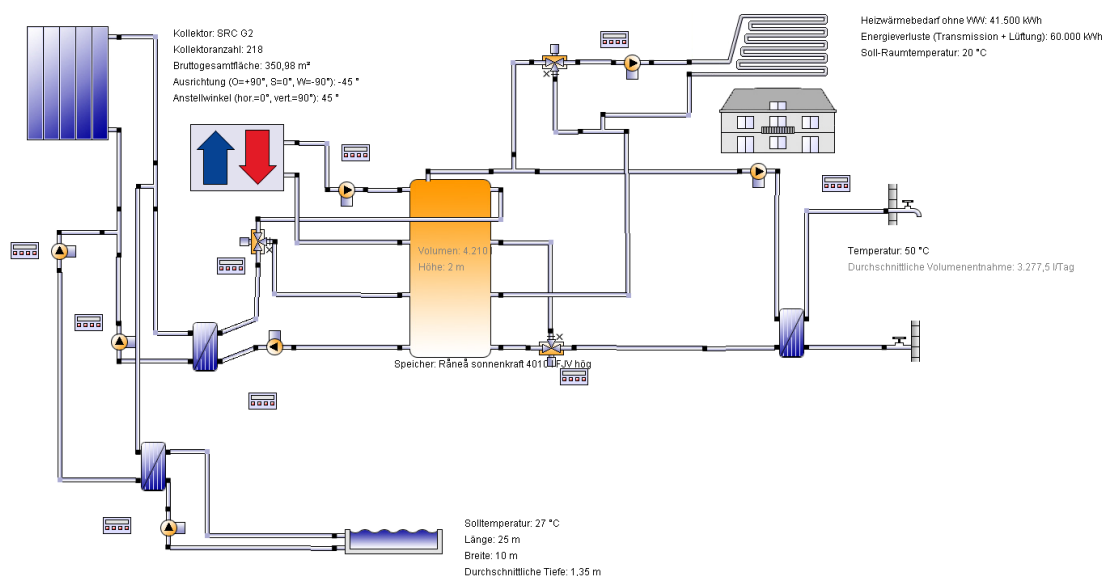
Energiutbytet netto enligt anläggningens mätningar var 47 038 kWh år 2015. Fördelningen av värmeutbytet samt tidsandelen för respektive för-, bad- och eftersäsong framgår av Tabell 2.

Tabell 2 Solvärmeutbyte respektive fördelningen i tid mellan för-, bad- och eftersäsong år 2015, för Råneå från anläggningens mätningar.

2015	Datum	E,netto		Tid	
		[kWh]	[%]	[h]	[%]
Försäsong	5/4 - 23/6	318	1%	1 223	31%
Badsäsong	24/6 - 24/8	42 647	91%	1 512	38%
Eftersäsong	25/8 - 16/10	4 072	9%	1 235	31%

Simuleringar

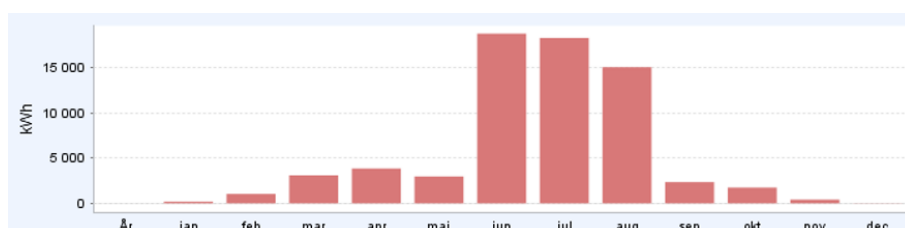
I simuleringarna användes nedanstående modell, Figur 19. De bägge ackumulatortankarna simulerades som en enda tank eftersom de var parallellkopplade.



Figur 19 Värmeanläggningen i Råneå så som den simulerats.

Anslutningarna till fjärrvärme och givaren för fjärrvärme placerades i ackumulatortankens övre del. Pooldriften antogs till hela juni, juli och augusti då det inte var möjligt med högre tidsupplösning i simuleringsprogrammet. Befintlig varmvattencirkulation uteslöts då det inte fanns någon information om flöden eller förluster i den delen.

Det totala simulerade solvärmeutbytet för Råneå blev 67 582 kWh/år, vilket motsvarade cirka 267 kWh/m² modularea och år. Utbytet som energi per månad framgår av Figur 20. Utbytet motsvarade cirka 25 % av det totala värmebehovet på årsbasis.



Figur 20 Solvärme till systemet per månad, för Råneå.

Diskussion och slutsatser

Det högre nettoutbytet 2015 beror på att systemet byggdes om hösten 2014. Skillnaden hade förmodligen blivit ändå större om inte solvärmesystemet varit avstängt under våren 2015, men å andra sidan så blev utbytet under hösten 2014 väldigt lågt av samma anledning. Solvärmesystemet satte igång först den 22/6 år 2015 då en ventil som varit stängd av misstag sedan ombyggnationen hösten 2014 öppnades. Nedan diskuteras enbart resultaten från 2015.

Det beräknade bruttoutbytet för 2015 utifrån de egna mätningarna var cirka 62 000 kWh och motsvarade 244 kWh/m² modularea. Det beräknade nettoutbytet 2015 var 45 190 kWh enligt egna mätningar och 47 038 kWh enligt anläggningens mätningar, d.v.s. relativt lika. Det är dock noterbart att fördelningen av utbytet mellan säsongerna skiljer sig åt markant mellan dom egna och anläggningens mätningar.

Antaget att det "sanna" nettoutbytet var 46 000 kWh år 2015 så motsvarar det 182 kWh/m² modularea vilket är markant sämre än testvärdena i SP:s förteckning som anger ett utbyte på 284 kWh/m² modularea vid 50°C. Bruttoutbytet är däremot bara 14 % lägre än testvärdena. Det lägre utbytet beror rimligen delvis på mindre solstrålning och kallare klimat, men också på solfångarnas riktning (sydväst) och att systemet inte satte igång förrän 22 juni. Å andra sidan ligger temperaturerna från solfångarna under 50°C för de flesta timmarna under badsäsongen, vilket gav ett högre utbyte. Solandelen var 14 respektive 17 % under juni – augusti 2014 respektive 2015.

Förlusterna år 2015 beräknades till cirka 27 %, vilket motsvarar cirka 16 500 kWh per år, och

berodde till stor del på att rören inte var isolerade. Den uppmätta temperaturen efter solfångarna är inte densamma som vätsketemperaturen i.o.m. att temperaturen mättes på ledningens utsida, men värmeförlusterna för 2015 bedömdes ändå vara representativa på grund av att givarna då var isolerade. Att förlusterna inte var ännu större berodde på att temperaturen i solfångarna var relativt låg under badsäsongen.

Solvärmesystemets utbyte under badsäsongen 2015 var som lägst i slutet av juli och början av augusti, d.v.s. den perioden då vädret var som bäst. Samtidigt var det ingen skillnad i förlusterna för perioden. Samma fenomen med lägre (netto)utbyte syns i kommunens mätningar, om än inte lika klart. Samtidigt var det inget högre uttag av fjärrvärme. Orsaken till detta bedömdes vara att det varma vädret minskade värmeförlusterna från poolen och duschandet.

Det simulerade utbytet per m² modularea och år var cirka 6 % mindre än i SP:s förteckning. Det är ett bra resultat, trots solfångarnas riktning mot sydväst, och berodde på att solvärmesystemet i simuleringarna i huvudsak jobbade mot poolens lägre temperaturer under sommaren. Jämförelsen med värden i förteckningen är m.a.o. inte helt rättvis. Det simulerade utbytet var cirka 9 % bättre än det uppmätta bruttoutbytet.

Om solkretspumpen mot poolen går igång och poolen har en låg temperatur jämfört med i ackumulatortanken där givaren sitter så kommer den andra solkretspumpen, mot ackumulatortanken, att stå i vänteläge tills poolen är lika varm som ackumulatortanken. Om prioritering saknas betyder det att den kallaste energisänkan (i detta fall poolen) betjänas.



Anläggning 5, Harads

Objektet var en panncentral för ett mindre fjärrvärmenät som huvudsakligen värmdes med en flispanna. Värmeanläggningen bestod av denna flispanna och ett solvärmesystem. Flisen tippades i en flisficka och under vintern och våren var flisen som tippades frusen. Solvärmesystemet var installerat för att kunna värma både fjärrvärmereturen (cirka 55°C), då temperaturen i solkretsen var tillräcklig, och under våren även flisfickan.

Solvärmeanläggningen bestod av 24 st. parallellkopplade solfångare med 4.43 m² modularea, 4.2 m² referensarea, och 106.3 m² modularea totalt. Glaset på en halv solfångare var trasigt under projektiden och därför täckt med en plywoodskiva, varför den aktiva modularea var 104.1 m². Solfångarna var riktade något mer åt väst än sydväst (cirka 235°) och lutade 50°. Det teoretiska utbytet vid 50°C var enligt SP:s förteckning 393 kWh/m² modularea och 40 961 kWh totalt.

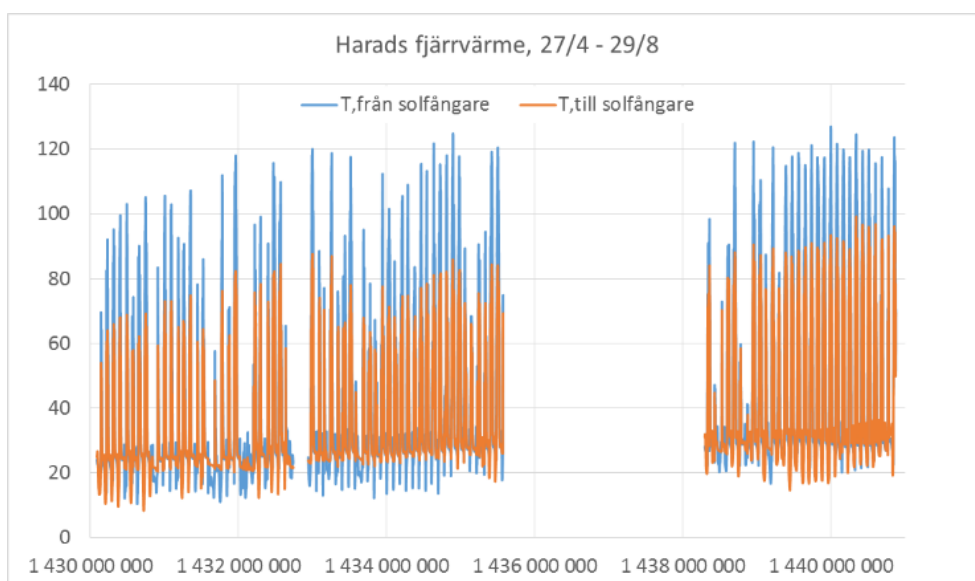
Solkretsen värmdes fjärrvärmereturen om temperaturskillnaden var minst fem grader och stannade när den var mindre än två grader. Returtemperaturen för fjärrvärmen var enligt uppgift från anläggningsägaren cirka 55°C under sommaren. När temperaturen i solkretsen inte räckte för att värma fjärrvärmereturen så kopplade systemet om till att värma flisfickan. Det fanns en temperaturstyrning så att flisfickan inte blev för varm, och under sommaren stängdes värmen till flisfickan av.

Värmebehov

Värmelasten från fjärrvärmesystemet var nästintill oändlig i förhållande till den möjliga värmeproduktionen från solfångarna och hur mycket solvärme som kunde nyttiggöras berodde bara av hur ofta temperaturen blir tillräckligt hög. När temperaturen inte räckte till för fjärrvärmen kunde solfångarna värma flisfickan under våren och hösten.

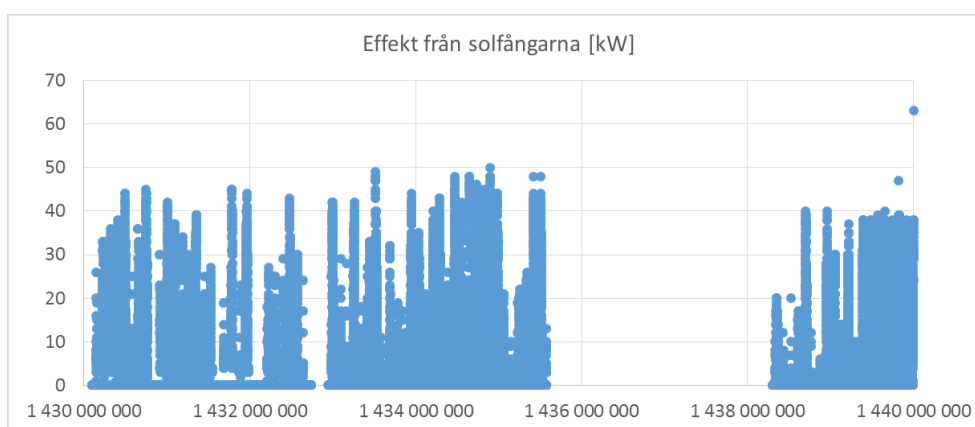
Mätningar

I Harads loggades anläggningens befintliga mätningar, som var temperatur till och från solfångarna (uppmätta inomhus), utomhustemperatur, effekt från solfångarna, flöde i solkretsen samt tid. P.g.a. problem med inkoppling av logger och sedan med anslutning till router finns bara mätningar för perioderna 27/4 – 27/5, 30/5 – 29/6 samt 31/7 – 29/8, år 2015. Mätningarna loggades i varierande tidssteg styrt av när någon parameter förändrades, vilket gjorde att tidsstegen varierade från cirka 1 sekund till 5.3 timmar. Temperaturerna från solfångarna varierade från 23 – 127°C när solsystemet bedömdes varit igång, Figur 21.



Figur 21 Temperaturer till och från solfångarna, 27/4 – 29/8 år 2015, för anläggningen i Harads. X-axeln visar mättiden i sekunder.

Temperaturskillnaden över solfångarna varierade från 1 – 41°C. Effekten från solfångarna när dom var i drift varierade från nästan noll till (ett enstaka värde på) cirka 63 kW, Figur 22.



Figur 22 Beräknad effekt från solfångarna, 27/4 – 29/8 år 2015, för anläggningen i Harads. X-axeln visar mättiden i sekunder.

Beräkningar

Mätsystemet beräknade själv effektutbytet från solfångarna, som kW/tidssteg, och genom att multiplicera effekten med tidsstegets längd erhöles värmeutbytet som kWh/tidssteg. För att bara beräkna utbytet för tidssteg då systemet var i drift så användes endast tidssteg då temperaturen efter solfångarna var högre än temperaturen före dem.

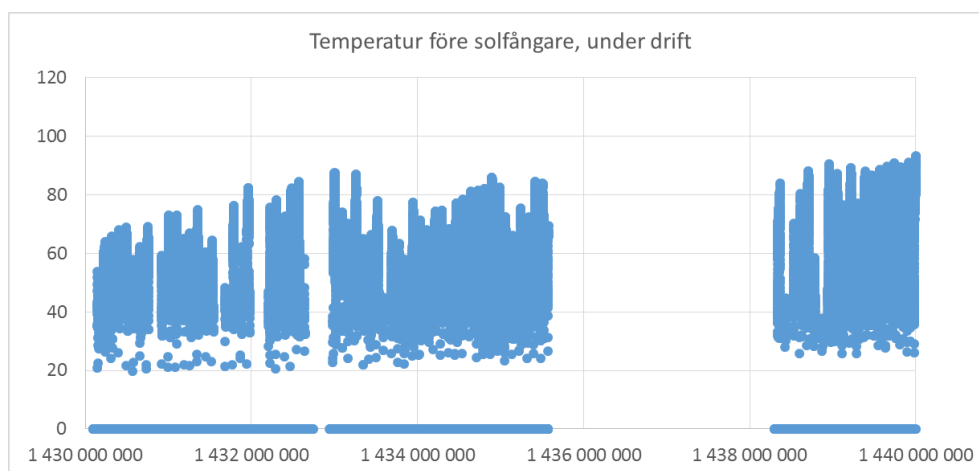
Solvärmeutbytet under perioderna då det saknades mätningar, 28 – 29/5 och 30/6 – 30/7, uppskattades genom att använda det kända utbytet före och efter ”luckorna”. Utbytet för 28 – 29/5 antogs vara lika stort som utbytet 27/5 plus utbytet 30/5. Utbytet för 30/6 – 30/7 uppskattades på motsvarande sätt.

Resultat

Värmeutbytet från solfångarna under dom perioderna det fanns mätvärden var 6 952 kWh. Det uppskattade utbytet under dom saknade perioderna (28 – 29 maj samt 30 juni – 30 juli) var 132 samt 2342 kWh varför det uppskattade värmeutbytet 27 april – 29 augusti blev 9 531 kWh. En grov uppskattning av utbytet för hela säsongen ger att det skulle blivit cirka 11 – 12 000 kWh vilket motsvarar ca. 110 kWh/m² modularea.

Temperaturen före solfångarna för tidssteg när flöde registrerades varierade från 20 – 99°C, Figur 23. Temperaturer när inget flöde registrerades är i figuren markerade som 0°C.

Temperaturen efter solfångarna när flöde registrerades varierade från 21 – 127°C.



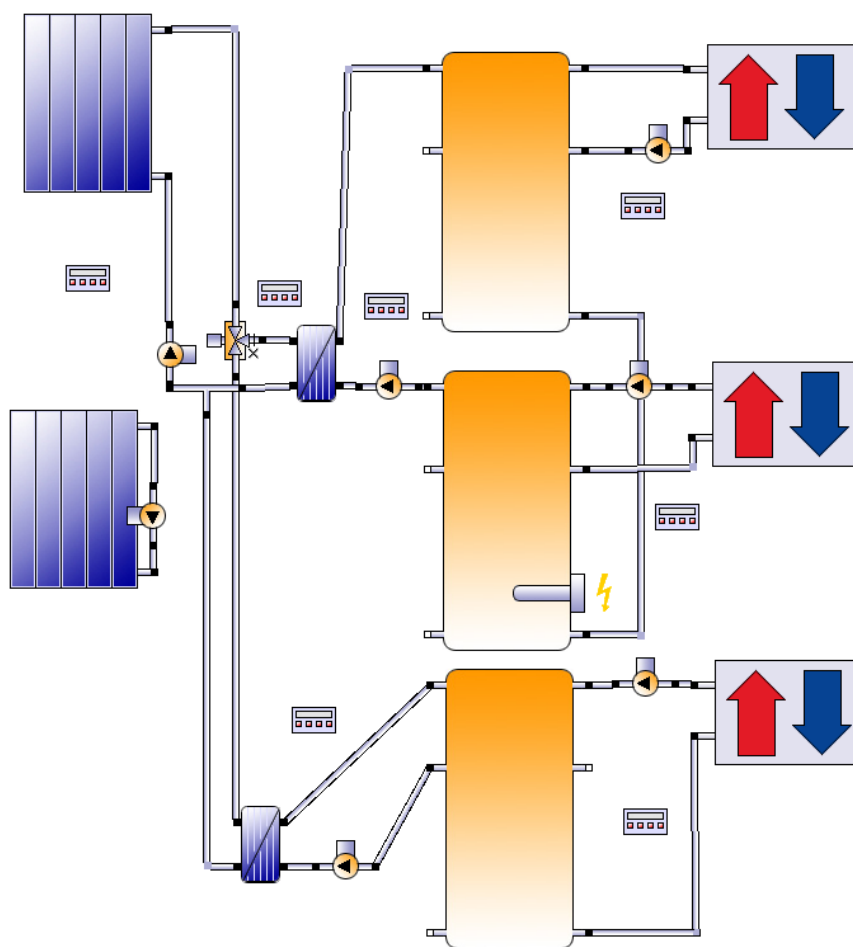
Figur 23 Temperaturer före solfångarna under drift, 27/4 – 29/8 år 2015, för Harads. X-axeln visar mättiden i sekunder.

Den lägsta uppmätta temperaturen före solfångarna var 8.3°C, och för samma tidssteg så var temperaturen efter solfångarna 21.8°C. Här gick rimligen systemet, men varken flöde eller effekt registrerades. Dessa temperaturer saknas därför i figuren ovan. Om en antar att systemet alltid gick när temperaturskillnaden över solfångarna var minst 3°C så levererade systemet ytterligare 1 509 kWh under mätperioderna, antaget att det uppmätta medelflödet 16.4 l/min. Med samma beräkning som ovan, där utbytet under perioderna utan mätvärden uppskattades, blev det oräknade utbytet 27 april – 29 augusti 2 069 kWh. Det ger att det uppskattade utbytet för mät-säsongen blev 11 600 kWh. Och med samma grova extrapolering för hela säsongen som ovan skulle utbytet blivit cirka 13 – 14 000 kWh, vilket motsvarar ungefär 130 kWh/m² modularea.

Den absolut största delen av värmeutbytet under de loggade perioderna levererades då temperaturen till solfångarna (d.v.s. efter värmeväxlingen) var högre än 55°C.

Simuleringar

Det var mycket utmanande att i simuleringsmodellen få till en styrning för solvärmesystemet som på ett bra sätt liknade verkligheten, vilket berodde på att styrningen var relativt komplicerad och dessutom inte fullständigt känd. För att ändå på ett hyfsat korrekt sätt simulera anläggningen gjordes en simuleringsmodell som bestod av tre fiktiva ackumulatortankar, Figur 24.



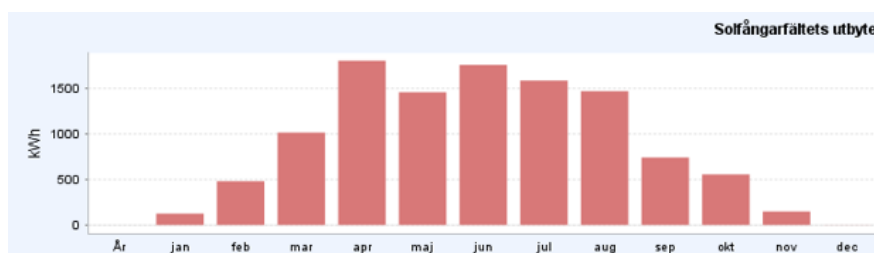
Figur 24 Simuleringsmodell för Harads.

Dom två i figuren översta tankarna var kopplade till fjärrvärmen och den nedre till flisfickan. Den nedre fjärrvärmestanken hölls kontinuerligt på 55°C genom en värmesänka med oändlig kapacitet och konstant temperatur kopplad tanken. Denna såg till att temperaturen i toppen av tanken och därmed framtemperaturen på fjärrvärmesidan till värmeväxlaren var konstant. När solfångaren var i driftläge "fjärrvärme" matades solvärme via värmeväxlaren in till den övre tanken där den kylades bort av en värmesänka, vilken motsvarade fjärrvärmesystemet. Tillförd

solvärme till fjärrvärmesystemet mättes via den i figuren övre plattvärmeväxlaren. Flisfickan illustrerades i simuleringarna av den nedre ackumulatortanken som var kopplad till en ytterligare värmesänka med oändlig kapacitet. Värmesänkan höll temperaturen i tanken konstant på 5°C. Tillförd solvärme till flisfickan mättes vid den i figuren nedre plattvärmeväxlaren.

För att styra om solvärmens i simuleringarna skulle gå till flisfickan eller till fjärrvärmens kompletterades simuleringssmodellen med en extra solfångare på 1 m² som enbart fanns för att mäta stagnationstemperaturen. När stagnationstemperaturen i denna uppnådde 60°C bytte växelventilen i solkretsen till "fjärrvärmeladdning". Vid väderförhållanden som gav en stagnationstemperatur på minst 10°C men lägre än 60°C så tillfördes värme till den nedre tanken (flisfickan). I simuleringarna värmdes flisfickan under oktober – april. För jämförelse simulerades även alternativet att solvärme kunde gå till flisfickan året om.

Det simulerade solvärmeutbytet för solfångaranläggningen i Harads med åtta moduler (p.g.a. av projektledarens misstag) var 11 149 kWh/år, Figur 25. Värmeutbytet motsvarade cirka 315 kWh/m² modularea och år. Omräknat till den faktiska anläggningen med 23.5 solfångare motsvarade utbytet 32 751 kWh/år. Cirka 81 % av värmen gick till fjärrvärme och 19 % till flisfickan.



Figur 25 Solvärme totalt till systemet per månad med värme till flisfickan oktober - april, för Harads. Figuren visar utbytet för en anläggning med åtta solfångare.

I simuleringsfallet att solvärme gick till flisfickan hela året blev solvärmeutbytet 44 116 kWh/år (för den faktiska anläggningen på 23.5 moduler). Utbytet motsvarade cirka 424 kWh/m² modularea och år. Cirka 57 % av värmen gick till fjärrvärme och 43 % till flisfickan.

Diskussion och slutsatser

Det uppmätta, beräknade och uppskattade utbytet för hela säsongen på 13 – 14 000 kWh var markant mindre än det möjliga utbytet, som önskvärt hade varit minst 30 000 kWh. Det erhållna utbytet motsvarade cirka 130 kWh/m² modularea. 30 000 kWh motsvarar ungefär 300 kWh/m² modularea, vilket ändå är cirka 25 % sämre än testvärdena i SP:s förteckning. Det låga utbytet beror till viss del på solfångarnas placering i Norrbotten och riktningen, som var något mer åt väst än sydväst, men framförallt på den höga temperaturen som systemet jobbade mot under större delen av säsongen.

Solsystemet borde bara ha levererat värme när temperaturen efter solfångarna antingen var varmare än flisfickan eller fjärrvärmereturen. Det fanns dock ingen helt tydlig gruppering av temperaturer som visade när systemet jobbat mot respektive behov, och den höga temperaturen inne i panncentralen på drygt 20°C (vilken påverkade temperaturgivarna) gjorde att det var svårt att få till en riktigt bra analys av värdena. Temperaturerna före solfångarna indikerar mot vilken temperatur solsystemet jobbat.

Cirka 18 % av värmeutbytet finns i intervallet 10 – 30°C (före solfångarna) och här är det rimligt att anta att värmen gått till flisfickan. 73 % av värmeutbytet fanns i temperaturintervallet 55 – 100°C, och här är det lika rimligt att anta att värmen gått till fjärrvärmen. Det resterande utbytet, cirka 9 %, fanns i temperaturintervallet 30 – 55°C, och här är det mer oklart vart värmen gått. För vissa av tidsstegen kan värme ha levererats till fjärrvärmen då returtemperaturen för fjärrvärmen var lägre än 55°C. Kanske berodde dom relativt höga temperaturerna i övrigt på att golvet i flisfickan värmdes till väldigt höga temperaturer. Det bedöms utifrån temperaturerna före och efter solfångarna hur som helst som rimligt att systemet levererat värme vid mellantemperaturerna, även om det var oklart vart. Tydligt är dock att huvuddelen av värmen gått till fjärrvärmesystemet.

Det specifika simulerade solvärmeutbytet, för fallet med värme till flisfickan under oktober – april, på 315 kWh/m² modularea och år var cirka 20 % mindre än utbytet enligt SP:s förteckning. Simuleringarna visade därmed att den valda plana solfångaren kan producera avsevärda värmemängder i norra Sverige även om förutsättningarna med avvikelser från söder inte var helt optimala. För att öka solvärmeutbytet är det viktigt att ha en så låg returtemperatur hos ”lasten” som möjligt. När flisfickan tog emot värme även under sommaren ökade utbytet med 35 % och det specifika utbytet blev nästan 8 % högre än testvärdena.

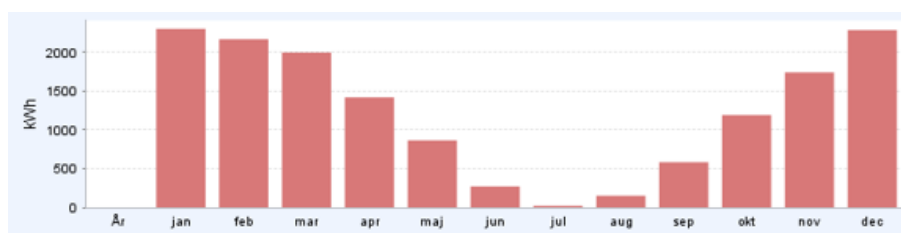
Hur påverkar olika parametrar solvärmeutbytet?

Utöver att simulera utbytet från de valda anläggningarna undersöktes även några principiellt intressanta frågeställningar genom simuleringar. Detta gjordes med de aktuella anläggningarna som modeller, och resultaten redovisas separat. De frågeställningar som undersöktes var;

- Hur påverkar den geografiska placeringen solvärmeutbytet?
- Hur påverkar olika lutning och orientering (riktning) solvärmeutbytet?
- Hur påverkar olika typ av solfångare solvärmeutbytet?
- Hur påverkar värmebehovet solvärmeutbytet?
- Hur påverkar olika placering av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme solvärmeutbytet?
- Hur påverkar olika temperaturbehov solvärmeutbytet?

Hur påverkar den geografiska placeringen?

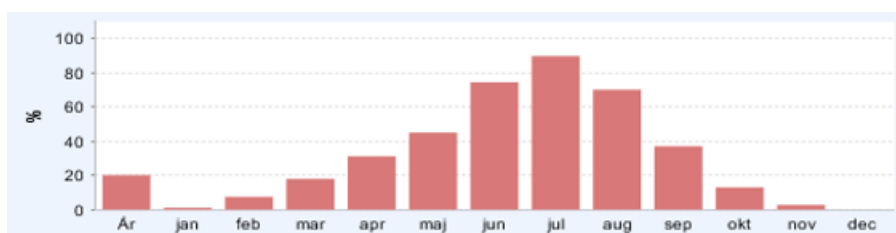
Vid simuleringar av solvärmeutbytet för olika orter har den simulerade anläggningen för Luleå/Sunderbyn använts, med uppvärmningsbehovet 15 000 kWh/år fördelat enligt Figur 26, och tappvarmvattenbehovet 4740 kWh/år jämnt fördelat över året. Samma värmebehov för olika klimat innebär i praktiken att det simulerade huset var sämre isolerat för orter med varmare medeltemperatur. Det andra alternativet hade varit att simulera samma byggnad på olika orter, men det medgav programmet inte. Projektet bedömde även att det valda alternativet var mer intressant.



Figur 26 Fördelning av värmebehovet för den simulerade anläggningen.

Luleå/Sunderbyn

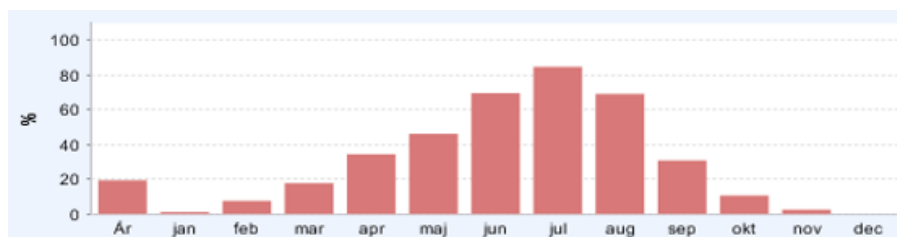
Den årliga horisontella solstrålningen för Luleå/Sunderbyn uppskattades av programmet till 880 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4369 kWh/år, vilket motsvarade 20.4 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i maj, men skillnaden mellan april, maj, juni och juli var inte så stor. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 27.



Figur 27 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Luleå/Sunderbyn.

Övertorneå

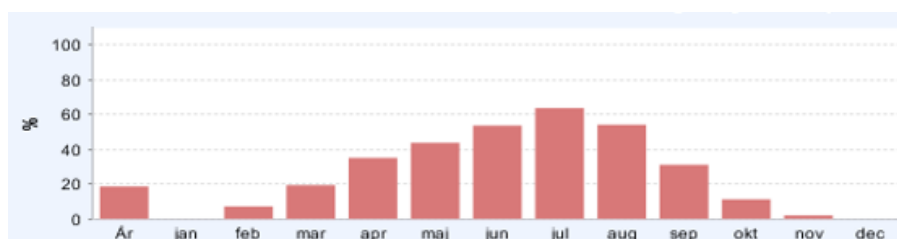
Den årliga horisontella solstrålningen för Övertorneå uppskattades av programmet till 847 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4208 kWh/år, vilket motsvarade 19.6 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i april, men skillnaden mellan april, maj, juni, juli och augusti var inte så stor. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 28.



Figur 28 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Övertorneå.

Kiruna

Den årliga horisontella solstrålningen för Kiruna uppskattades av programmet till 797 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4046 kWh/år, vilket motsvarade 18.8 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i april, men skillnaden mellan april och maj var inte så stor. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 29.



Figur 29 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Kiruna.

Umeå

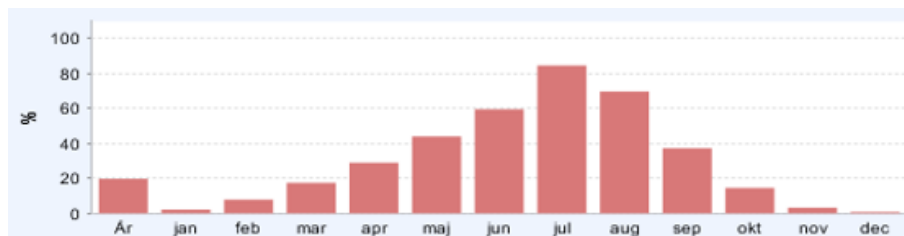
Den årliga horisontella solstrålningen för Umeå uppskattades av programmet till cirka 888 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4334 kWh/år, vilket motsvarade 20.3 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i maj, men skillnaden mellan april, maj, juni och juli var inte så stor. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 30.



Figur 30 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Umeå.

Sundsvall

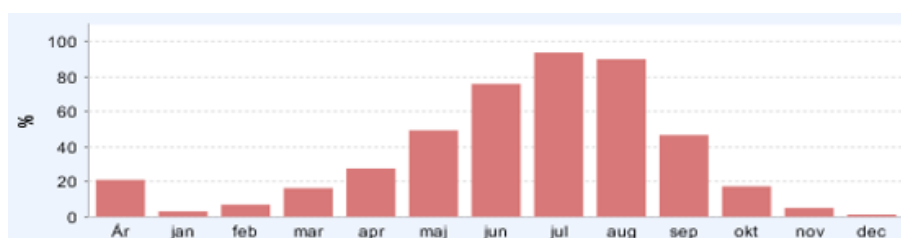
Den årliga horisontella solstrålningen för Sundsvall uppskattades av programmet till cirka 886 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4240 kWh/år, vilket motsvarade 19.9 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i maj. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 31.



Figur 31 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Sundsvall.

Stockholm

Den årliga horisontella solstrålningen för Stockholm uppskattades av programmet till cirka 979 kWh/m² och år. Det simulerade utbytet för orten var 4477 kWh/år, vilket motsvarade 21.3 % av det totala värmebehovet. Det högsta absoluta utbytet var i maj. Andelen solvärme av det totala värmebehovet framgår av Figur 32.



Figur 32 Andelen solvärme av det totala värmebehovet enligt simuleringar för Stockholm.

Diskussion

I Tabell 3 nedan redovisas den årliga solstrålningen, det årliga solvärmeutbytet, andelen solvärme, samt absoluta utbytet relativt Stockholm, som hade det högsta utbytet. Stockholm hade nästan 19 % mer solinstrålning än Kiruna, där solinstrålningen var lägst. Skillnaden i solinstrålning tillsammans med lägre temperaturer medförde att solvärmeutbytet blev nästan 10 % mindre i Kiruna. Skillnaden motsvarar 431 kWh och att andelen solvärme av totala behovet blev 2.5 % -enheter högre i Stockholm. Skillnaden mellan Stockholm och övriga orter var markant mindre. Solvärme fungerar med andra ord bra även i norra Sverige, och skillnaden i värmeutbyte är relativt begränsad.

Tabell 3 Resultat från simulering av ett solvärmesystem med samma värmebehov på sex olika orter.

Placering	Årlig solinstrålning [kWh/m ² markyta]	Solutbyte [kWh/år]	Andel solvärme [%]	Utbyte relativt Stockholm [%]
Kiruna	797	4 046	18.8 %	90.4 %
Övertorneå	847	4 208	19.6 %	94.0 %
Luleå	880	4 369	20.4 %	97.6 %
Umeå	888	4 334	20.3 %	96.8 %
Sundsvall	886	4 240	19.9 %	94.7 %
Stockholm	979	4 477	21.3 %	100.0 %

Hur påverkar solfångarnas lutning och orientering (riktning)?

Vid simuleringar av solvärmeutbytet för olika riktningar och lutningar på solfångarna har den simulerade anläggningen för Sangis använts. Det simulerade värmebehovet var 200 MWh för uppvärmning och cirka 30 MWh för tappvarmvatten per år.

Solvärmeutbytet simulerades för fem riktningar (ost och väst, sydost och sydväst, och syd) och sex lutningar (15, 30, 45, 60, 75 och 90°). I simuleringarna blir det ett lika stort värmeutbyte om solfångarna är riktade mot ost eller väst, och på samma blir det ett lika stort värmeutbyte om dom är riktade mot sydost eller sydväst.

Tabell 4 visar hur solvärmeutbytet ändras med lutningsvinkeln och orienteringen, redovisat som relativt utbyte jämfört med en solfångare som är optimalt riktad (mot söder) och lutad (ca. 45°).

Tabell 4 Energiutbyte från solfångare relativt en som är optimalt riktad och lutad, för aktuell placering och system.

Riktning	Lutning					
	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Syd	87%	96%	100%	99%	94%	58%
Sydost/Sydväst	84%	90%	93%	91%	86%	55%
Öst/Väst	75%	75%	74%	71%	67%	43%

Diskussion

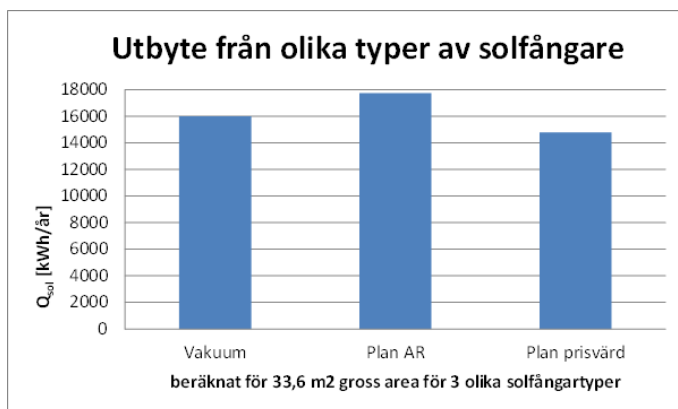
Utbytet från en solfångare är med andra ord inte drastiskt beroende av att den placeras rakt mot söder och med 45° lutning. Så länge en kan hålla riktningen mellan sydost och sydväst och lutningen mellan 30 och 60° så blir det relativa tappet jämfört med en optimal anläggning mindre än 10 %. Utbytet minskar inte heller alltför mycket om solfångarna lutar 15 eller 75° så länge dom är riktade mellan sydost och sydväst. "Tappet" blir maximalt 16 % relativt den optimala riktningen och lutningen. Om solfångarna sitter vertikalt märks det minskade utbytet däremot markant.

Om solfångaren däremot placeras mot öst eller väst är förlusten ca. 25 – 30 %, så länge vinkeln inte är alltför brant, då blir utbytet ännu mindre. En bör m.a.o. undvika att sätta solfångarna på en öst- eller västvägg.

Hur påverkar typ av solfångare?

Vid simuleringar av solvärmeutbytet för olika typer av solfångare har den simulerade anläggningen för Sangis använts. Det simulerade värmebehovet var 200 MWh för uppvärmning och cirka 30 MWh för tappvarmvatten per år. Solvärmeutbytet simulerades för tre olika solfångare med samma modularea 33,6 m² (d.v.s. dom upptog samma takyta). Den solfångare som simulerades var en vakuumsolfångare med heat-pipe, en bra plan solfångare med antireflexbehandlat glas, samt en enklare (och billigare) solfångare.

Det beräknade värmeutbytet i simuleringarna blev 15 990, 17 732 och 14 778 kWh per år för dom tre solfångarna, Figur 33. Det motsvarar ett specifikt värmeutbyte på 476, 528 och 440 kWh per m² modularea och år.



Figur 33 Totala solvärmeutbytet som funktion av tre sorters solfångare med samma modularea, för Sangis.

Klaus kommentarer

Värmeutbytet för alla tre solfångartyperna i simuleringarna var mycket högt vilket beror på den låga solandelen, som var cirka 50 % av värmebehovet under sommaren och cirka 7 % av årsbehovet. Den låga solandelen innebär i sin tur att solfångarna i simuleringarna jobbade med en låg temperatur hela tiden. En ytterligare orsak till det höga resultatet är att dom systemkomponenter som användes i simuleringarna (t.ex. värmeväxlarstorlek i ackumulatortanken) samt inkopplingsschema (höjden i tanken, skiktning) var väl anpassade för det aktuella solvärmesystemet. Det var oklart hur det stämde med verkligheten i.o.m. att flera uppgifter saknades, men för en bra anläggning är resultaten rättvisande. Om mätningar på anläggningen avviker 20 – 30 % nedåt från dessa simuleringar finns förklaringen rimligen i icke optimal systemuppbyggnad och systemkomponenter inkl. bristande styrning.

Om man vill maximera utbytet per m² takyta (modularea) så ger alltså den plana solfångaren av god kvalitet med antireflexbehandlat glas det högsta värmeutbytet. Om man vill jämföra vilket

val av solfångare som är "rätt" eller mest lönsamt så måste man ta in priser för de olika alternativen och vara noga med vilken yta man pratar om (modul eller referens). Om man utgår ifrån att kostnaden för en vakuumsolfångare och en plan solfångaren av god kvalitet med antireflexbehandlat glas är ungefär densamma per m² modularea, vilket enligt min bedömning är realistiskt, så är den plana solfångaren alltså den mer kostnadseffektiva.

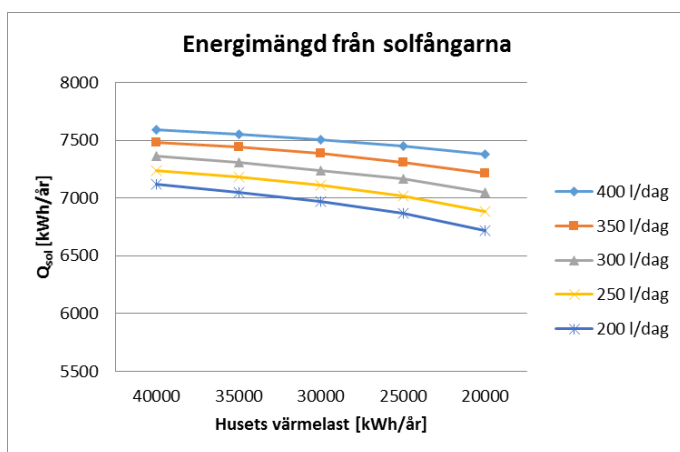
Om man däremot vill kostnadsoptimera mellan flera olika solfångare så är det antagligen så att den plana prisvärda (enklare) solfångaren vinner. Den producerar visserligen mindre värme än både den plana solfångaren av god kvalitet med antireflexbehandlat glas och vakuum-solfångaren, men priset kommer antagligen att uppväga mer än vad energiminskningen är.

Detta gäller för just denna solvärmeanläggning som är underdimensionerad, d.v.s. står för en mindre del av värmebehovet under sommarmånaderna, och därmed jobbar mot låga temperaturer hela tiden. Ju större solandelen är under sommaren, vilket innebär högre temperaturer, desto mer förskjuts den kostnadsoptimerade anläggningen mot "bättre" solfångare.



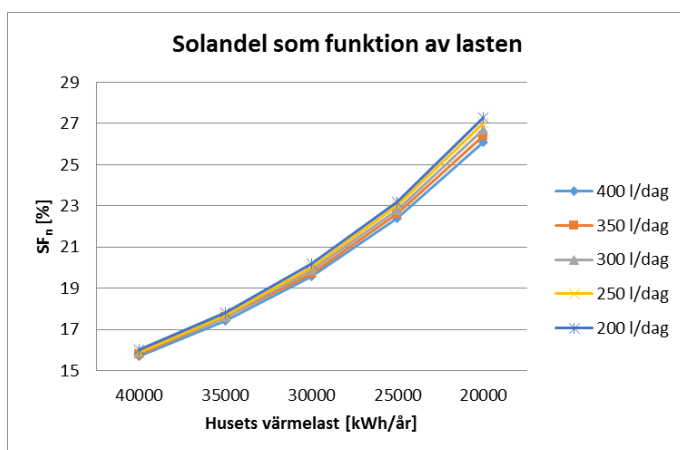
Hur påverkar värmebehovets storlek

Vid simuleringar av solvärmeutbytet för olika stora uppvärmnings- och tappvarmvattenbehov användes den simulerade anläggningen för Kiruna. Uppvärmningsbehovet sattes här till 20 000 – 40 000 kWh/år och tappvarmvattenbehovet till 200 – 400 l/dag, vilket motsvarade 4000 – 8000 kWh/år. Solvärmeutbytet för Kiruna varierade enligt simuleringarna från 6700 – 7600 kWh/år. Det årliga utbytet som funktion av husets uppvärmnings- och tappvarmvattenbehov framgår av Figur 34. Det specifika utbytet från solfångarna motsvarade cirka 410 - 465 kWh/m² modularea och år.



Figur 34 Solvärmeutbytet som funktion av uppvärmnings- och tappvarmvattenbehovet.

Solvärmeutbytet som andel av det totala värmebehovet varierade från cirka 16 – 27 %, Figur 35. Samtidigt som solutbytet minskar med lägre värmebehov, t.ex. p.g.a. ett välisolerat hus eller mindre duschande, så ökar andelen solvärme.



Figur 35 Solvärmeutbytet som andel av det totala värmebehovet för hela året, som funktion av uppvärmnings- och tappvarmvattenbehovet.

Klaus kommentarer

Solvärmeutbytet ökar med större värmebehov, vilket gäller både uppvärmning och tappvarmvatten, men samtidigt minskar andelen solvärme med ett större värmebehov, som väntat. Resonemanget förutsätter att en jämför samma solvärmeanläggning.

Att utbytet ökar både totalt och per m² ju mindre andel av värmebehovet som solen täcker innebär inte att det är mest kostnadseffektivt att ha en så liten solvärmeanläggning som möjligt. Det beror på att andra gemensamma kostnader som t.ex. rördragning och installation blir ungefär samma för en liten som för en stor solvärmeanläggning. För att få fram den mest kostnadseffektiva lösningen (lägst kostnad per kWh) måste en jämföra förväntat utbyte och totala kostnaden för några olika alternativ.

Den optimala anläggningen beror också på användarens preferenser. En kund som vill klara sig utan vedeldning under sommaren och minimera el som tillsatsvärme bör dimensionera för en hög solandel för sommarmånaderna, vilket medför moderat utbyte per m² solfångare. En ägare till ett flerfamiljshus som vill kostnadsoptimera en solvärmeanläggning för förvärmning av tappvarmvatten och som har fjärrvärme som eftervärme nöjer sig med lägre solandel sommartid men får mycket högt specifikt utbyte (kWh/m²) från sin solfångaranläggning.

Hur påverkar olika placering av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme?

Vid simuleringar av hur solvärmeutbytet varierar med olika placering av temperaturgivare och anslutningsrör för tillskottsvärme användes den stora solvärmeanläggningen för utomhuspoolen i Råneå. Värmebehovet sattes till 266 500 kWh per år varav 225 000 kWh användes under sommaren (juni – augusti). Simuleringsmodellen beskrivs vidare i kapitlet om Råneå.

Dom parametrar och alternativ som simulerades var höjden för anslutningen till huvudvärmekällan, vilken var fjärrvärme (6 och 65 % höjd simulerades), samt höjden för temperaturgivare som styrde när fjärrvärmen skulle börja värma ackumulatortanken (15 och 65 % simulerades). Alla höjder var relativt ackumulatortankens höjd.

Solvärmeutbytet varierade från 61 010 – 67 582 kWh, vilket motsvarade 22.9 – 25.4 % av det totala värmebehovet. Solvärmeutbytet per månad för alternativet med högst utbyte (med fjärrvärmeutgången och temperaturgivaren på 65 % höjd) framgår av Figur 36.



Figur 36 Solvärme till anläggningen per månad för alternativet med fjärrvärmeutgången och temperaturgivaren på 65 % höjd av tankens totala höjd.

Utbytet motsvarade 241 – 267 kWh/m² modularea och år, att jämföra med testvärdet i SP:s förteckning på 329 kWh/m² modularea och år, för 50°C. En sammanställning av resultaten ovan samt även solvärmeutbytet till pool respektive ackumulatortank finns i Tabell 5.

Tabell 5 Värmeutbyte från solfångare beroende på placeringen av anslutningar och temperaturgivare.

Parameter	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
	1	2	3
Höjd fjärrvärmeutgång [% av tankhöjd]	65%	6%	6%
Höjd fjärrvärmeretur [% av tankhöjd]	95%	95%	95%
Höjd temperaturgivare [% av tankhöjd]	65%	65%	15%
Totalt solvärmeutbyte [kWh/år]	67 582	64 420	61 010
Solandel av årsvärmebehovet [%]	25.4 %	24.2 %	22.9%
Specifikt utbyte [kWh/m ² modularea och år]	267	255	241
Solvärmeutbyte till pool [kWh/år]	40 281	49 106	50 142
Solvärmeutbyte till ackumulatortank [kWh/år]	27 243	15 254	10 810

Klaus kommentarer

I Alternativ 1 är det totala solvärmeutbytet störst av dom tre jämförda alternativen, men utbytet till poolen är minst. Det lägre utbytet till poolen beror på att solvärme även går till ackumulatortanken under sommaren. Det högre utbytet till ackumulatortanken beror på att tankens nedre del inte värms av fjärrvärme och att solfångarna därmed kan jobba mot en lägre temperatur där. I maj begränsar värmebehovet utbytet från solfångarna.

I Alternativ 2 är det totala solvärmeutbytet ungefär mitt emellan Alternativ 1 och 3. Solvärmeutbytet till ackumulatortanken är markant mindre än i Alternativ 1 och nästan hela skillnaden är under sommaren. Det mindre solvärmeutbytet beror på att fjärrvärme "dras ned" i tanken när ny fjärrvärme tillförs tankens övre del, och orsakas av att utgången till fjärrvärmen sitter i botten av ackumulatortanken. Värmeutbytet till poolen är dock markant större än i Alternativ 1 vilket beror på att väldigt lite solvärme går till ackumulatortanken under sommaren. Det totala utbytet är större än i Alternativ 3 p.g.a. att temperaturgivaren sitter högre upp i tanken.

I Alternativ 3 är solvärmeutbytet till poolen störst av dom tre jämförda alternativen, men det totala solvärmeutbytet är minst. Det minskade utbytet till ackumulatortanken, jämfört med dom andra alternativen, beror på att hela tanken är uppvärmd av fjärrvärme till 60°C vilket orsakas av att temperaturgivaren sitter i tankens nedre del. Så länge solfångarna värmer poolen (på sommaren) så blir solsystemets värmebärare aldrig tillräckligt varm (några grader över 60°C) och därför startar aldrig solpumpen som laddar tanken under sommaren. Det högre utbytet till poolen beror på att det under sommarmånaderna inte tillförs någon energi till ackumulatortanken från solfångarna, och att solfångarna därför jobbar mot låg temperatur hela tiden.

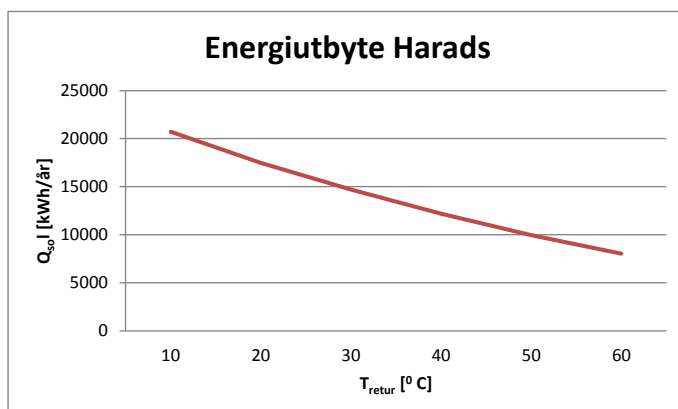
Slutsatsen blir att störst solvärmeutbyte fås om solfångarna jobbar mot låg temperatur, vilket i detta fall var en utomhuspool, och för det fall där tillskottsvärmen (fjärrvärme i detta fall) bara värmer övre delen av tanken. Det är dock en balansgång hur liten del av tanken som ska värmas av tillskottsvärmen, eftersom den säkerställda värmen i övre delen av ackumulatortanken samtidigt måste räcka till dom behov en har. Det är m.a.o. inte bra att värma för liten del av tanken med annan värme. Ett bra system har med andra ord både en väldimensionerad solvärmeanläggning, en väldimensionerad ackumulatortank, och en bra styrning.

I det fall en har ett intermittent system, som en vedpanna, är det dock klokt att elda ordentliga brasor, för bättre förbränning, på vår- och höstkvällarna så att ackumulatortanken är svalare i nedre delen på morgonen och kan ta emot maximalt med solvärme. På somrarna är det sen bättre att låta pannan vila och bara värma översta delen av tanken med el, när solen inte räcker.

Hur påverkar temperaturbehovet?

Vid simuleringar av hur solvärmeutbytet varierar beroende på temperaturbehovet användes fjärrvärmeanläggningen i Harads, men med förändringen att solvärme enbart gick till ett värmebehov med ett visst temperaturbehov. Värmebehovet var i förhållande till den möjliga värmeproduktionen från solfångarna oändligt. Hur mycket värme från solfångarna som kunde användas berodde därför bara av temperaturbehovet (returtemperaturen i fjärrvärmens) och av hur ofta temperaturen från solfångarna blev tillräckligt hög. Solvärmeutbytet simulerades med temperaturer behövt 10 – 60°C. Den simulerade solfångararean var bara cirka en tredjedel av den faktiska, beroende på ett missförstånd. Storleken på anläggningen var dock inte relevant för den här undersökta parametern. Simuleringsmodellen beskrivs vidare i kapitlet om Harads.

Solvärmeutbytet varierade från ca. 8000 till drygt 20 000 kWh/år, och utbytet var nästintill linjärt beroende av temperaturbehovet, Figur 37. Det specifika energiutbytet blev cirka 226 – 564 kWh/m² modularea och år.



Figur 37 Absolut solvärmeutbyte som funktion av temperaturbehovet, för Harads.

Solvärmeutbytet varierade i stort sett linjärt med temperaturbehovet, vilket var enligt förväntan. Med värmewäxling mot 55°C fjärrvärmeretur blir utbytet cirka 237 kWh/m² modularea och år. För mycket låga arbetstemperaturer kan utbytet öka upp mot mer än det dubbla. Det är alltså väsentligt för solvärmeutbytet att försöka hålla arbetstemperaturen för solfångarna så låg som möjligt. I det aktuella fallet kunde det göras genom att förmå alla användare att ta ut en stor temperaturskillnad eller genom att hitta värmeanvändare som kan ta ut värme vid lägre temperaturer, t.ex. industrilokaler med golvvärme eller fastighetsägare med värmepumpar, och därmed sänka returtemperaturen.

Klaus kommentarer

Det går inte att rakt av jämföra med utbytet enligt SP:s förteckning, vilket beror på att solfångarnas temperatur inte är densamma som fjärrvärmens returtemperatur. Om fjärrvärmereturen är 50°C innebär det att temperaturen efter värmewäxling mot solsystemet är

kanske 55°C, vilket i sin tur innebär att temperaturen på solsidan är ungefär 65 – 55°C. Med antagandet att temperaturen i solfångarna är 10 grader högre än i fjärrvärmereturen så skulle utbytet för 40°C fjärrvärmeretur motsvara utbytet i SP:s förteckning. Utbytet i simuleringarna för 40°C var cirka 332 kWh/m² modularea, vilket är omkring 16 % lägre än testvärdet på 415 kWh/m² referensarea och år. Det lägre utbytet berodde på solfångarnas geografiska placering och på deras riktning som avvek ganska mycket från söder.

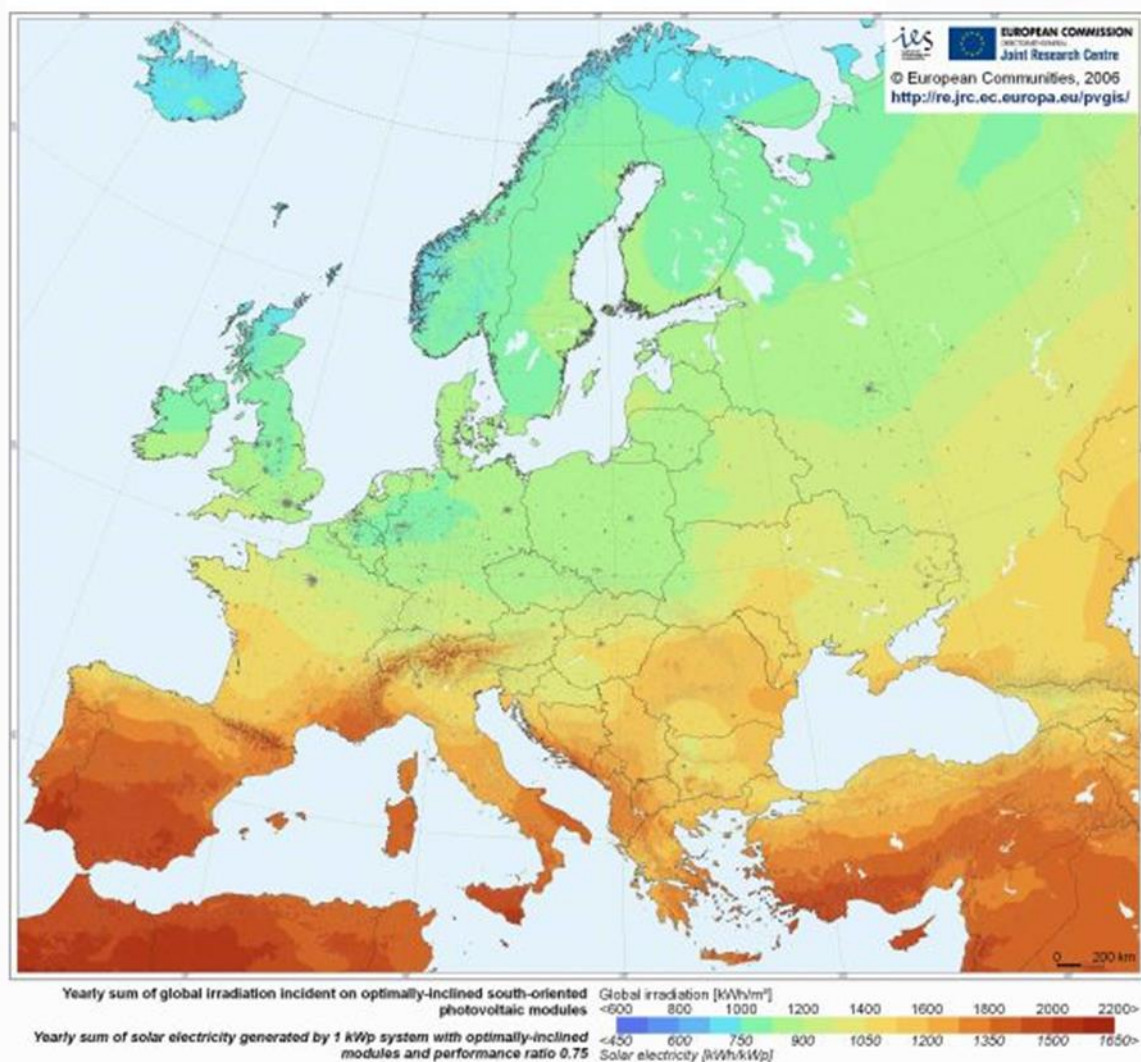
Utbytet, enligt simuleringarna, från den faktiska anläggningen med 104 m² modularea hade blivit cirka 30 000 kWh om returtemperaturen varit 50°C och närmare 60 000 kWh om solfångarna enbart jobbat mot ett temperaturbehov på 10°C.



Solinstrålning

Projektet har haft som mål att undersöka om och hur solvärme fungerar i Norrbotten. Det är då även av intresse att se hur mycket solstrålningen varierar mellan åren. I projektet har solinstrålningen för dom fem aktuella orter (Luleå/Sunderbyn, Sangis, Kiruna, Råneå och Harads) under åren 2001 – 2010 undersökts.

Solinstrålningen på en plats kan mätas, beräknas med olika modeller, eller uppskattas utifrån kartor eller tabeller över solinstrålningen, Figur 38. Enligt kartor är solinstrålningen mot en optimalt lutande yta i Norrbotten (cirka 45°) ungefär 900 – 1200 kWh/m².



Figur 38 Årlig solinstrålning över Europa och förväntat utbyte för en sol-el-anläggning.

För jämförelser mellan olika år kan en köpa mätdata för solinstrålning från SMHI:s mätstationer, men med nackdelarna att mätningar bara finns för några få platser i länet och att data levereras som en fil per dag och ort vilket gör att det blir väldigt många filer att hantera (om en gör det

manuellt och inte skriver ett program för att automatisera arbetet). Ett fritt tillgängligt alternativ är SMHI:s modell STRÅNG för solinstrålning mot en horisontell yta som finns på Internet (<http://strang.smhi.se/extraction/index.php>). I STRÅNG skriver en in koordinater och får beräknade värden för solinstrålning och utomhustemperatur för den önskade platsen. Projektet har därför valt att använda STRÅNG för jämförelser av solinstrålningen.

En beskrivning av STRÅNG finns på <http://www.smhi.se/publikationer/a-system-for-modelling-solar-radiation-parameters-with-mesoscale-spatial-resolution-1.2369>). I STRÅNG görs beräkningarna med en solstrålningsmodell som heter SMARTS2 (http://rredc.nrel.gov/solar/models/smarts/relatedrefs/smarts2_report.pdf), och denna drivs med indata från några av SMHI:s andra modellsystem och observationer. Beräkningarna i STRÅNG avser medelvärden över stora ytor, f.n. 11 x 11 km, och speglar medelvariationen över ytan. Direkta mätningar i t.ex. Luleå och Kiruna ger solstrålningens variation och storlek i mätpunkten, men används inte i STRÅNG eftersom det finns alldeles för få sådana. Mätningarna används för validering av beräkningarna (<http://strang.smhi.se/validation/validation.html>). Noggrannheten för STRÅNG ligger på plus minus några procent.

Solinstrålningen enligt STRÅNG för dom fem orterna framgår av Tabell 6. Medelinstrålningen för dom 10 åren varierar från 764 kWh/m² och år i Kiruna till 846 kWh/m² och år i Sangis. Skillnaden mellan dom kustnära platserna Luleå/Sunderbyn, Sangis och Råneå är dock försumbara. Den årliga avvikelsen från medelinstrålningen kan vara cirka 10 – 15 %. Cirka 80 % av solinstrålningen kommer under dom fem ”sommarmånaderna” April – Augusti.

Tabell 6 Solinstrålning enligt STRÅNG (SMHI) för fem orter i Norrbotten under åren 2001 – 2010.

[kWh/år]	Luleå/Sunderbyn	Sangis	Kiruna	Råneå	Harads
2001	862	862	760	863	856
2002	923	921	842	924	909
2003	894	871	816	890	869
2004	829	821	731	829	790
2005	833	860	739	840	798
2006	910	936	800	915	880
2007	816	821	767	814	797
2008	810	805	730	811	771
2009	837	858	762	841	812
2010	728	708	690	720	691
Medel [kWh/år]	844	846	764	845	817
Min [kWh/år]	728	708	690	720	691
Max [kWh/år]	923	936	842	924	909
April - Augusti [kWh]	679	686	618	682	654
April - Augusti [%]	80%	81%	81%	81%	80%

Medelinstrålningen per månad enligt STRÅNG för dom fem orterna framgår av Tabell 7. Med denna modell blir den totala solinstrålningen något lägre, men skillnaden är inte så stor. Skillnaden beror på att stora avvikelser från "normalvärdet" slår olika i dom två beräkningsmodellerna. Det korrekta medelvärdet för dom tio åren finns dock i Tabell 6. Även här syns att solinstrålningen för dom tre kustnära orterna Luleå/Sunderby, Sangis och Råneå är ungefär samma. Instrålningen i Harads är något lägre under dom fem sommarmånaderna, medan Kiruna har cirka 10 % mindre solinstrålning för samma period.

Tabell 7 Medelsolinstrålning per månad enligt STRÅNG (SMHI) för fem orter i Norrbotten under åren 2001 – 2010.

[kWh/månad]	Luleå/Sunderbyn	Sangis	Kiruna	Råneå	Harads
Januari	3	2	1	3	2
Februari	16	15	13	16	16
Mars	54	55	52	53	53
April	101	101	98	100	100
Maj	147	147	134	146	140
Juni	163	167	149	165	156
Juli	154	158	137	157	148
Augusti	113	113	99	113	109
September	62	60	56	62	62
Oktober	24	23	21	24	24
November	5	4	3	5	5
December	1	1	0	1	1
Summa [kWh/år]	825	829	750	826	799

Uppgifter om STRÅNG har projektet fått från Weine Josefsson, meteorolog och klimatolog på SMHI, vilket vi tackar varmt för.