

Rapport

R13:1982

**Solvärmekompletterat
fjärrvärmesystem för
Torvallaområdet i Östersund**

Förstudie

**Anders Bernestål
Göran Hultmark**

INSTITUTET FÖR
BYGGDOKUMENTATION

Accnr

Plac *Ser*

*V
GHT*

Byggeforskningsrådet

R13:82

SOLVÄRMEKOMPLETTERAT FJÄRRVÄRMESYSTEM
FÖR TORVALLAOMRÅDET I ÖSTERSUND
Förstudie

Anders Bernestål
Göran Hultmark

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790518-2 från Statens råd för byggnadsforskning
till Östersunds Fjärrvärme AB.

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

R13:82

ISBN 91-540-3629-1
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

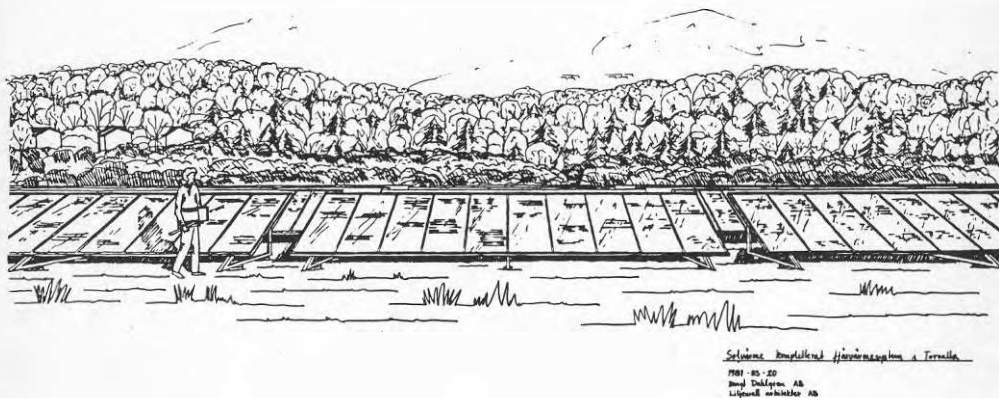
LiberTryck Stockholm 1981 138925

INNEHÅLL

1	SAMMANFATTNING	4
2	FORTSATT UTVECKLING OCH FRAMTIDA KOST- NADER	6
3	SOLFÅNGARNAS KONSTRUKTION	7
4	SOLFÅNGARNAS PLACERING OCH LUTNING	10
5	FJÄRRVÄRMESYSTEMETS EGENSKAPER	15
5.1	Dimensionerande data	15
5.2	Effektbehov under året	16
5.3	Temperaturbehov under året	18
6	DIMENSIONERING AV SOLFÅNGARYTA MED KULVERTNÄTET SOM LAGER	21
7	SOLFÅNGARE I SERIEGRUPPER	23
8	SOLFÅNGARE MED KORTTIDSLAGER	25
9	SOLFÅNGARSYSTEMETS INKOPPLING TILL FJÄRRVÄRMENÄTET	27
10	SOLFÅNGARNAS ANSLUTNINGSSYSTEM	30
11	ENERGISITUATIONEN MED VALDA ALTERNATIV	34
12	EKONOMI	36
12.1	Investeringskostnad	36
12.2	Underhållskostnad och livslängd	37
12.3	Lönsamhet	39

1 SAMMANFATTNING

Denna förstudie behandlar kostnader och energiutbyte vid utnyttjande av direktverkande solfångare som värmekälla till fjärrvärmenätet under sommarhalvåret. Det fjärrvärmenät som skall uppvärmas är beläget i Östersund och utfört med cirka 20°C lägre temperatur än vad som är vanligt i Sverige i dag. I projektet har en ny typ av stora platsbyggda solfångare framtagits.



Solvärme central för fjärrvärmenätet i Torvalla
 1981-85-20
 Bengt Dahlqvist AB
 Långvallen 10, Östersund

Figur 1 Solvärmecentralen i Torvalla, Östersund

Genom att utnyttja fjärrvärmenätet som lagerenhet kan cirka 50% av sommarenergibehovet erhållas från solfångarna med en verkningsgrad på dessa av 35% medan ett dygnslager ökar utnyttjandet till cirka 60% av sommarbehovet. Motsvarande årsenergiutnyttjande är 8% utan extra lager och 10% med dygnslager.

För att erhålla detta utnyttjande erfordras 3700 m^2 solfångare utplacerade på en markyta om 9200 m^2 .

I detta projekt har 2176 m^2 solfångaryta valts. Årligen sparas då 840 MWh vilket motsvarar energiförbrukningen för 50 nybyggda villor.

Tyngdpunkten i arbetet har nedlagts på att erhålla en ekonomiskt konkurrenskraftig solfångaranläggning med mycket enkel systemuppbyggnad, i huvudsak bestående av solfångare och värmeväxlare på fjärrvärmenätets returledning, eventuellt med litet mellanliggande lager.

Som fortsättning på projektet kan självfallet mer komplexa system med längre lagringstider utnyttjas vilket väsentligt ökar andelen solenergi.

Kostnaderna för uppförandet av den kompletta solcentralen är 1425 kr/m^2 , varav 1000 kr/m^2 härrör sig från solfångarna, 110 kr/m^2 från kulvertsystemet, 115 kr/m^2 från apparatrum och 200 kr/m^2 från övriga markarbeten. Om räntekraven är 4% högre än energiprisstegringen, avskrivningstiden 15 år och underhållskostnaden 25 000 kr/år innebär detta ett medelenergipris av 26,1 öre/kWh under anläggningens första 20 år.

Detta projekt är ett av de första försöken att praktiskt utnyttja solfångare i fjärrvärmesammanhang. I pilotförsök måste vissa material specialtillverkas, vid framtida anläggningar kan materialet serietillverkas. De kostnads-sänkningar som kan förväntas på material till solfångaren hänför sig främst till absorbator och täckskivor. Genom serietillverkning bör kostnaden för materialet reduceras med 100 kr/m^2 .

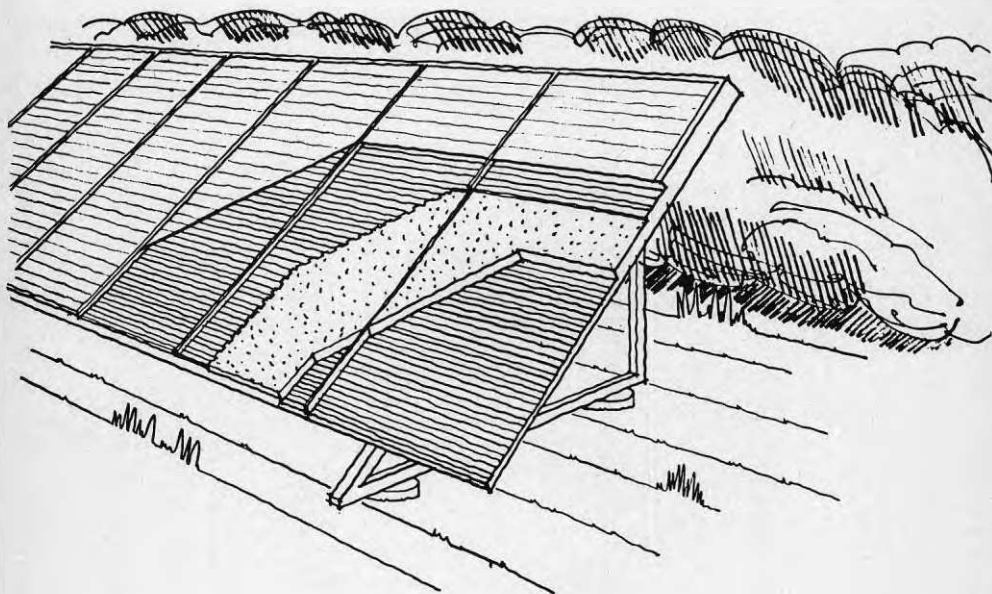
Kostnadssänkning till följd av en utveckling på byggnads-sidan kommer att fås vid ytterligare projekt av denna typ. Montering, grundläggning och ramverkskonstruktionen kommer att anpassas och utvecklas. Det bör vara möjligt att reducera kostnaden med ca 300 kr/m^2 .

I framtiden bör goda möjligheter finnas att öka energiutbytet från solfångarna. Täckskivan som i detta projekt är tagen från och anpassad till växthus bör kunna utvecklas så att prestanda höjs och anpassas till solfångarutnyttjande. För att ytterligare förbättra solfångarens energiutnyttjande kan konvektionshinder och selektiva skikt komma till användning. Med dessa förbättringar torde en 40%-ig ökning av energiutbytet vara möjligt.

En solfångarcentral är platsbyggd vilket innebär att lokala byggföretag kan ges möjlighet att uppföra denna. Ett minskat oljeberoende byts då mot inhemskt arbete och material.

3 SOLFÅNGARNAS KONSTRUKTION

Parallellt med detta projekt har en ny typ av solfångare utvecklats och konstruerats. Solfångaren är av plan typ och glasad, den är en utveckling av de solfångare som används i projekten Sun-clay, Sun-peat och Backa.



Figur 2 Principskiss över solfångarmodul

Solfångarna består av ett antal huvuddetaljer: absorptor, täckglas, isolering, hölje samt ställning. Som absorptor används aluminiumplåt med invalsade kopparrör. Plåtarna är svartmålade med en väderbeständig färg men utan selektiva egenskaper. Ovanför absorptorn placeras en dubbel plexiglasruta. Plexiglasen hålls på plats av profiler av aluminium och kan utbytas då varje glasskiva, cirka 2 m^2 , är individuellt fastsatt. Under absorptorplåten placeras isolerskivor av mineralull. För att skydda absorptor, glas och isolering förses solfångaren med ett hölje. De stora väderpåfrestningar som kan förekomma samt nödvändigheten av att få en lätt konstruktion har gjort att höljet ut-

förts i aluminium.

Solfångaren placeras på en ställning av aluminiumprofiler. Ställningen sätts fast i upplag av betong. Komponenterna till solfångaren skall komma till arbetsplatsen i rätta längder och försedda med förborrade hål. På arbetsplatsen skall 2 man kunna montera solfångaren utan några specialverktyg eller svetsutrustning.

Solfångarmodulerna omfattar 16 m² absorberaryta vardera och placeras ut i grupper. Anslutning till kulvertsystemet sker med två kopplingar i sidan på modulen.

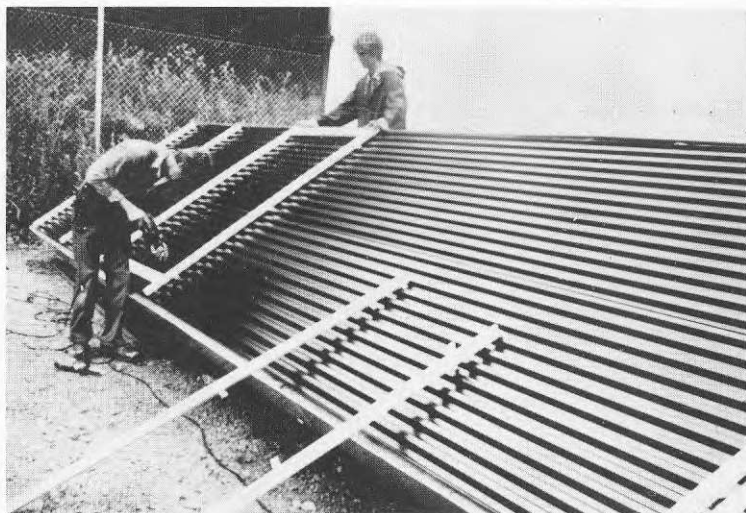


Bild 1 Infästningslisterna till glaset monteras

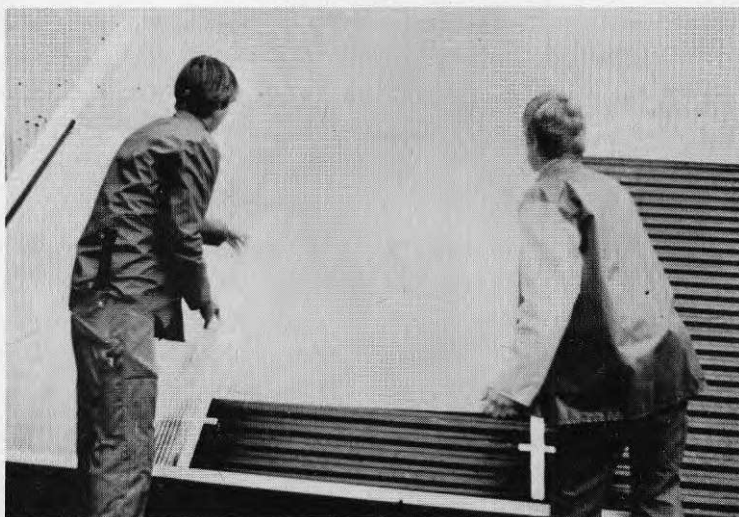


Bild 2 Glaset sätts på plats

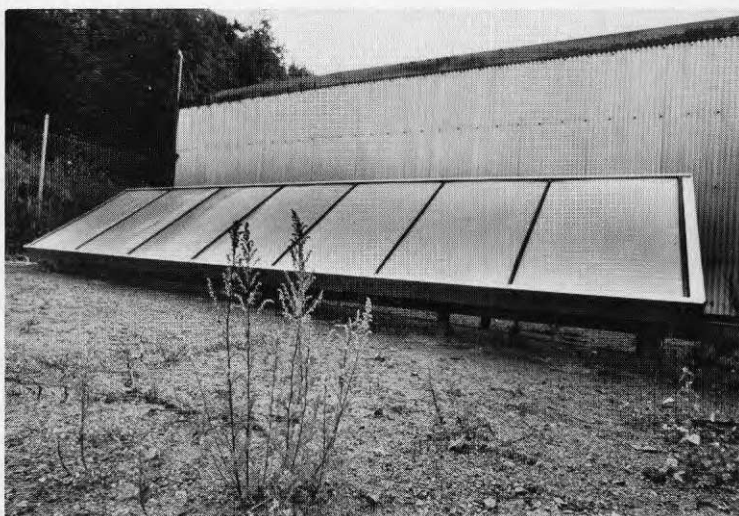
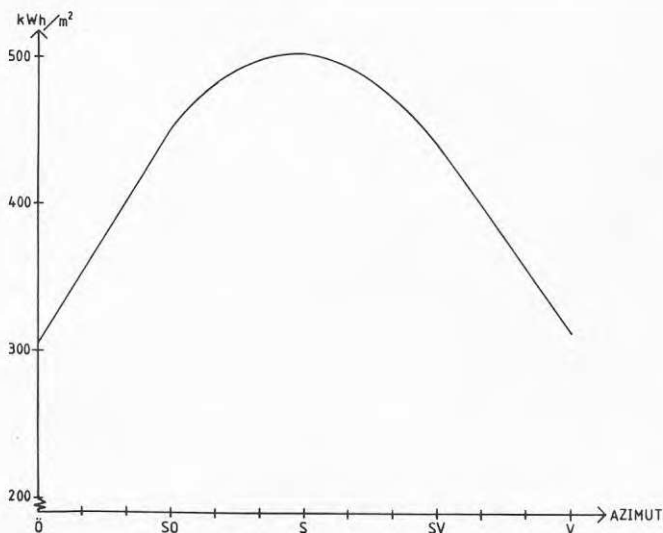


Bild 3 Färdig solfångarmodul om 16 m²

4 SOLFÅNGARNAS PLACERING OCH LUTNING

För optimering av solfångarnas placering och lutning har solfångarkonstruktionen som redovisades i kapitel 3 beskrivits i dator. Beräkningarna utförs för varje timma under ett år. Solenergin storlek beror förutom på solfångarens fysikaliska egenskaper på solens läge och effekt, molnighet, vind, utetemperatur samt systemets utseende.

I de beräkningar som görs i detta kapitel har medeltemperaturen på vattnet i solfångarna satts till $+43^{\circ}\text{C}$. De värden som redovisas gäller således för denna temperatur och används för att bestämma solcentralens utseende. I kapitel 6, 7 och 8 beräknas sedan producerad energimängd, med fjärrvärmenätets temperaturer. För framtagande av den gynnsammaste riktningen för solfångarna (azimut) har figur 3 beräknats och uppritats.

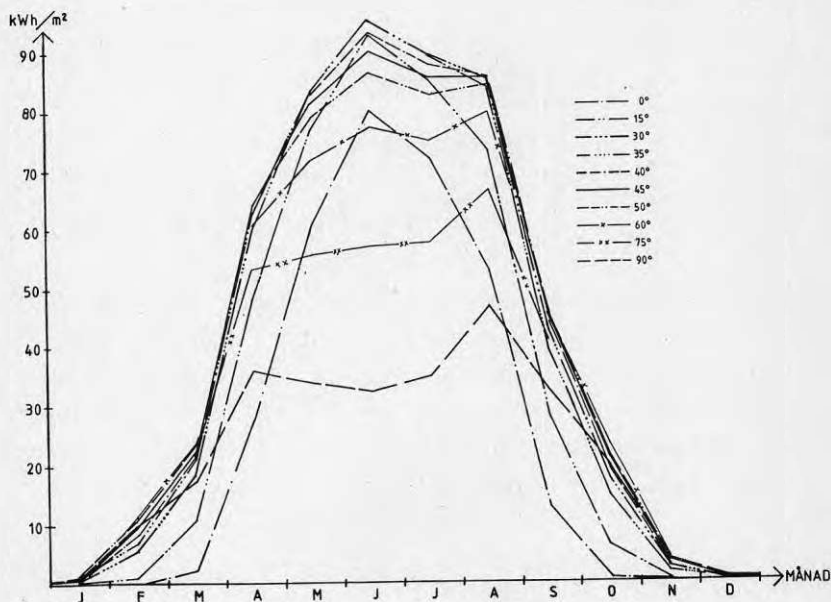


Figur 3 Tillgänglig energi under ett normalår från 1 m^2 solfångare med 35° lutning som funktion av avvikelser från söder.

Vi ser att man kan placera solfångaren cirka $\pm 15^{\circ}$ från söderläge utan att någon nämnvärd försämring av energiutbytet sker. De två områden som finns tillgängliga för placering av solfångare ger möjlighet att placera

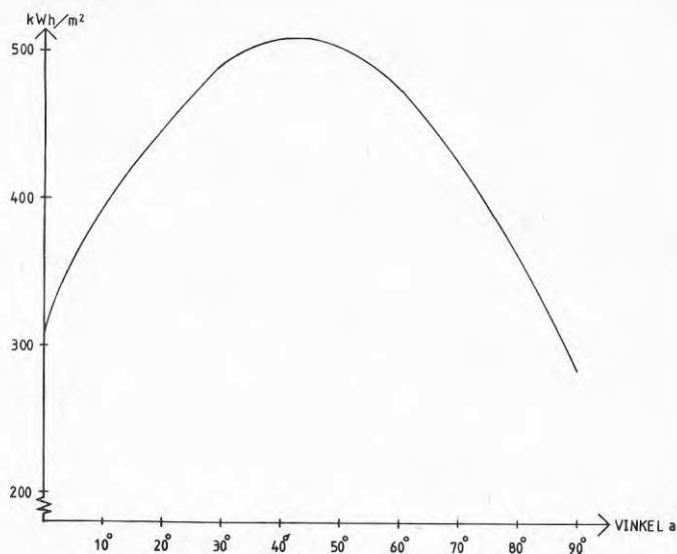
dessa i söderläge.

Den instrålade solenergin mot solfångaren varierar med solfångarens lutning enligt figur 4. Vid ytterlighetsfallen horisontell respektive vertikalt placerad solfångare kan man se att den horisontella ger större utbyte under sommaren då solen står högt på himlen. Under vår och höst kommer den vertikalt placerade att medge ett större energiuttag. En solfångare med lutningen 45° har som figur 4 visar en högre tillgänglig energi under sommaren än en horisontellt placerad, trots att solen på denna breddgrad (Östersund) är uppe under större delen av dygnet.



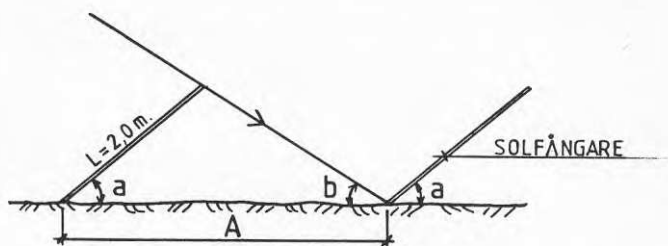
Figur 4 Tillgänglig energi under ett normalår från 1 m^2 solfångare placerad mot söder som funktion av lutningen från horisontalplanet, månadsmedelvärden.

Energiutbytet som är summan av upptagen solenergi under ett normalår visar att utbytet ökar med 4% då lutningen ökar från 30° till 40° , enligt figur 5, för att sedan plana ut till 45° och därefter minska.



Figur 5 Tillgänglig energi under ett normalår från 1 m² solfångare placerad mot söder som funktion av lutningen från horisontalplanet.

I detta projekt kommer solfångare att placeras över ett större område. Detta innebär att solfångare kommer att placeras i rader efter varandra. Kostnaden för solfångarnas distributionskulvert är stor varför avståndet bör vara litet mellan solfångarna. Placeras solfångarna tätt kommer de främre att skugga bakomvarande.



Figur 6 Inbördes avstånd mellan solfångare för att ingen skuggning skall förekomma.

Med beteckningar enligt figur 6 där:

a är solfångarens lutning i grader

b är solhöjden över horisonten i grader

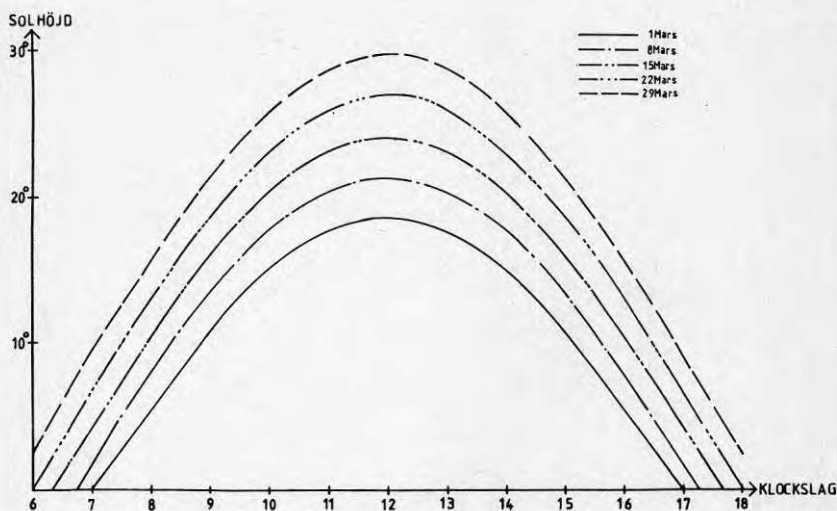
A är avståndet mellan solfångarna i meter

kan avståndet A bestämmas då ingen skuggning förekommer vid olika lutning på solfångaren och olika infallsvinklar på solinstrålningen.

a	b	A
30	20	4,5
	25	3,9
35	20	4,8
	25	4,1
40	20	5,1
	25	4,3

Tabell 1

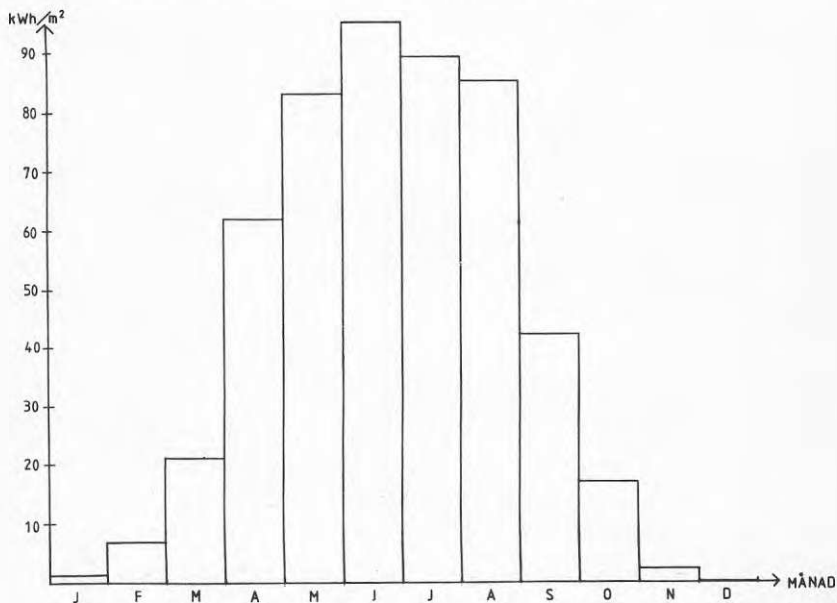
Solinfallet på solfångarna är lågt under vinterhalvåret för att öka under mars - april. Vid bedömning av solfångarnas inbördes avstånd måste den förlust som fås genom skuggning beaktas. För enstaka dagar i mars månad beräknas solhöjden kontinuerligt under dagen.



Figur 7 Solhöjd i mars för olika datum.

Med de förutsättningar och beräkningar som presenterats har solfångarnas inbördes avstånd valts till 4,7 meter med en lutning på 35° .

Den markarea som krävs för 1 m^2 solfångare blir $2,4 \text{ m}^2$. Med gångmöjlighet mellan solfångarna samt fritt utrymme framför första raden blir markbehovet cirka $2,5 \text{ m}^2$ per m^2 solfångare då dessa placeras i rader.



Figur 8 Tillgänglig energi under ett normalår från 1 m^2 solfångare placerad mot söder med lutning 35° från horisontalplanet.

5 FJÄRRVÄRMESYSTEMETS EGENSKAPER

5.1 Dimensionerande data

Torvallaområdet beläget cirka 5 km sydost om Östersunds centrum är planerat för utbyggnad i etapper. När hela området är färdigt kommer det att omfatta totalt 18860 rumsenheter - 1 rumsenhet motsvarar 25 m² våningsyta - med tillhörande serviceanläggningar samt viss småindustri.

Det område som studeras i denna rapport skall bebyggas med bostäder, totalt 6665 rumsenheter fördelade på två deletapper T1A och T1B.

Dimensionerande nettoeffekt för hela området är beräknat till 6 MW.

Energibehovet för varmvatten har, vid jämförelse med liknamnde bebyggelse, satts till 30% av totala nettoenergibehovet.

Kulvertförlusterna från ett lågtemperatursystem är cirka 5% av totala nettoenergibehovet.

För det aktuella området har Östersunds fjärrvärme AB angivit dimensionerande temperaturer enligt:

	Temperaturer	
	Framledning °C	Återledning °C
Värmeväxlare för <u>radiatorer</u> _ _ _		
Primärsida	100	50
Sekundärsida	55	45
Separat värmeväxlare för luftvärmare med <u>ytterluft</u> _ _ _ _ _		
Primärsida	100	40
Sekundärsida	55	35
Värmeväxlare för efter- <u>värningsbatterier</u> _ _ _		
Primärsida	55	30
Sekundärsida	40	25
<u>Varmvattenberedare</u> _		
Primärsida	55	20
Sekundärsida	48	5

Tabell 2

5.2 Effektbehov under året

Den energi som förbrukas inom distributionsområdet kan beskrivas i ett varaktighetsdiagram. Energiförbrukningen fördelas på årets timmar efter det behov som föreligger.

Värmebehovet är en funktion av utetemperaturen. I beräkningarna har förutsatts att uppvärmning sker till rumstemperaturen $+11^{\circ}\text{C}$ om det är kallare än $+11^{\circ}\text{C}$ utomhus. Temperaturhöjningen från $+11^{\circ}\text{C}$ till $+20^{\circ}\text{C}$ sker genom byggnadernas interna energiöverskott. Varje timma används ett värde på uteluftens temperatur som är baserat på dels SMHI:s statistik över en längre period dels den årliga normaltemperaturen som gäller på den aktuella platsen.

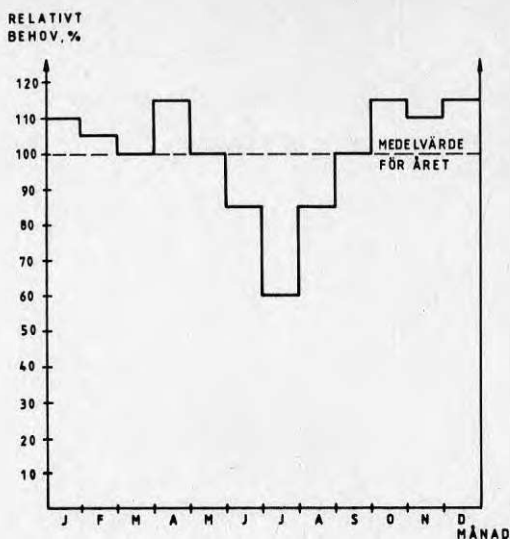
Tappvarmvattenbehovet varierar under året och under varje dag. Fördelningen under dygnet har antagits enligt tabell 3.

TID

07-17	48%
17-22	38%
22-24	5%
24-07	9%

Tabell 3 *Varmvattenförbrukningens fördelning under dygnet*

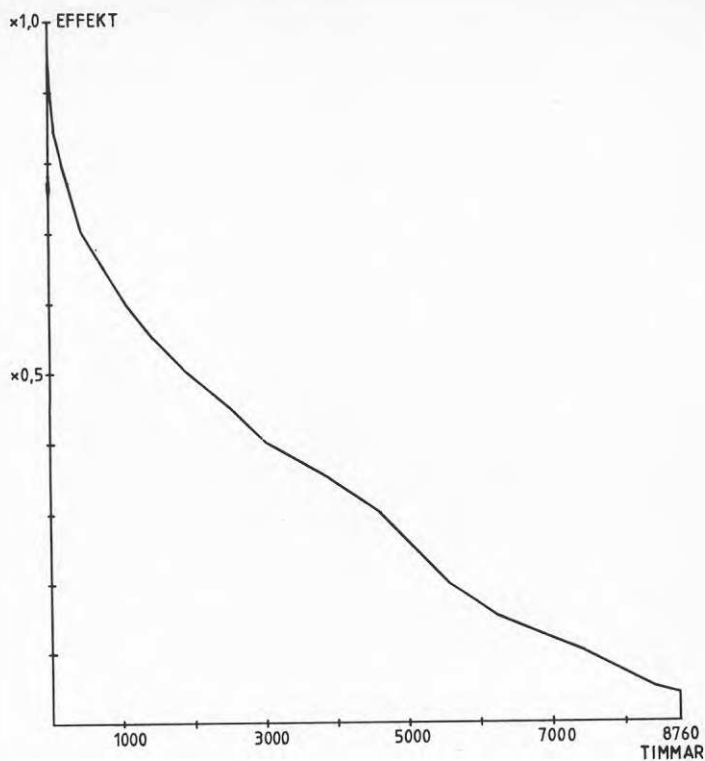
Varmvattenförbrukningen varierar även under året med den största förbrukningen under höst-vinter och lägst under sommarmånaderna. Fördelningen under året enligt figur 9.



Figur 9 Fördelning av energibehovet för varmvattenberedning över året.

Energibehovet för ventilation följer till största delen energibehovet för värme. Det är få byggnader som har eftervärmning vilka kan påverka energiförbrukningens fördelning.

Energiförbrukningens fördelning under ett normalår, med de förutsättningar som beskrivits i detta kapitel, visas i figur 10. Vid jämförelse mellan det teoretiskt framtagna och varaktighetsdiagram för panncentraler i Östersund har bra överensstämmelse fått om man beaktar att Torvallaområdet är byggt enligt SBN-75.



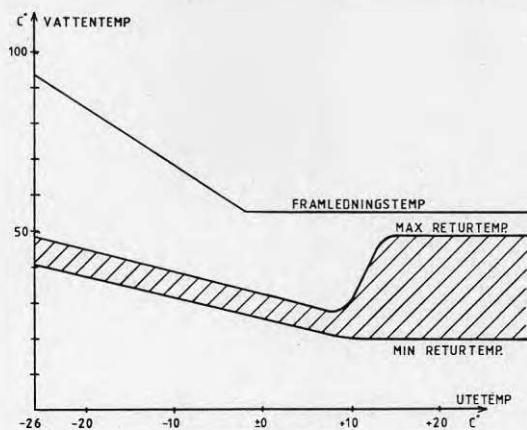
Figur 10 Varaktighetsdiagram för ett normalår.

Förutsättningar: varmvattenförbr. 30%
uppvärmning till $+11^{\circ}\text{C}$

5.3 Temperaturbehov under året

Framledningstemperaturen följer en bestämd kurva, som funktion av utetemperaturen, se kapitel 5.1. Returtemperaturen varierar under dygnet. Under vintern beror denna variation på förbrukningen av varmvatten medan det under sommaren tillkommer en variation beroende på rundcirkulation.

Dessa temperaturvariationer i fjärrvärmenätet kan beskrivas som funktion av utomhustemperaturen.

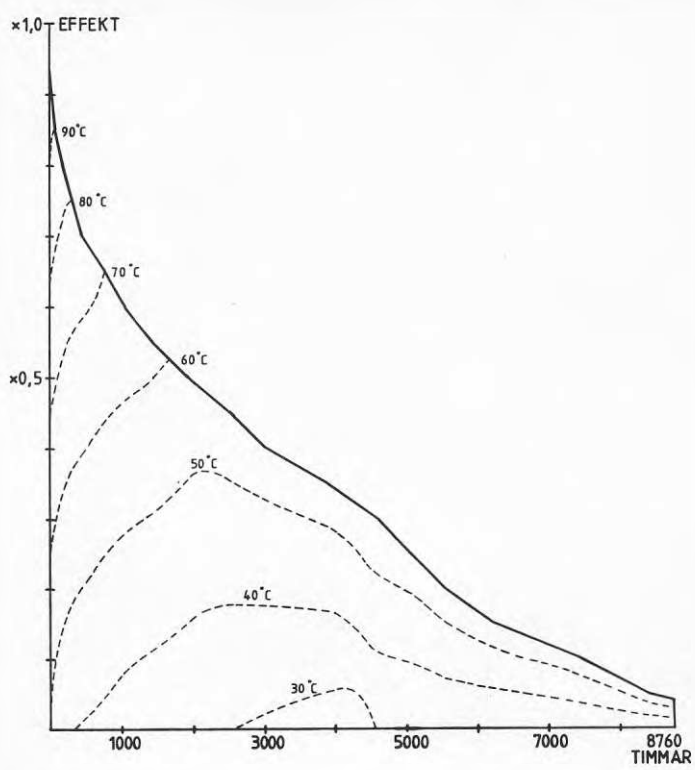


Figur 11 Fjärrvärmenätets temperaturer som funktion av utomhustemperaturen.

De stora variationerna vid höga utomhustemperaturer beror på att enbart uppvärmning av varmvatten sker, vilket ger mycket låga returtemperaturer vid stor tappningsintensitet och höga returtemperaturer på grund av rundcirkulationen vid låg tappningsintensitet, som inträffar nattetid.

Temperaturbehovet kan åskådliggöras med temperaturkurvor inlagda i varaktighetsdiagrammet enligt figur 12. Ytan under temperaturkurvorna representerar den energimängd som kan tillfredsställas av en energikälla med temperaturkurvans temperatur.

Skärningen mellan den övre begränsningslinjen och temperaturkurvan visar framledningstemperaturen medan temperaturkurvans skärning med den horisontella axeln visar returtemperaturen.

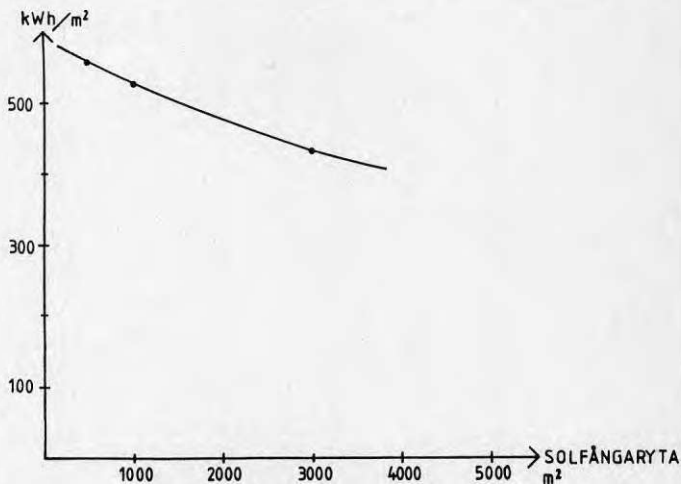


Figur 12 Temperaturkurvor för lågtemperatursystem i Torvalla, Östersund.

6 DIMENSIONERING AV SOLFÅNGARYTA MED KULVERTNÄTET
SOM LAGER

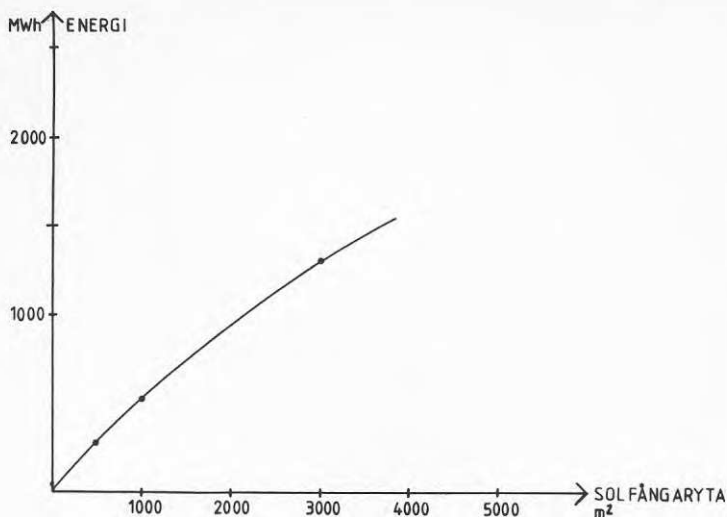
Genom att varje timma under ett normalår jämföra klimatdata, värmebehov och temperaturbehov kan solfångaranläggningens driftssituation klarläggas.

Den volym som medverkar som lager har beräknats motsvara 100 m^3 vatten.



Figur 13 Solenergi till fjärrvärmenätet per m^2 solfångaryta som funktion av total solfångaryta.

Ur figur 13 kan vi se att energitillskottet per m^2 solfångaryta avtar när total solfångaryta ökar. Den solenergi som vi kan ta tillvara är cirka 500 kWh/m^2 vid drygt 1000 m^2 total solfångaryta. Detta motsvarar en medeltemperatur i solfångarna på $+43^\circ\text{C}$ under året. Vi kan vidare se att en förändring av solfångarytan inom intervallet $1000\text{--}2000 \text{ m}^2$ påverkar utbytet cirka $\pm 5\%$.



Figur 14 Solenergi till fjärrvärmenätet under ett normalår som funktion av total solfångaryta.

Den solfångaryta som kan placeras på den avsedda markarealen - vi använder oss av ytan A1 i figur 22 vilken ligger närmast fjärrvärmekulverten - är cirka 2200 m². Vid 2200 m² solfångaryta är det totala energibidraget från dessa 1000 MWh/år motsvarande ca 105 m³ olja vid 90% verkningsgrad.

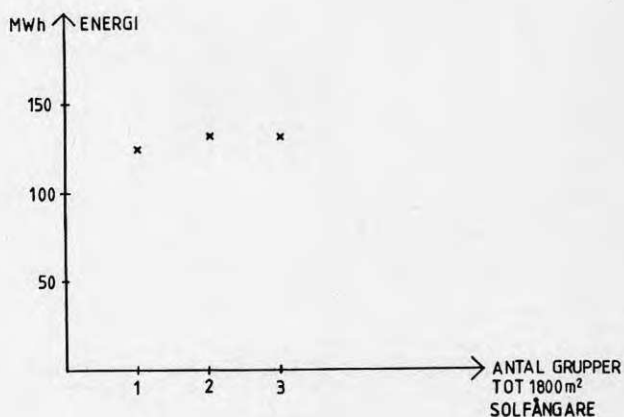
Placeras solfångare även på ytan A2 i figur 22 kan totalt cirka 3700 m² solfångaryta användas. Den ökade kulvertdragningen mellan fjärrvärmenätet och solfångarna samt det minskade specifika energiutnyttjandet gör att vi väljer att i första hand använda ytan A1 i figur 22 tillsammans med ett korttidslager, se kapitel 8.

7 SOLFÅNGARE I SERIEGRUPPER

För att studera inverkan av en uppdelning av den totala solfångarytan i mindre grupper, vilka kopplas i serie, har energiutbytet i juli studerats för tre fall. I det första fallet var solfångarna kopplade i en grupp alla solfångare hade alltså samma temperaturer. Utbytet blir vid 1800 m^2 solfångare 125 MWh.

Solfångarna delades sedan upp i två lika grupper vardera om 900 m^2 solfångaryta. Grupperna kopplades i serie med varandra så att den första gruppen hade lägre temperaturer att arbeta med, utbytet blev för den första gruppen 70 MWh och för den andra 63 MWh totalt 133 MWh.

I det sista fallet, tre lika grupper vardera på 600 m^2 solfångaryta, fås ingen ytterligare ökning av solenergiutbytet.



Figur 15 Tillgänglig energi från solfångare med totalt 1800 m^2 absorberareyta vid uppdelning på 1, 2 respektive 3 grupper

Som framgår av figur 15 ökar energiutbytet vid uppdelning på grupper. I detta fall med de förutsättningar som föreligger på temperatur- och värmebehoven ger en uppdelning på två grupper med lika absorbatoryta cirka 5% ökat energiutbyte.

Vi väljer i detta fall med $136 \cdot 16 = 2176 \text{ m}^2$ solfångaryta att dela upp dessa i två grupper om vardera 1088 m^2 . Den extra kostnad som uppkommer med två grupper - växlare, pump, kulvert - uppvägs av den energiökning som sker och den minskade kulvertdimensionen som kan användas, jmf. kapitel 10, samt möjligheten att använda ett system separat vid eventuella avbrott i användandet av det andra.

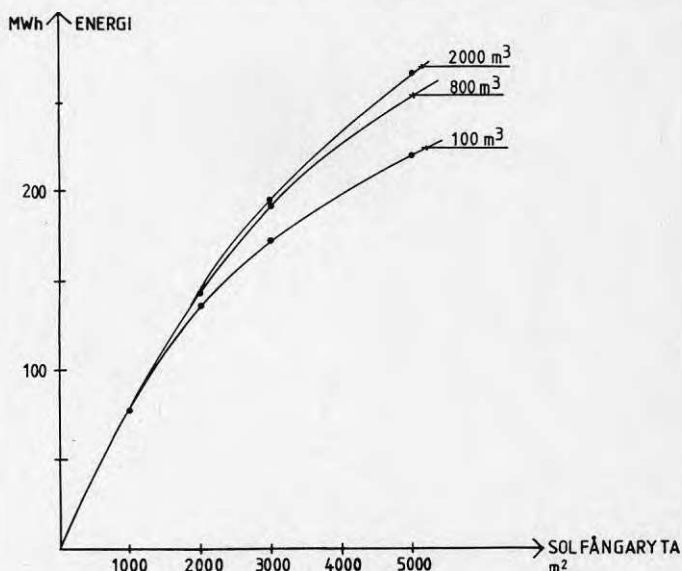
Det bör påpekas att fördelen med indelning i grupper helt och hållet beror på flödet i solfångarkretsen kontra flödet i fjärrvärmenätet.

Om flödet solfångarna minskas kommer fördelen med indelning i grupper att försvinna medan en ökning gör det fördelaktigare med fler grupper.

Denna problematik måste givetvis studeras närmare innan själva projekteringen av solfångarcentralen, med en ingående analys av flödesbilden i solfångaren.

8 SOLFÅNGARE MED KORTTIDSLAGER

Korttidslager används för att utjämna temperaturvariationer i systemet. För energiutbytet är det som vi tidigare påpekat viktigt att temperaturerna är låga i fjärrvärmesystemets returledning. Har man tillgång till en vattenvolym kommer temperaturhöjningen i systemet att gå saktare och utbytet i solfångarna ökar. En förutsättning är dock att solfångarna producerar mer energi än vad som konsumeras hos abonnenterna för att en temperaturhöjning skall kunna ske. För att undersöka lagerstorlekens inverkan på energiutbytet har figur 16 tagits fram.



Figur 16 Energiutbytet under juli månad från solfångare som funktion av total solfångaryta vid olika storlek på lagret.

Vi kan konstatera att lagerstorleken inte har någon nämnvärd betydelse då solfångarytan understiger 2000 m². Energibehovet är i detta fall större - medelbehovet under varje timma - än energitillskottet från solfångarna.

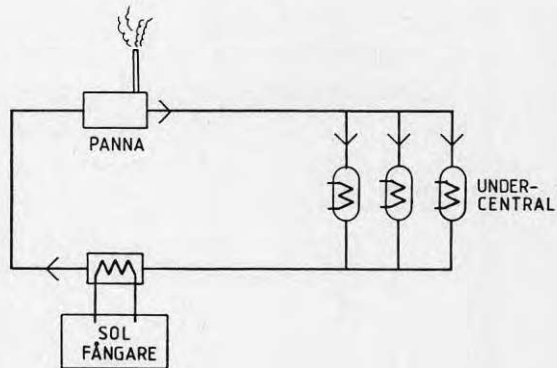
Vid 3000 m² solfångaryta påverkar lagerstorleken energiutbytet. Vid 800 m³ lager fås ett energitillskott från solen på 20 MWh, drygt 10%, jämfört med det ordi-

narie kulvertlagret på 100 m³. De minskade temperaturerna i nätet gör även att kulvertförlusterna minskar under juli månad med cirka 10 MWh. Lagret kan utgöras av en isolerad tank som placeras i marken. Lagret ger då upphov till förluster vilka minskar det energitillskott som fåtts enligt ovan.

I detta projekt om 2176 m² solfångare installeras, med en energitäckning på cirka 6%, kommer ett korttidslager att, totalt under året, ge litet tillskott. Under kortare perioder med låg förbrukning och högt tillskott från solfångarna har ett lager en utjämnande effekt.

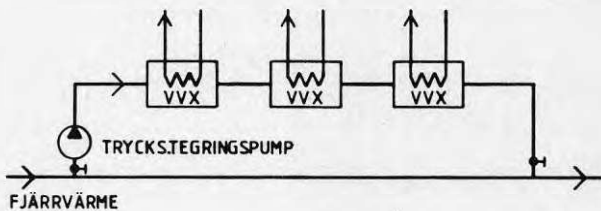
9 SOLFÅNGARSYSTEMETS INKOPPLING TILL FJÄRRVÄRME-
NÄTET

Den mängd strålningenergi som solfångarna kan omvandla till termisk energi beror bl a av temperaturen på inkommande vatten till solfångarna. Vid ökande temperatur på inkommande vatten minskar energiutbytet från solfångarna. Solfångargrupperna kopplas därför in på fjärrvärmenätets returledning där temperaturerna är lägst. Det är således viktigt att returtemperaturen från undercentralerna hålls låg.



Figur 17 Principskiss för inkoppling av solfångare till fjärrvärmenät.

Varje grupp av solfångare kräver sin egen värmeväxlare där energin, från det vatten som uppvärmts i solfångarna, överförs till fjärrvärmevattnet.



Figur 18 Principkoppling av tre solfångargrupper till fjärrvärmenät.

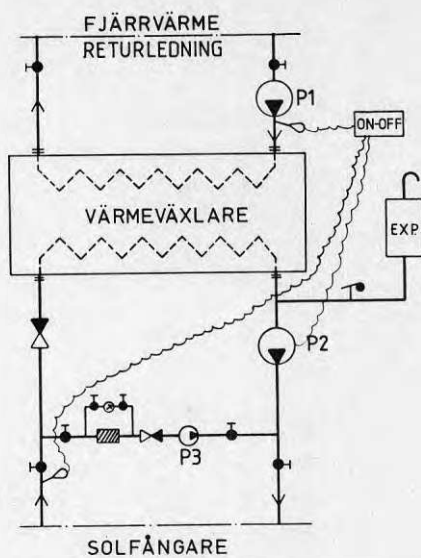
När värmeväxlarna placeras i serie kommer det totala tryckfallet över värmeväxlarna att vara summan av de enskilda värmeväxlarnas tryckfall. Låter man fjärrvärmevattnet alltid gå genom växlarna kommer detta att ge upphov till pumpenergiförluster även under de tider då solfångarna ej utnyttjas.

För att ej belasta huvudpumpen med det extra tryckfall som uppstår i värmeväxlarna för solfångarna, placeras dessa parallellt med fjärrvärmenätet och försett med en egen tryckstegringspump. Pumpen startas och stoppas på impuls från temperaturgivare i solfångarvattnet och i fjärrvärmevattnet.

Pumparna i fjärrvärmesystemet kan nu dimensioneras oberoende av solfångarväxlarna. Tryckstegringspumpen dimensioneras att klara de stora flöden som uppstår i april-maj då solfångarna börjar avge energi i större omfattning. De största flödena i fjärrvärmesystemet uppkommer under vintern. Flödet genom solfångarväxlaren är då noll.

Genom denna koppling låter man fjärrvärmevattnet gå förbi värmeväxlarna under den del av året som flödet är störst och minskar således på uppoffrad energi till pumparna.

För att cirkulera vattnet genom solfångarna installeras en huvudpump i varje solfångargrupps framledning. Dessa pumpar körs parallellt med tryckstegringspumpen och startas då temperaturen i solfångarkretsens vatten är högre än fjärrvärmevattnets temperatur. För att hålla cirkulation i solfångarsystemet under de tider då huvudpumpen står still placeras en mindre pump parallellt med värmeväxlaren, ett reningsfilter placeras före den mindre pumpen. Tryckfallsförlusterna från filtren kommer att bli mindre än i det fall man låter huvudledningens stora volymflöden passera genom ett filter.



Figur 19

Principschema apparatrum

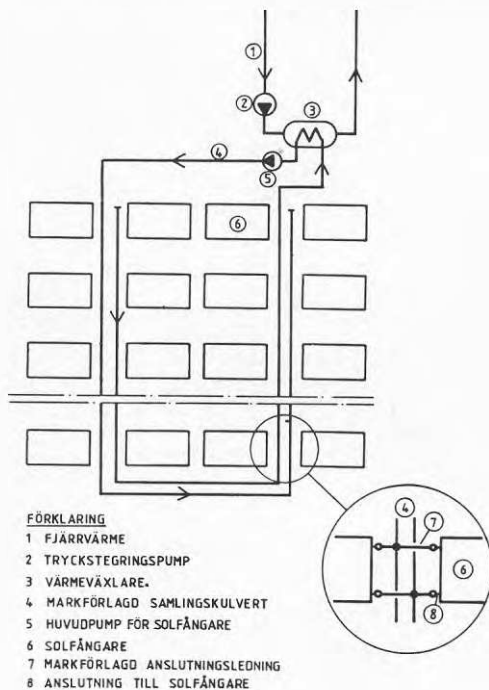
P1: Tryckstegringspump

P2: Huvudpump för solfångare

P3: Cirkulationspump

10 SOLFÅNGARNAS ANSLUTNINGSSYSTEM

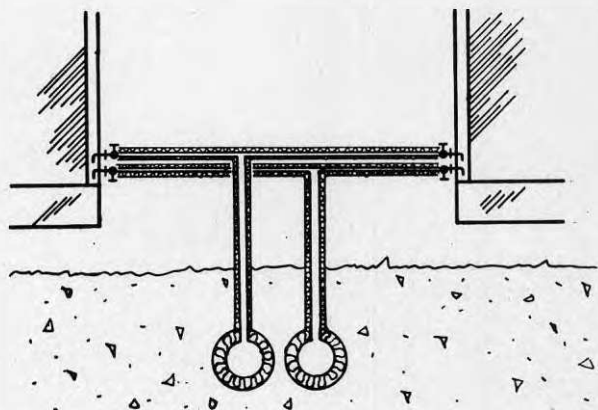
Varje grupp av solfångare har sin egen värmeväxlare och cirkulationspump samt sitt eget anslutningssystem. Det är av största betydelse att vattenfördelningen mellan de solfångare som ingår i gruppen blir lika. För att uppnå detta med minsta insats av manuell instrykning föreslås inkoppling enligt figur 20.



Figur 20 Anslutning av solfångargrupp.

Fjärrvärmekulverten dras fram till en byggnad vid solfångargrupperna. I byggnaden finns de enskilda gruppernas värmeväxlare och pumpar. Från värmeväxlaren dras kulvert i mark fram till solfångarna. Solfångarna ansluts i gaveln till kulverten med rör med liten diameter för att erhålla en effektiv strypning. Detta gör att vattenfördelningen blir lika inom gruppen. Varannan solfångare har anslutning på höger sida varannan

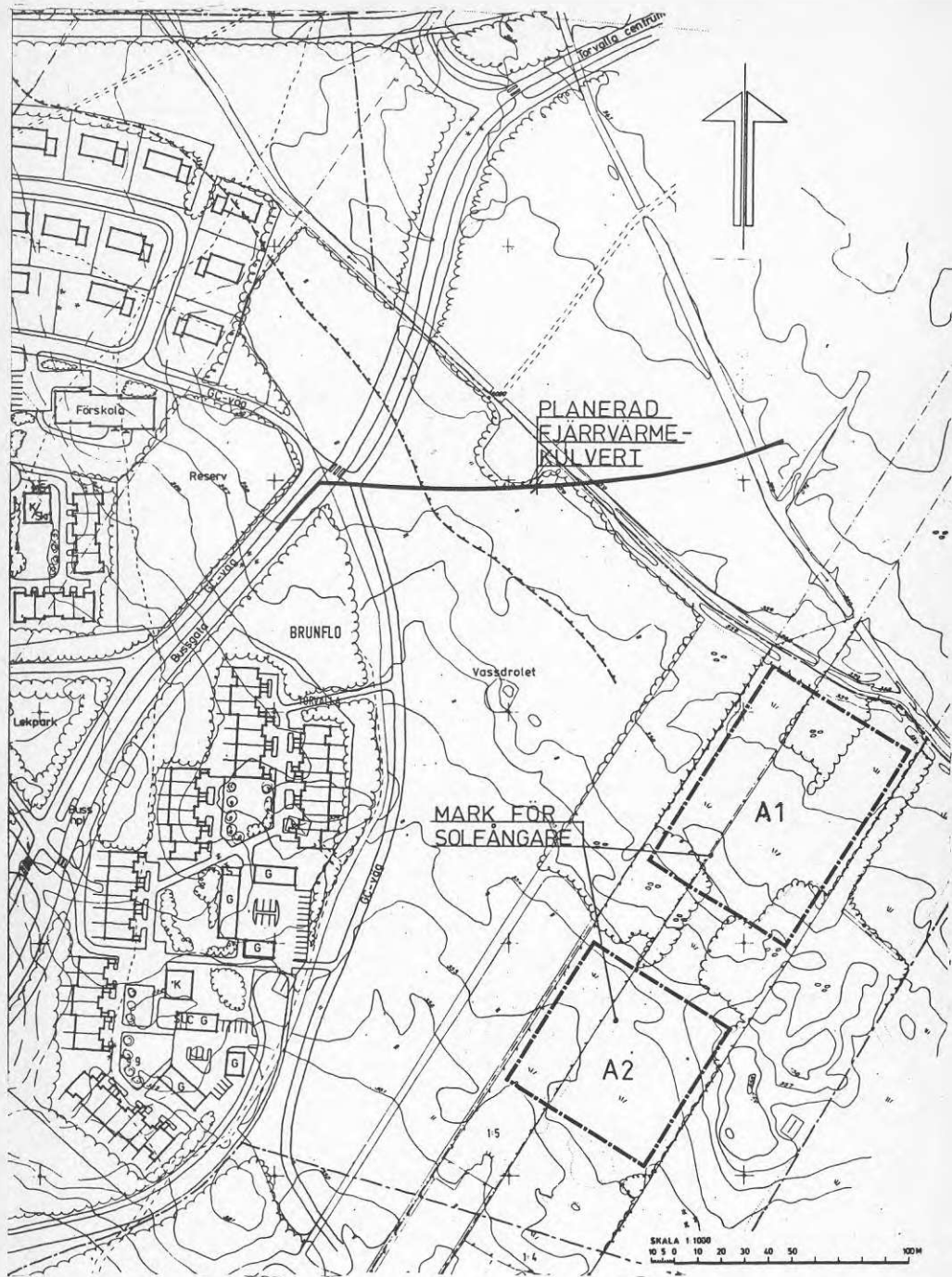
på vänster. Avståndet mellan solfångarna i sidled är 1,0 meter för att tillräcklig plats skall finnas vid inkoppling och för passage.



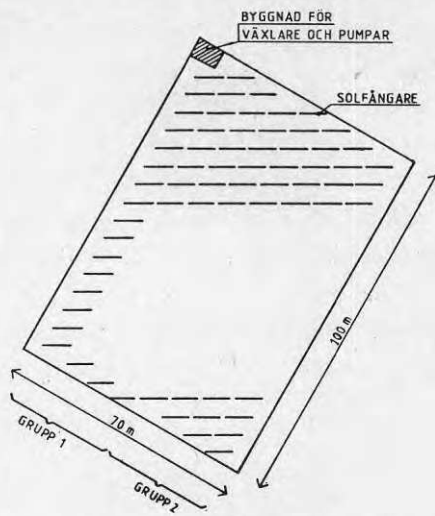
Figur 21 Huvudkulvert med inkoppling av solfångare

Varje solfångarmodul är försedd med avstängningsventiler så att dessa kan avställas individuellt.

Det utrymme som finns tillgängligt att utnyttja i detta projekt, etapp T1, ligger öster om bostadsområdet och söder om den planerade fjärrvärmekulverten. Området som är avsett för solfångarna sluttar mot sydväst. Eftersom solfångarna placeras åt detta håll kommer skugginverkan att minska relativt en plan placering.



Figur 22 Plan över Torvallaområdet med plats för solfångare markerad samt planerad dragning av fjärrvärmekulvert.



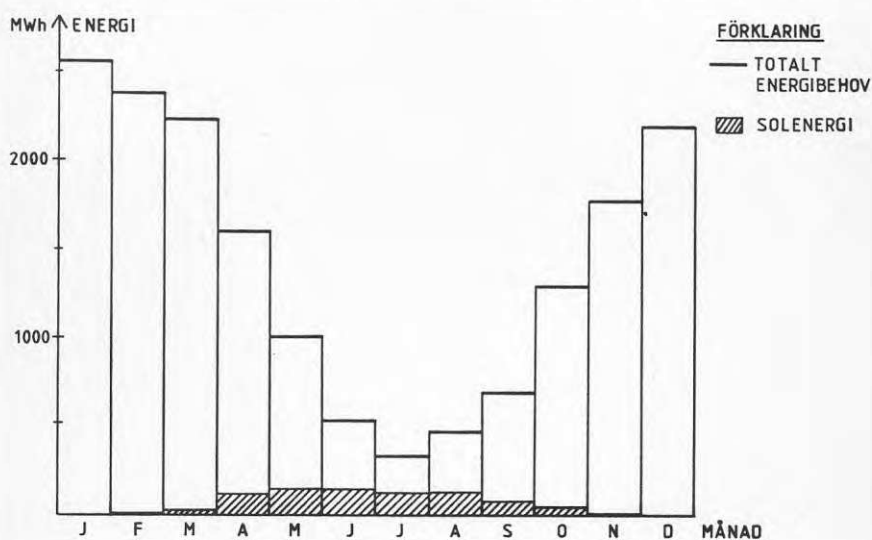
Figur 23 Placering av solfångare

11 ENERGISITUATIONEN MED VALDA ALTERNATIV

I tidigare kapitel har energiutnyttjandet från solfångarna tagits fram. De värden som redovisas är maximala utan hänsyn till reducerande faktorer.

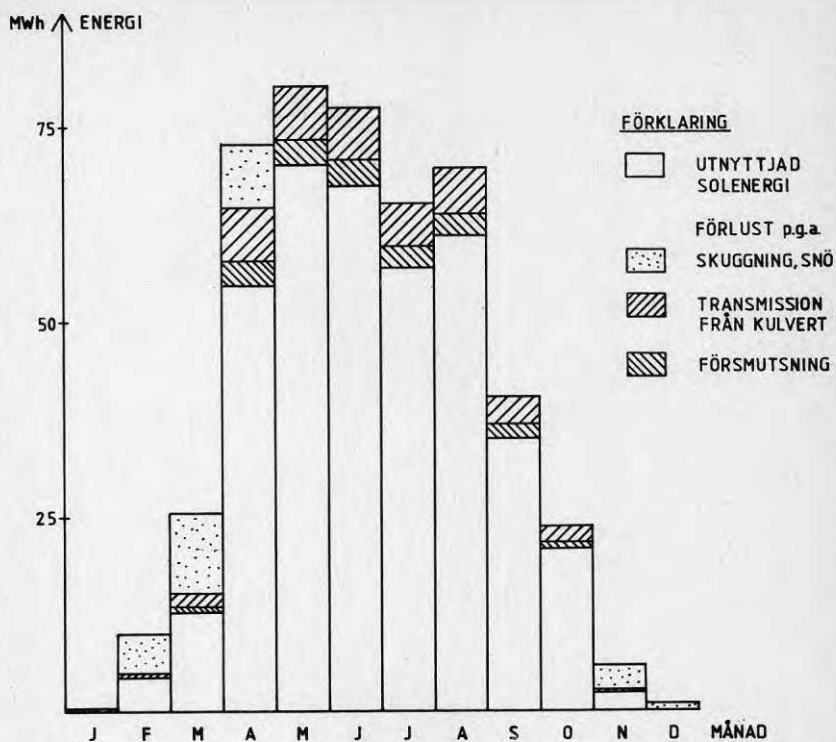
Kulvertssystemet samt rördragningen ovan mark för solfångargrupperna ger upphov till en energiförlust på cirka 8%. Efter en tid kommer solfångarglaset att få försämrade egenskaper beroende på försmutsning. Det minskade energiutnyttjandet till följd av detta är omkring 5%.

Under vinterhalvåret kommer inverkan av snö samt inbördes skuggning att reducera utnyttjningsbar energi.



Figur 24 Energibehov för Torvallaområdet, etapp 1, samt energi från 2200 m² solfångaryta under ett normalår.

Med hänsyn tagen till de reducerande faktorerna enligt ovan kommer 1 m² solfångare att årligen "producera" 385 kWh vid 2176 m² total solfångaryta.



Figur 25 Utnyttjad energi från 1 m² solfångare med 35° lutning under ett normalår, solfångaren ingår i ett system med 2176 m² solfångare.

12 EKONOMI

12.1 Investeringskostnader

Denna kalkyl baseras på offererade priser i prisläge 1981-10-01.

	Kostnad	
	Specifik kr/m ²	Total kr
Anslutning mellan fjärrvärmenät och solfångarcentral (kulvert, vatten, el, körväg)	122	265 000
Markförberedelse för solfångarna förbindelsekulvert mellan apparat- rum och solfångarna	184	400 000
Apparatrum (värmväxlare, pumpar, rör, glykol- fyllning, rör, styr samt installation inom byggnaden)	92	200 000
Material till solfångarna	460	1 000 000
Grundläggning av solfångarna	101	220 000
Montering av solfångarna	122	265 000
Markberedning	282	615 000
Detaljprojekteringskostnad	62	135 000
SUMMA	1 425	3 100 000

SAMMANSTÄLLNING	kr/m ²
Solfångare uppställda och monterade	683
Solfångare anslutna med kulvert	867
Solfångarsystem med apparatrum	959
Komplett solfångarsystem anslutet till fjärrvärme	1 081
Komplett solfångarsystem inkl mark- beredning	1 363
Komplett solfångarsystem inkl projek- tering	1 425

12.2 Underhåll och livslängd

Varje solfångare är åtkomlig både bak- och framifrån. Avståndet mellan solfångarraderna är 4,7 m varav 2,5 m är fritt där passage kan ske. Mellan solfångarna, inom raden, är avståndet 1,0 m. De inkopplingar som sker till solfångarna gör att varannan passage blir svårpasserad. Fria gångvägar ligger således på 17 meters avstånd från varandra. För att inte gräs, buskar etc skall växa upp och skymma delar av solfångarna behöver de fria markytorna klippas en gång varje år.

När solfångarens täckglas blir smutsigt försämras energikutbytet från solfångarna. För att minska dessa förluster renspolas solfångarna en gång per år. Underhåll för värmväxlarcentralen med pumpar, värmväxlare och styrutrustning skall ske kontinuerligt under året.

Underhållskostnaderna bedöms fördela sig enligt nedan

Klippning - 3 dagar per år - 3 600 kr/år

Spolning, rengöring - 6 dagar per år - 7 200 kr/år

Underhåll värmväxlarcentral - 1 dag per månad - 14 400 kr/år.

Summa underhållskostnad 25 200 kr/år

Solfångarsystemets livslängd beror på de ingående komponenternas hållbarhet. Solfångarna är uppbyggda av aluminium med rostfria förbindningar. Isoleringen utgörs av stenull. Dessa material har en reell livslängd som vida överskrider avskrivningstiden (15 år). Täckglaset är en komponent i solfångaren som i sämsta fall kan komma att behöva bytas ut efter 15 - 25 år. I kalkylen har en kostnad för utbyte av täckglaset efter 15 år medtagits.

Kulverten är av typ direktskummad järnkulvert. Livslängden på dessa typer av kulvert är lång, minst 30 år vilket är dubbla avskrivningstiden. De pumpar som ingår i systemet har en kontinuerlig service och underhåll vilket ger dessa komponenter en livstid på minst 15 år.

Livslängd:	Solfångarna exkl täckglas	45 år
	Täckglas	15 år
	Kulvert, värmväxlare	30 år
	Byggnad	45 år
	Pumpar, regler	15 år

12.3 LÖNSAMHET

För att kunna beräkna de årliga kostnaderna för kapital, underhåll samt energi antas följande:

Årlig inflation:	11%
Årlig energiprisstegring:	11%, 12% resp 13%
Ränta:	15%

Avskrivningstid: 15 år

För att jämförelse skall kunna göras med tjockolja-förbränning, används ett oljepris på 1500 kr/m³ samt en årsmedelpannverkningsgrad på 90%. Den totala energimängd som beräknas tillföras fjärrvärmenätet är 840 MWh.

Vidare antages en utbyggnadstakt där tidpunkten 1982-01-01 sätts som år 0 och energi börjar levereras år 1.

Med ovanstående förutsättningar kan kostnader uppställas enligt tabell 4.

År	Investering	Arlig kapitalkostnad Amortering	Ränta	Underhållskostnad	Summa kostnader	Summa kostnader i år 0% penn.v.	Kostnad vid oljeförbränn. 1% 2% 3%
0	3100	-	233	-	233	233	141 141 141
1		207	434	28	669	603	156 157 159
2		207	403	31	641	520	173 176 179
3		207	372	34	613	448	192 197 203
4		207	341	38	586	386	213 221 229
5		207	310	42	559	332	237 248 259
6		207	279	47	533	285	263 277 293
7		207	248	52	507	244	292 311 331
8		207	217	58	482	209	324 348 374
9		207	186	64	457	179	360 390 422
10		207	155	71	433	152	399 437 477
11		207	123	79	409	130	443 489 539
12		207	92	88	387	111	492 548 609
13		207	61	98	366	94	546 613 688
14		207	30	109	346	80	606 687 778
15	1135	207	85	121	413	86	672 769 879
16		76	159	134	369	69	746 862 993
17		76	147	149	372	63	829 965 1122
18		76	136	165	377	58	917 1081 1268
19		76	125	183	384	53	1021 1210 1433
20		76	113	203	392	49	1133 1356 1620
						4384	

Tabell 4 Sammanställning över kostnader för solfångarsystem respektive för tjock-oljeförbränning. Kostnader i tusentals kronor (Ukr)

Kostnaden vid oljeförbränning hänförs endast till den rörliga kostnaden.

Ur ovanstående tabell kan energipriset beräknas. Efter 20 års drift av solfångaranläggningen har $20 \cdot 840 = 16\,800$ MWh sparats. Kostnaden för detta är i dagens penningvärde 4 384 000 kronor vilket ger ett medelenergipris på 26,1 öre/kWh under de första 20 åren.

Man kan vidare utläsa att den totala årliga kostnaden för ett solfångaralternativ är lägre än kostnaden för oljeförbränning efter 10,5 år vid 0% real oljeprisökning, 10 år vid 1% real oljeprisökning och 9,5 år vid 2% real oljeprisökning. Kostnaden för oljebränning upptar inga kapital eller underhållskostnader utan enbart bränslekostnad.

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790518-2 från Statens råd för byggnadsforskning
till Östersunds Fjärrvärme AB.

R13: 1982

ISBN 91-540-3629-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700513

Abonnemangsgrupp:
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirka pris: 25 kr exkl moms