



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

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



Solvärmecentraler i Studsvik, Lambohov och Ingelstad

Sammanfattande erfarenheter fram
till årsskiftet 1980/81

R/MS

Erik Gabrielsson
Birger Ludvigson
Jan-Olof Dalenbäck

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	81-0878
Plac	<i>ser</i>

R53:1981

SOLVÄRMECENTRALER I STUDSVIK,
LAMBOHOV OCH INGELSTAD

Sammanfattande erfarenheter fram
till årsskiftet 1980/81

Erik Gabrielsson
Birger Ludvigson
Jan-Olof Dalenbäck

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 781225-5 och 800040-2
från Statens råd för byggnadsforskning till Styrgruppen för solvärme-
centraler, Göteborg.

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

R53:1981

ISBN 91-540-3487-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1981 152991

FÖRORD

Denna redogörelse för de tre första solvärmecentraler, som byggts och tagits i drift i Sverige, är en lägesrapport.

Avsikten har sålunda varit att redovisa de praktiska erfarenheterna hitintills (årsskiftet 1980/81) av projektering, anläggande och drift.

Det pågående arbetet med en strikt vetenskaplig utvärdering kommer i sinom tid att redovisas i särskilda publikationer. Det har emellertid ansetts synnerligen önskvärt, att redan på detta utvecklingsstadium göra de praktiska erfarenheter tillgängliga, som bedöms viktiga för de nya projekt som förberedes.

Den följande redogörelsen kan ge intrycket att utnyttjandet av solenergi i Sverige genom att anlägga solvärmecentraler kommer att möta stora tekniska och ekonomiska svårigheter.

Man måste då ha i minnet, att de här redovisade erfarenheterna kommer från renodlade utvecklingsprojekt och att det gäller en teknik på ett mycket tidigt utvecklingsstadium.

All tidigare erfarenhet från energiförsörjningsområdet visar att man har att räkna med långvariga och kostsamma insatser när nya tekniska processer ska införas.

Utvecklingsinsatserna för solvärmecentraler i Sverige kommer i första hand att gälla de två huvudkomponenterna, värmelager och solfångare, innan denna teknik kan få väsentlig betydelse för byggnaders uppvärmning och försörjning med förbrukningsvarmvatten.

Utvecklingen av värmelager är en uppgift som med hänsyn till våra egna förutsättningar väsentligen måste klaras i Sverige. Tidigare svenska insatser på oljelagringsområdet och inom värmeackumuleringstekniken vid några svenska kommunala kraftvärmeverk representerar här utnyttjningsbara erfarenheter.

Då det gäller solfångarna bör man förutom svenska insatser även tillgodogöra sig det utvecklingsarbete och de erfarenheter som successivt blir tillgängligt från andra länder. Solfångarna är redan föremål för betydande kommersiellt intresse ute i Europa och i USA, vilket kommer att påskynda utvecklingen.



INNEHÅLL

FÖRORD

		Sid
1	INLEDNING	1
2	UTVÄRDERING	4
2.1	<u>Allmänt</u>	4
2.2	<u>Metodik vid utvärdering</u>	4
3	STUDSVIK	8
3.1	<u>Projektbeskrivning</u>	8
3.2	<u>Systemfunktion</u>	9
3.3	<u>Delsystem</u>	12
3.3.1	Solfångare	12
3.3.2	Värmelager	14
3.4	<u>Erfarenheter</u>	14
4	LAMBOHOV	15
4.1	<u>Projektbeskrivning</u>	15
4.2	<u>Systemfunktion</u>	16
4.3	<u>Delsystem</u>	17
4.3.1	Solfångare	17
4.3.2	Värmelager	17
4.4	<u>Erfarenheter</u>	18
5	INGELSTAD	19
5.1	<u>Projektbeskrivning</u>	19
5.2	<u>Systemfunktion</u>	21
5.3	<u>Delsystem</u>	23
5.3.1	Solfångare	23
5.3.2	Värmelager	26
5.4	<u>Erfarenheter</u>	27
6	SAMMANFATTANDE ERFARENHETER	29
6.1	<u>Systemval</u>	29
6.2	<u>Solfångare</u>	29
6.3	<u>Värmelager</u>	29
6.4	<u>Solinstrålning</u>	31
6.4.1	Beräkningsmetoder	31
6.4.2	Solfångarverkningsgrad	33
6.5	<u>Projektering och utförande</u>	34
	BETECKNINGAR	35
	LITTERATUR	36



Byggforskningsrådet har lämnat finansiellt stöd till de tre, i Sverige, först genomförda projekten som givit praktiskt användbara erfarenheter om anläggande och drift av solvärmecentraler. Det bör nämnas att dessa tre solvärmecentraler, utförda för värme-lagring i vatten, vad storlek och utrustning beträffar, ännu inte har motsvarigheter utomlands.

Denna sammanfattning av erfarenheter, som redan kan redovisas, har utarbetats för att på tidigast möjliga stadium göra erfarenheterna tillgängliga för andra redan beslutade eller projekterade solvärmecentraler. Även statsmakternas behov av underlag för långsiktiga energibeslut redan i mitten av 1980-talet kräver att utvecklingsprojektens resultat blir tillgängliga utan dröjsmål.

I Tabell 1 finns i komprimerad form huvuddata för de tre projekten, sådana de presenterades vid projekteringsstarten.

Redan här framgår att man avsiktligt valt principiellt olika tekniska lösningar, för att under den första utvecklingsperioden få en någorlunda mångsidig information om olika systems och komponenters utvecklingspotential. Detta har inneburit att man fått ge avkall på en önskvärd optimering av de system och komponenter, som valts.

Under genomförandet av projekten 1978-80 har också uppkomna problem och erfarenheter initierat vidare undersökningar och studier av speciella problem. Så har exempelvis tillförlitlighetsstudier genomförts [4]. Hit hör även tätnings- och isoleringsproblemen som givit en del praktiska erfarenheter [9].

Särskilt när det gäller tillförlitlighet är det en känd erfarenhet att en för sen insats av sådana studier på ett avgörande sätt kan försena och fördyra utvecklingsinsatserna.

På initiativ från annat håll har dessutom erfarenheter av solfångares hållbarhet i flera solvärmeanläggningar sammanfattats i en BFR-rapport [5], liksom särskilda studier av drift- och underhållsfrågor [6].

TABELL 1

TEKNISK JÄMFÖRELSE VID PROJEKTERINGSTILLFÄLLET

<u>Projekt</u>	<u>Stadsvik</u>	<u>Lambohov</u>	<u>Ingelstad</u>
Beläget utanför	Nyköping	Linköping	Växjö
Värmelagrets volym	640	10 000	5 000
Lagringskapacitet	MWh/år	750 ¹⁾	300
Temperatur i lagret	°C	70/30	95/40
Lagrets utförande	Markgrop	Nedsprängd cylindrisk tank	Cylindrisk betongtank ovan mark
Dimensioner	m	H D 6 16 6	H D 8 28
Värmeisolering	mm	400 mineralull	100 Foamglas 920 mineralull
väggar		250 lättbetongmur 750-1200 cementbunden Leca	
botten		~ 1200 lättbetong	320 Foamglas
tak		400 polyuretan	100 Foamglas 900 mineralull
Vattentätt skikt		butylgummi duk	betong

Värmer upp	500 m ² kontors- byggnad	55 radhus	52 småhus
Täckt årsbehov	%	100	50
Dimen temperatur i distributionssystem	°C	> 30	80/50
Värmedium i husen	Luft	Luft	vatten
Solfångare	Koncentrerande (CPC) på tanklocket som följer solen	Plana på hustaken	Paraboliska kon- centrerande på marken, följer solen
Yta	m ²	120	1 300
Lutning		25°	35°
Värmepumpar elektrisk effekt	kW	-	-
156 för uppvärmning 29 för varmvatten			
Tid för byggande och installationer	månader	6	13
Stöd från BFR	Mkr	1	8
Ägare	Stadsvik Energiteknik AB	AB Östgötabyggen Linköping	Växjö kommun

1) inkl värmepumpar

2 UTVÄRDERING

2.1 Allmänt

I avsikt att tillföra projekt- och utvärderingsarbetet för området solvärmecentraler särskild praktisk, teknisk och ekonomisk erfarenhet utsåg Byggforskningsrådet i slutet av 1978 den styrgrupp som sammanställt denna redogörelse. Vid denna tidpunkt var huvuddelen av projekteringsarbetet utfört.

Styrgruppens uppgifter har i korthet varit

- att följa arbetet inom projekt som rådet beviljar medel till, bl a genom regelbundna diskussioner om utvecklingsläget med företrädare för projekten,
- att bevaka kostnadsutvecklingen,
- att ingripa om projektens målinriktning eller tidplanering behöver justeras,
- att ta erforderliga initiativ för fortlöpande information till byggbranschen om resultat och erfarenheter.

Styrgruppen har följt upp de tre projekten vad gäller tekniska lösningar, ekonomi, tidplan och utvärderingsprogram. I vissa fall har ändringar rekommenderats och fördjupade studier har som tidigare nämnts initierats.

När det gäller själva utvärderingsarbetet har Byggforskningsrådet lagt särskild vikt vid att utse personer med tekniskt-vetenskapliga kvalifikationer och erfarenhet från närliggande områden. Därmed bör förutsättningar ha skapats för att projekten, som med hänsyn till deras tidiga utvecklingsstadium krävt betydande finansiellt stöd, ska ge vederhäftigt underlag för kommande generationer av energi-ekonomiskt motiverade anläggningar.

IEA organisationen, med svenskt deltagande, kan också genom ett kvalificerat utvärderingsarbete tillföras användbart underlag i utbyte mot erfarenheter från andra länder.

Som framgår av den fortsatta redogörelsen behandlas Lambohov och Ingelstad mer ingående, då man i Studsvik redan har dokumenterat väsentliga delar av sina erfarenheter [1].

2.2 Metodik vid utvärdering

Utvärderingsarbetet i Studsvik leds av Studsvik Energiteknik AB som även projekterat anläggningen. I Lambohov görs utvärderingen av en arbetsgrupp ledd från VIAK AB. Ansvarig för mättningsarbetet är Studsvik Energiteknik AB. Ingelstadprojektet utvärderas av Avd för installationsteknik, CTH.

I Studsvik användes för utvärderingsarbetet en PDP-11 Minidator med kringutrustning, ansluten till cirka 90 givare. Reglering av solvärmecentralen sker separat med separata givare.

I Lambohov används samma typ av minidator PDP-11, men här ska datorn också reglera anläggningen med hjälp av de mätvärden den

samlar in. Se Fig 2.1.

För utvärdering av Ingelstadprojektet används en bordsdator HP 9835 A med kringutrustning som mätinsamlingssystem, Fig 2.2. Här regleras anläggningen med en separat programmerbar styrutrustning ingående i anläggningen.

För Studsvik finns ett väl genomarbetat utvärderingsprogram i D21:1980 A solar heating plant in Studsvik [1]. Detta utvärderingsprogram förutsätts också bli tillämpat i Lambhovprojektet i lämpliga delar. Utvärderingsprogram för Ingelstadprojektet finns som en internskrift på Avd för installationsteknik, CTH, [7].

I ett utvärderingsprogram för solvärmeanläggningar kan följande punkter ingå:

- Bestämning av anläggningens årsförsörjningsgrad relaterad till årsvärmebehovet på nyttjarsidan.
- Undersökning av verkliga prestanda och praktisk funktion hos de solfångare som valts för anläggningen.
- Detaljstudier av delsystem och komponenter.
- Beräkningsmässig bedömning av vinsten om andra dimensioneringsdata valts.
- Energiekonomisk värdering av utbytet i jämförelse med utnyttjandet av andra energikällor.

De tre utvärderingsgrupperna samordnas av styrgruppen och fr o m 1981 kommer månadsrapporter, innehållande driftsresultat och problem, att lämnas till styrgruppen.

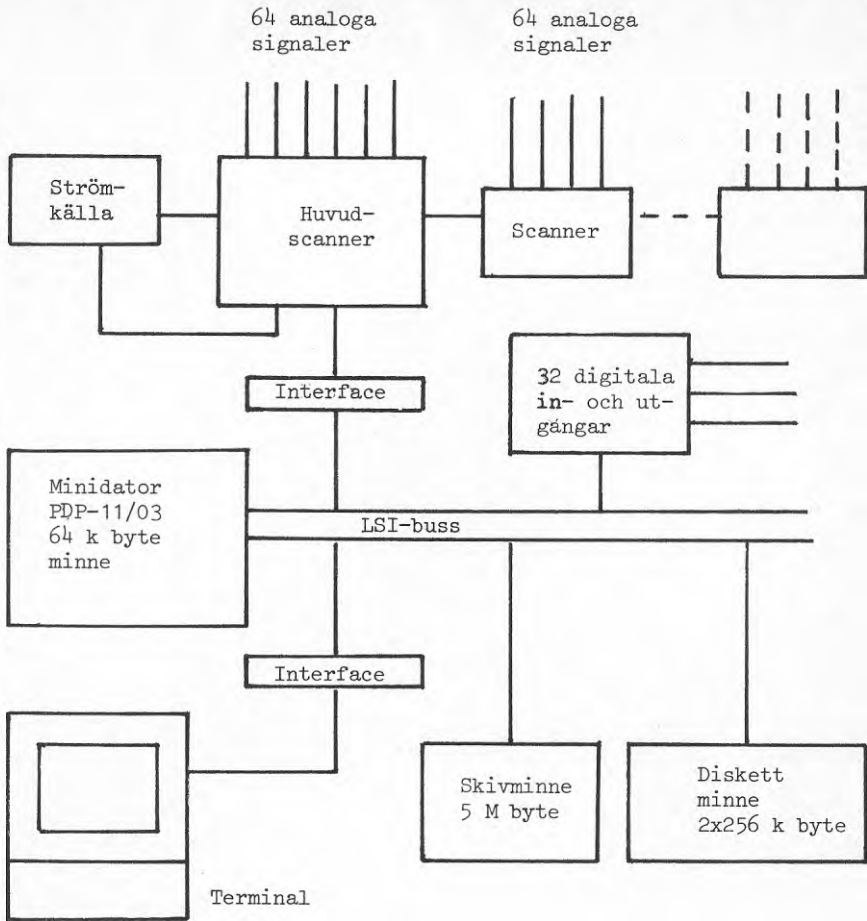


Fig 2.1 Mätssystem i Lambohov [2]

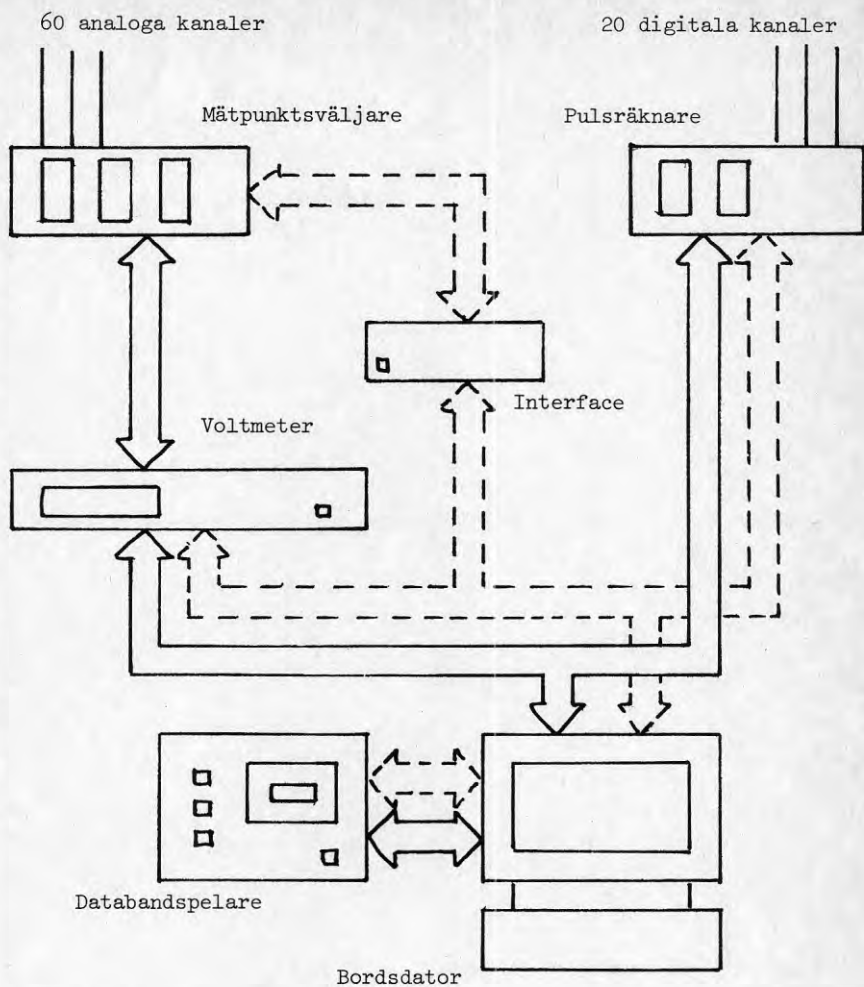


Fig 2.2 Mätssystem i Ingelstad [7]

3 STUDSVIK

3.1 Projektbeskrivning

En detaljerad beskrivning av projektering, byggande och första årets resultat återfinns i BFR Document D21:1980 [1].

Solvärmecentralen i Studsvik är mindre än de två andra beskrivna solvärmecentralerna och är att betrakta mer som en prototyp. Det är den enda solvärmecentralen som kan erbjuda ett väl dokumenterat resultat från det första årets drift.

Prototypanläggningen i Studsvik används till att testa Studsviks egna konstruktioner och lösningar för framtida större projekt. Den syftade dessutom till att testa konstruktioner och komponenter som skulle kunna komma till användning vid solvärmecentralen i Lambohov.

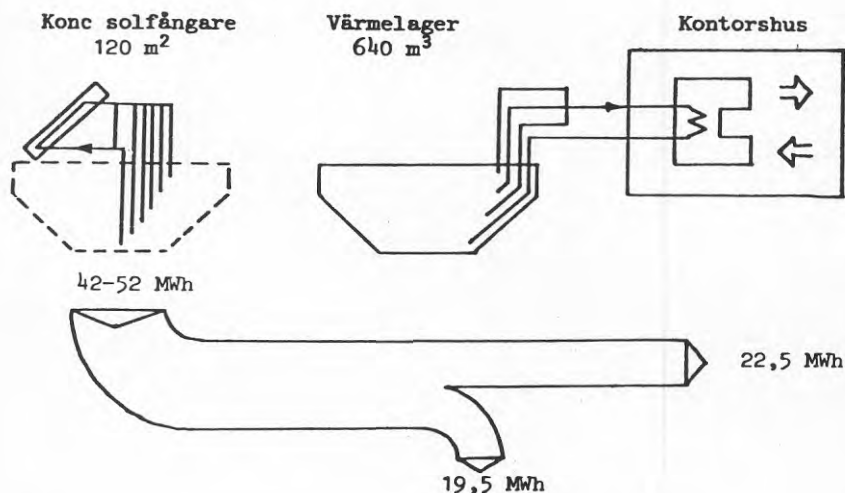


Fig 3.1 Principskiss - Energiflöde [1]

Anläggningen är utförd med en värme- och fuktisolerad grop i marken för lagring av värme i vatten. Locket och solfångare är sammanbyggda till en enhet. En drivordning roterar locket och orienterar solfångarna mot solen, vilket krävs för att man ska kunna utnyttja de koncentrerande solfångarnas egenskaper. Se principskiss i Fig 3.1.

Gropen har formen av en stympad kon med övre diametern 16 meter och släntlutningen 38°. Schaktdjupet är 4 m. På den ursprungliga markytan placerades 2 meter höga prefabricerade betongelement. Schaktmassorna användes som stöd till betongelementen. Det slutliga djupet på magasinet är således 6 meter och volymen 640 m³. Direkt mot marken lades 40 cm tjocka stenullsskivor upp till betongsargen, där 40 cm polyuretanskum användes. Över isoleringen placerades en kraftfördelande polyesterfilt och på denna en prefabricerad tätduk av butylgummi. Vattnets temperatur får högst vara 70 °C, för att inte tätdukens egenskaper skall

förändras inom den beräknade livslängden, som är cirka 5-10 år. Locket är utlagt direkt på vattenytan genom användande av gummiduk som fuktspärr och 40 cm polyuretanskum som isolering.

Solfångarna är av CPC-typ (compound parabolic concentrator) med polyuretan som kombinerat form- och isoleringsmaterial och aluminiserad polyesterfilm som reflektor.

Den värme som produceras i solvärmecentralen utnyttjas för uppvärmning av ett intilliggande nybyggt mindre kontor. Kontoret är konstruerat med hänsyn tagen till uppvärmningssystemet.

3.2 Systemfunktion

Som tidigare nämnts finns en utförlig utvärdering av första årets drift (1979) i D21:1980. Sammanfattningsvis kan man säga att solvärmecentralen har fungerat som avsetts och samlat in den energi som beräknats. Energibalansen för solvärmecentralen finns i Tabell 2. På grund av lagrets ringa volym är värmeförlusterna i förhållande till insamlad energi stora. En jämförelse mellan insamlad och beräknad solenergi för ett normalår och 1979 finns i Fig 3.2.

Ett större antal soltimmar och en högre tillgänglighet 1980 än 1979 har gjort att man kunnat samla in drygt 37 MWh 1980. Utvärderingsrapport för 1980 kommer ut under 1981.

Tabell 2

Energibalans för solvärmeverket (kWh) [1]

	Solinstrålning i solfångarnas plan under drift (1)	Insamlad solenergi (2)	Medeltemperatur i värmelagret vid månadens slut	Uttagen värme och förluster	Tillskottsenergi för pumpar	Energiinnehåll i lagret vid månadens slut (referenstemp 25 °C)
Jan	-	-	-	-	-	-
Feb	-	-	39.2	-	-	10 593
Mar	0	0	29.7	7 301	0	3 562
Apr	1 506	470	25.0	3 898	6	134
Maj	13 938	8 285	33.1	2 352	97	6 067
Jun	16 844	10 434	45.5	1 347(3)	27	15 154
Jul	9 696	3 784	47.7	2 186(3)	31	16 752
Aug	14 307	4 745	51.2	2 134(3)	22	19 363
Sep	7 876	2 787	51.3	2 737(3)	60	19 413
Okt	551	195	46.5	3 688	10	15 920
Nov	<u>0</u>	<u>0</u>	41.3	<u>3 844</u>	<u>0</u>	<u>12 076</u>
Totalt	64 718	30 700		29 217	253	

(1) Beräknat utgående från mätning av solskenstid

(2) Inklusive förluster i rörsystem på tanklocket

(3) Endast förluster från värmelagret

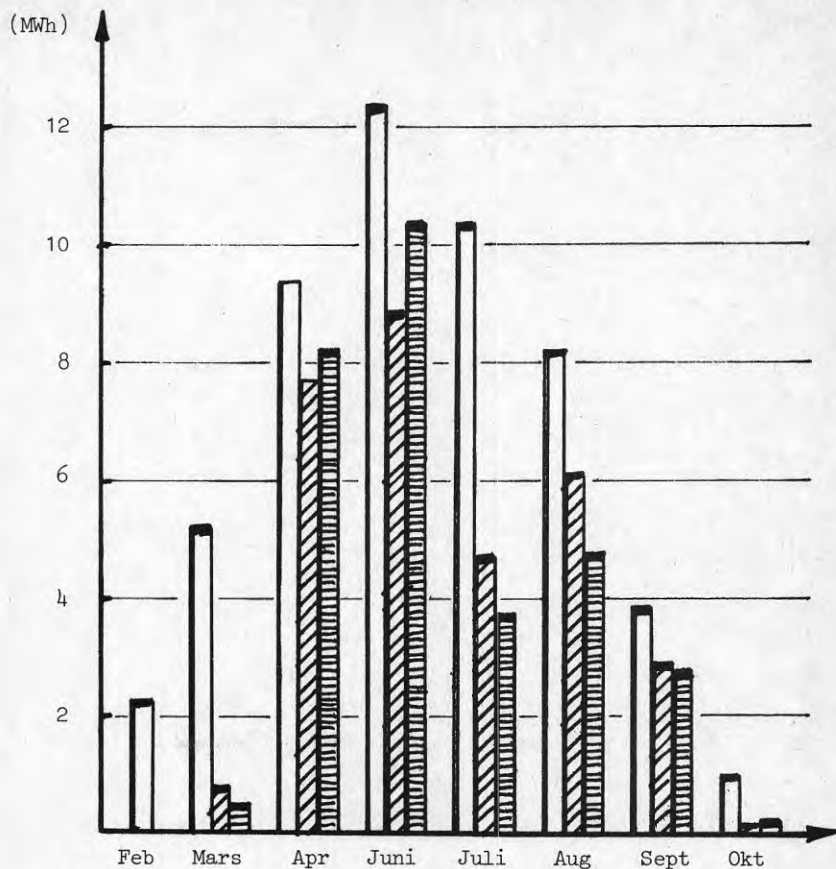


Fig 3.2 Insamlad solenergi 1979 jämförd med beräknade värden för ett normalår och 1979 [1]

- Beräknat för normalår Σ 53 MWh
- ▨ Teoretiskt förväntad Σ 30 MWh
- ▧ Mätt Σ 31 MWh

3.3 Delsystem

3.3.1 Solfångare

Den momentana verkningsgraden hos solfångarna under klart väder och stationära förhållanden har varierat obetydligt under 1979. Variationer i momentan verkningsgrad visas i Fig 3.3. Verkningsgraden för hela driftsäsongen var 47 %.

Dräneringen av solfångarna vid frysrisk har inte fungerat helt tillfredsställande. Detta har lett till frysskador på några solfångare hösten 1979.

Kondens på insidan av täckglaset har observerats på ett flertal av solfångarna.

Smuts har samlats på täckglaset men rengöring har ej erfordrats då regnet hållit rent. Den snö som vid ett par tillfällen samlats på solfångarna, har glidit av eller smält snabbt och har inte vållat några bekymmer.

Den reflekterande ytan har bleknat och i vissa fall blivit ojämn, men det tycks inte ha försämrat solfångarnas egenskaper mätbart. Fokusering av solfångarna (locket) mot solen har inte erbjudit speciella problem.

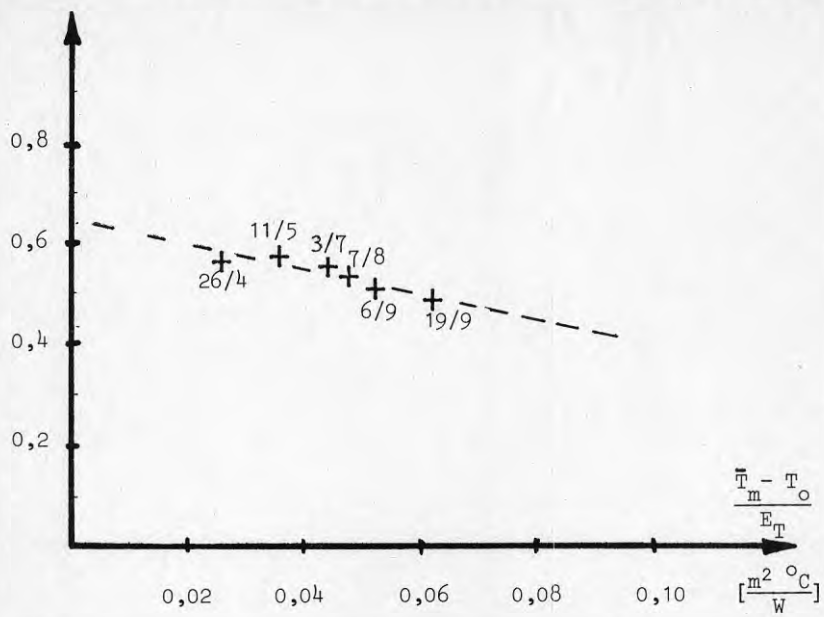


Fig 3.3 Momentan verkningsgrad [1]

3.3.2 Värmelager

För att kunna starta med samma temperatur i lagret, som det borde ha efter ett års drift enligt beräkningar, värmdes vattnet till 39 °C i februari 1979. I slutet av april, när solfångarna togs i drift, var temperaturen nere i 25 °C. Då en obetydlig temperaturskiktning erhöles under maj upptäcktes att ett par ledningar felkopplats. Varmt returvattnet från solfångarna hade pumpats till botten på lagret. Liten solinstrålning i juli gjorde sedan att man inte fick den temperaturskiktning som man avsett. Medeltemperaturen varje månad kan avläsas i Tabell 2.

En del smält- och regnvatten har under våren läckt in mellan tätdukarna i locket. Sedan vattnet pumpats bort och läckorna lagats, har läckaget upphört. Fuktgivare finns i isolering och mark runt omkring lagret. Dessa har visat att isoleringen mot marken förefaller torr förutom på ett ställe där regnvatten från markytan kan ha läckt ner.

3.4 Erfarenheter

Driftstarten försenades cirka 6 månader, då det strax efter att vatten fyllts i värmelagret, uppstod en läcka med total vattenförlust som resultat. De solfångare som just då höll på att installeras på locket, föll tillsammans med locket ner i gropen, skadades, och fick ersättas med nya. Läckan berodde på att en ursparning för mätkablar gjorts i isoleringen, och av vattentrycket brast gummiduken på detta ställe.

De problem som funnits och de iakttagelser som gjorts har ofta kunnat lösas respektive omsättas i praktiken redan första året.

4 LAMBOHOV

4.1 Projektbeskrivning

En detaljerad teknisk och ekonomisk beskrivning av solvärmecentralen i Lambohov finns i BFR Document D36:1980 [2].

Solvärmecentralen i Lambohov har 2900 m² plana solfångare. Solfångarna är placerade på hustaken. Solvärmecentralen skall bidra med 100 % inkl värmepumpar av totala energibehovet i 55 radhus orienterade i 9 husgrupper, Fig 4.1.

Solfångarna dräneras, vid frysrisk och vid otillräcklig solinstrålning, för att minska förlusterna. På sommaren sker detta en gång per dygn. På vår och höst ibland ett par gånger per dygn. Solfångarkretsen är helt avstängd i november, december och januari. Sommaröverskottet lagras in i ett vattenfyllt värmelager med volymen 10.000 m³. Värmen distribueras från lagret via en värmecentral som försetts med värmepumpar för att öka systemets lagringskapacitet. Reservenergi fås från en mobil oljepanna.

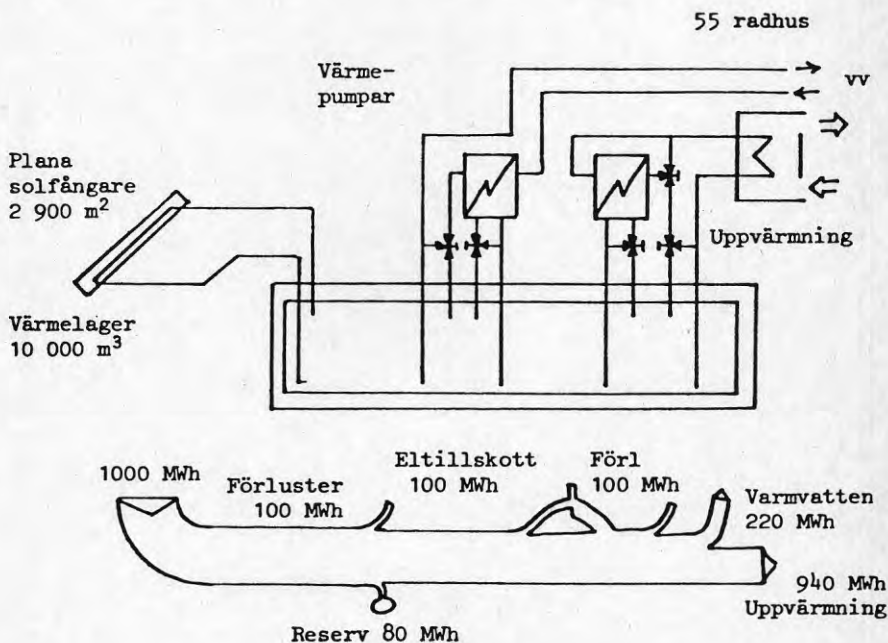


Fig 4.1 Principskiss - Energiflöde [2]

Solfångarna består utifrån räknat av en glasskiva, en aluminiumabsorbator, 5 cm mineralullsisolering och en bottenskiva. Lutningen på solfångarna är 55°, dvs samma som takets lutning.

Värmelagret är nedsprängt i berg. Det är isolerat mot berget med cirka 750 mm cementbunden Leca, utanför en 250 mm tjock lättbetongmur. Muren är behandlad med fiberarmerad puts och täckt med en fibermatta. Tätning mot vattnet sker med en 1,5 mm tjock, armerad butylduk. Vattentemperaturen i lagringstanken varierar mellan

5 °C och 70 °C. Diametern är 32,5 och vattendjupet 12 m.

Under säsong med alltför kallt magasinsvatten tas värmepumparna i drift. Man låter framledningsvattnet till lägenheterna passera genom värmepumparnas kondensorer. Vatten till förångare pumpas från toppen på magasinet. Under slutet av vinterhalvåret blir temperaturen även i värmelagrets toppskikt så låg att returvattnet från lägenheterna har högre temperatur. Då rundpumpas returvattnet tillbaka till värmepumparnas kondensorer medan temperaturen sänks ytterligare i lagret. Framledningsvattnet till husen passerar genom varmlufts batterier i husen, som värms med varmluft.

Även i varmvattenproduktionen används värmepump när vattentemperaturen i lagringstanken är lägre än 55 °C. Varmvattenssystemet består av ett primärsystem som lagrar varmvatten i två dygnsackumulatörer då behovet av tappvarmvatten är lågt, och ett sekundärsystem med en plattvärmeväxlare och ett cirkulationssystem. Varmvattentemperaturen kommer att hållas mellan 42 och 45 °C.

4.2 Systemfunktion

Solvärmecentralen har varit i drift sedan våren 1980. Man har under hela sommaren haft stora problem med mätning, reglering och igensättning av filter, varför VIAK AB under december 1980 fått utföra en grundläggande analys av vattenkemi och VVS-underlag.

Ett av problemen är luftinsläpp i systemkretsarna. Dräneringen av solfångarkretsen innebär att denna fylls med luft. På grund av undertryck sugs luft in i högt belägna delar av uppvärmningskretsen, även vid normal drift. Därmed syrsätts vattnet.

Vattnet i Lambohov är mjukt, och pH-värdet var från begynnelsen över 7 men har sjunkit. Natriumhydroxid har vid ett par tillfällen tillsatts för att höja pH-värdet.

Problemen med vattenkemin har bl a resulterat i att radhusen inte får förutsatt vattencirkulation och därmed inte erforderlig värme. Detta förorsakas av att den sil som skyddar respektive hus energimätare, sätts igen. Då flödet minskar tenderar föroreningarna att avlagras även i husens värmeväxlare (varmluftsaggregat). Rensning av filter och backspolning av varmluftsaggregaten har företagits regelbundet under hösten 1980.

En analys av föroreningarna på en sil har visat att den är täckt av ett gel som till 50 % består av organiskt material. Detta innehåller till största delen ännu ej typbestämda bakterier. Återstående 50 % av gelet är organiskt material som sand, metallflagor, plast och glassplitter. Analysen visar även på en hög halt av koppar, järn och kalcium.

Luftinsläppen i systemet orsakar också att

- flödesmätarna inte fungerar, dvs ingen värmemängdsmätning,
- vattenpumpar inte arbetar tillfredsställande,

- värmepumpar i något fall inte fungerar tillförlitligt, bl a på grund av luft i förångare,
- luft tidvis måste släppas ut manuellt under lagerlocket.

De här redovisade problemen har omöjliggjort ett exakt uppställande av energibalanser för år 1980. Med manuella mätningar har man dock kunnat konstatera att de insamlade energimängderna är i stort sett de förväntade och att temperaturnivån i lagret t o m aug 1980 överensstämde med vad man beräknat att den skulle vara under första årets drift.

4.3 Delsystem

4.3.1 Solfångare

Den momentana verkningsgraden för solfångarna som tidigare uppmätts av Statens provningsanstalt har man också kunnat mäta upp i fält i Lambohov. Totalt under sommaren har solfångarnas verkningsgrad varit relativt hög, 45-50 % som medelvärde inlagrad värmeenergi till totalt instrålade energi.

De utförda undersökningarna har visat att korrosion har förekommit i olika delar av systemet. En analys av beläggningen på en temperaturgivare av koppar med nickelskikt i solfångarkretsen har visat på att koppar- och zinkkarbonater finns i stora mängder.

I begränsad omfattning har här liksom vid andra anläggningar förekommit kondens och damm inuti solfångarna. Isbildning inträffade i början, men väntas inte återkomma.

4.3.2 Värmelager

Här förekommer en del problem med vattenläckage. Dels läcker regnvatten in mellan tätdukarna i locket, dels läcker vatten ut ur lagret. Vatten har läckt ut i samband med tillfälliga händelser men kanske också genom några mindre hål i tätduken och detta är mycket svårt att lokalisera. Tillfört ersättningsvatten har varit 1-1,7 m³/dygn.

Grundvattnet utanför lagret har också vållat en del bekymmer. Bortpumpningen av grundvattnet fungerade inte en tid i somras vilket gjorde att grundvattennivån steg. Leca-isoleringen blev då vattenfylld med ökad värmeförluster som följd. Avbrottet i grundvattenpumpningen orsakades av avsättningar i pumparna, sannolikt utlösta ur den cementbundna Leca-isoleringen.

Avsedd temperaturskiktning i lagret har inte åstadkommits. Orsakerna härtill är ännu inte helt klarlagda.

Butylduken som levereras i ett stycke med en vikt av cirka 5 ton, medförde speciella problem under montaget. Materialets låga hållfasthet kombinerad med dess stora plastiska töjning kräver en varsam behandling med samordnade lyft i flera punkter längs den cirka 100 m långa periferin, för att montaget ska kunna genomföras utan missöde. Kontroll av dukens täthet vid leveransen och risk för

skador, t ex genom nedfallande föremål under tiden till dess lagret vattenfylls och locket läggs på, utgör andra problem.

4.4 Erfarenheter

En grundläggande princip vid systemutformningen vid detta projekt har varit att inte använda värmeväxlare, och därmed förbundna temperaturförluster, i systemet. Samma vatten cirkulerar alltså i alla systemkretsarna, från solfångarna genom värmelagret och värmepumparna till värmeväxlarna i husen. Den grundprincip som berörs här ovan har visat sig vålla en rad svårhanterliga problem för systemfunktionerna.

För att komma tillrätta med en del av problemen bör helt slutna system för i första hand uppvärmningskretsarna övervägas. För att skydda känsliga delar bör filter sättas in på strategiska punkter.

Eftersom energimätarnas silar har satts igen, är det sannolikt att även värmepumparnas kondensorer och förångare delvis kan vara igensatta med samma typ av föroreningar. Eventuellt måste värmepumparna periodiskt rengöras med backspolning. Det finns även skäl att misstänka att den beläggning som konstaterats på temperaturgivarens yta även kan förekomma på andra liknande ytor i systemet.

Det syrerika, mjuka vattnet, det stora antalet olika konstruktionsmaterial, det tidigare låga pH-värdet och de olika temperaturerna inom systemet gynnar korrosion liksom det faktum att ledningarna med tillhörande detaljkomponenter står fyllda med fuktig luft under långa tider. Olika sätt att komma tillrätta med korrosionsproblemen har diskuterats. Minskad syrehalt kan t ex åstadkommas med kvävebubbling eller hydrazintillförsel. En ombyggnad av anläggningen bör inriktas på att åstadkomma mindre problem med syresättning av vattnet. Tillsättning av korrosionsinhibitorer kan övervägas.

Bakterieproblemet kan lösas genom att behandla vattnet så att syrehalten sänks i kombination med filter för de känsliga delarna.

För att få en fungerande anläggning övervägs en ombyggnad där vattenkemin, systemuppbyggnad och regleringssätt beaktas tillsammans. För att skydda de känsligaste delarna i systemet, värmepumpar och värmeväxlare samt för att bli av med huvuddelen av igensättningen av silar i flödesmätare har man temporärt gått över till uppvärmning med oljeaggregat.

Datorregleringen av systemet har givit vissa problem p g a luft i vattensystemen, mindre lämpliga styrstragier och bristande samfunktion mellan datorsystem och VVS-delar.

5 INGELSTAD

5.1 Projektbeskrivning

Projektering och byggnadsförberedelser för anläggningen framgår detaljerat av Byggnadsforskningens Rapport R82:1979 [3].

Solvärmeverket i Ingelstad i Växjö har 1.300 m^2 koncentrerande solfångare, som förutsatts producera 550 MWh/år . Solvärmecentralen avsågs kunna bidra med 50 % av totala energibehovet i ett bostadsområde med 52 småhus. Det totala energibehovet för uppvärmning och tappvarmvatten i husen som anslutits var 18.000 kWh per hus. Inklusiva värmeförluster krävde detta en total produktion av 1.100 MWh/år .

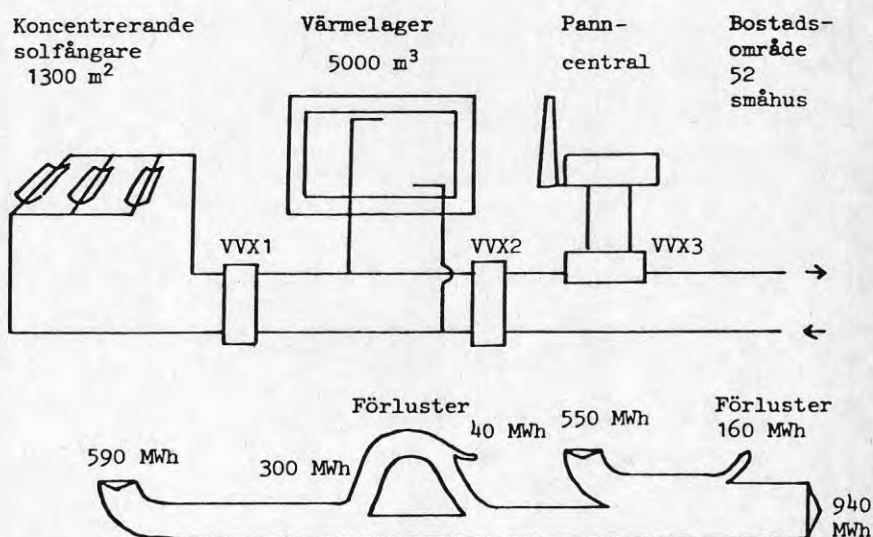


Fig 5.1 Principskiss - Energiflöde [3]

Solfångarna är avsedda att vara i drift från mars till september. Under denna period utnyttjas den upptagna solenergin i första hand för direkt matning ut på distributionsnätet. Överskott lagras in i ett vattenfyllt värmelager med volymen 5000 m^3 . Mot slutet av sommaren har temperaturen i lagret beräknats vara cirka $95 \text{ }^\circ\text{C}$, vilket innebär att man kan lagra cirka 300 MWh som därefter utnyttjas under perioden oktober-december.

För resterande energibehov och för säkerställande av abonnenternas krav på värmeleverans finns i anläggningen en ordinär oljeeldad panncentral, som effektmässigt är dimensionerad för att tacka hela belastningen samt förberedd för eldning med fasta bränslen.

Mellan solfångarsystem, lagerkrets, oljeeldad panna och distri-

butionsnät är värmeväxlare insatta. Solfångarsystemet innehåller glykolblandat vatten som värmebärande medium. Systemet urtappas ej vintertid. I lagerkretsen används vanligt vattenledningsvatten, medan i distributionsnät och pannkrets används tillsatser i vattnet med korrosionshämmande verkan.

Solfångarsystemet är uppbyggt med 420 st paraboliska solfångare, vilka är fördelade på 35 parallella grupper. Varje grupp består i sin tur av 12 seriekopplade enskilda solfångare. Maximal utnyttjad temperatur i det trycksatta solfångarsystemet uppgår till 105°C . Detta medger att på värmeväxlarens sekundärsida kan den önskade nivån 95°C uppnås. Solfångarna, vars längsaxeln lutar 35° mot horisontalplanet, vrider sig allt efter solens rörelse så att strålningen fokuseras mot det av vattnet genomströmmade absorbatorröret.

Förutom paraboliska solfångare finns en mindre grupp av cirka 35 m^2 plana högttemperatursolfångare ansluten parallellt över parabolgruppernas samlingsledning. Den plana gruppen lutar också 35° mot horisontalplanet men solfångarna är helt fasta.

Värmelagret är utfört med botten och väggar av 30 cm vattentät förspänd betong (K 350), medan taket utgörs av betongkassetter upplagda på ett prefabricerat balk- och pelarsystem. Väggarna är glidformgjutna. Den invändiga diametern i den cylinderformade tanken är 28 m och vattendjupet är 8 m. Utanför betongen finns en diffusionsspärr och isolerskikt bestående av 100 mm Foamglas. Den övriga isoleringen utgörs av cirka 0,9 mm mineralullsisolering i väggar och tak. Under bottenplattan består värmeisoleringen av ett 0,5 m tjockt lager av cementbunden lättklinker och därunder Foamglas med en total tjocklek av 320 mm. Noggranna studier beträffande materialvalet har visat att betong är lämplig för lagring av vatten även vid höga temperaturer. För att förhindra kalkutfällning från betongen är insidan av tanken behandlad med en silikofluoridbaserad vätska - Purigo 5.

Temperaturen i värmelagret varierar mellan 40°C och 95°C . Genom val av en temperatur på 95°C vid fulladdat lager har den erforderliga volymen kunnat hållas nere.

In- och utloppsanordningar i toppen respektive botten av lagret är konstruerade för att i minsta möjliga mån störa temperaturskiktningen.

Distributionsnätet mellan solvärmeverket och bostadsområdet är av för Växjö kommun konventionellt utförande. Framledningstemperaturen blir max 80°C och min 50°C .

Abonnentinstallationerna innehåller konventionella villavärmeväxlare. Dimensionerande temperaturer för radiatorerna är $80/50^{\circ}\text{C}$, medan för tappvarmvattenberedningen gäller primärt $50/32^{\circ}\text{C}$ och sekundärt $5/45^{\circ}\text{C}$.

Med de krav på relativt högautomatiserad drift av solvärmeverket som ställts samtidigt som ändringar av driftförutsättningarna enkelt skall kunna förverkligas, har man valt att utnyttja en överordnad programmerbar styrlogik. Ur forsknings- och utvecklings-synpunkt kan omställningar av driftvärden och driftkombinationer enkelt utföras.

5.2 Systemfunktion

Systemet som helhet har rent reglertekniskt fungerat enligt intentionerna. Utbytet av solenergi har dock varit anmärkningsvärt lågt jämfört med förväntade värden. Sammanfattningsvis tyder nu föreliggande fakta på att huvudorsakerna till det låga energiutbytet är

- låg solfångarverkningsgrad,
- mindre instrålad mängd solenergi under normalår än beräknat

Detta har i sin tur lett till att driften av solfångarkretsen inte är optimal med hänsyn till verkliga instrålningsförhållanden. Se vidare 5.3.1 Solfångare.

Det låga energiutbytet har medfört att all insamlad solenergi har distribuerats, ibland efter några dagars lagring, direkt till abonnenterna under vår, sommar och höst. Eftersom ingen värme långtidslagrats kan systemverkningsgraden fås genom studier av enbart solfångarnas utbyte. Här jämföres insamlad energi med instrålad direkt solinstrålning i solfångarplanet, då de koncentrerande solfångarna inte kan tillgodogöra sig någon nämnvärd del av den diffusa solinstrålningen (himmelsstrålning), se Fig 5.2.

Insamlad solenergi har 1979 beräknats ur temperaturhöjningen på vattnet i tanken. 1980 har den beräknats ur energiflödet från solfångarkretsen jämfört med energiproduktionen i pannan och distribuerad energi till abonnenterna. Den instrålade direkta solenergin har beräknats ur mätningar och klimatdata.

Man märker att solfångarnas säsongsverkningsgrad år 1979 nådde cirka 50 % vilket är tämligen bra jämfört med vid projekteringen förväntade 53 %. Under 1980 nåddes endast 35 %. Orsakerna till denna minskning i verkningsgrad är sannolikt den låga temperaturnivå i tankvolymen 1979 i kombination med en bättre optisk funktion hos de nya solfångarna jämfört med ett år (en vinter!) senare.

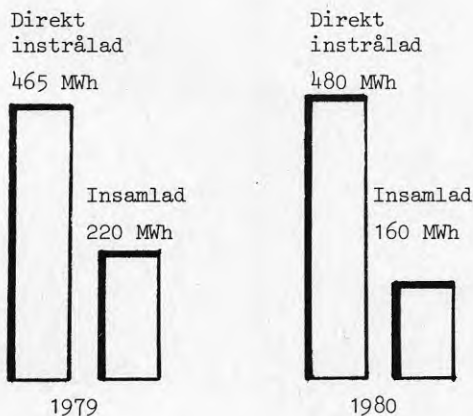


Fig 5.2 Direkt solinstrålning jämfört med insamlad energi

SOLVÄRMEVERKET I INGELSTAD

B00B10

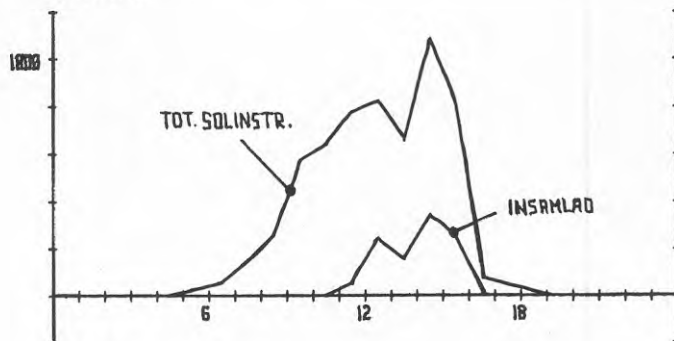
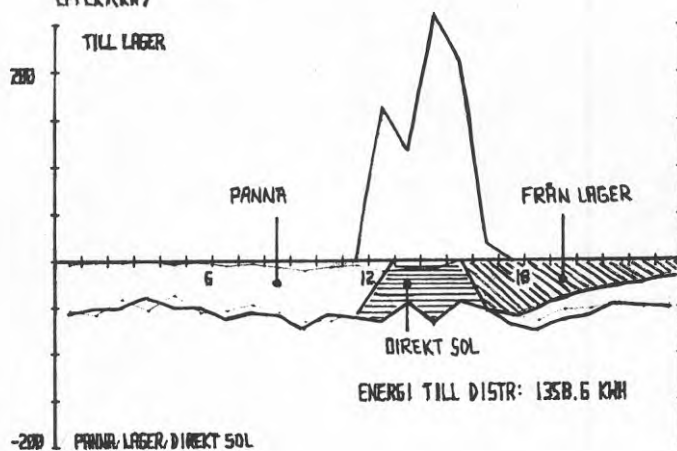
ENERGI MOT SOLF. PLANET: 5988.0 KWH
ENERGI FRÅN SOLFÄNGARE: 1057.5 KWHSOLINSTR. OCH INSRAMLAD SOL
EFFEKT(KW)VÄRMEKÄLLOR OCH BEHOV
EFFEKT(KW)

Fig 5.3 Systemfunktion för ett dygn i augusti 1980

Driftförhållandena under ett tämligen soligt augustidygn 1980 får illustrera systemdriften i stort, se Fig 5.3.

Under dagen insamlades cirka 1,1 MWh solenergi medan samtidigt cirka 4,4 inföll mot hela kollektorgruppen. Av den infallande solenergin utgjordes cirka 45 % av diffus solinstrålning. Den tämligen låga dagsverkningsgraden på cirka 25 % har visat sig delvis kunna tillskrivas den stora diffusa andelen. Dagsverkningsgraden relaterad till enbart direkt solinstrålningsandel är cirka 45 % vilken även den är låg jämfört med nominellt värde cirka 60 % vid aktuella mediatemperaturer.

Värmebalansen för dygnet visar att cirka 0,7 MWh solvärme har förbrukats på distributionsnätet varför nettoinlagringen varit endast 0,4 MWh. Vid nominell verkningsgrad skulle cirka 0,8 MWh istället ha nettoinlagrats.

Varaktighetsdiagrammet i Fig 5.4 visar vilka temperaturmässiga förhållanden som rått under 4 augustidygn 1980. Dygnen hade i genomsnitt cirka 6 MWh instrålad solenergi med en något ojämnare karaktär än det visade dygnet. Trots detta insamlades endast cirka 1 MWh per dygn.

Den låga verkningsgraden och mindre solinstrålning är beräknat har förutom ett lågt energiutbyte även inneburit att man inte nått de höga temperaturer om cirka 90 °C som avsågs. Då ingen bestående inlagring har skett har heller ingen temperaturskiktning kunnat byggas upp i lagret. Som exempel gäller att temperaturhöjningen över hela solfångargruppen varit cirka 15 °C, varvid 75 °C absoluttemperatur nåtts.

5.3 Delsystem

5.3.1 Solfångare

Det faktum att utbytet av solenergi varit så lågt att praktiskt taget ingen värme har lagrats har påkallat en noggrann analys av solfångarnas verkningsgrad.

En första misstanke om att huvudanledningen var oväntat stora termiska trögheter respektive ojämn flödesfördelning visade sig inte stämma då solfångarfältet som helhet jämfördes med enskilda solfångargrupper. Utbytet var lika lågt i båda fallen. Vid den fortsatta analysen behandlades därför solfångarfältet som helhet och dagsverkningsgraden framtogs för dagar under sommaren med relativt mycket solsken. Insamlad solenergi relaterades därvid till totalt infallande solenergi (direkt + diffus) i solfångarplanet under tider med faktiskt flöde i kretsen. Det samlade resultatet framgår av Fig 5.5.

Som jämförelse finns i figuren också en linje som anger nominell verkningsgrad från laboratorieprovningar (andel diffus solinstrålning cirka 0,05). Sättet att relatera verkningsgraden till total solinstrålning är normalt i solenergिसammanhang, men kanske diskutabelt för den koncentrerande typen. Genom att istället avsetta dagsverkningsgraderna mot procentuell andel diffus solinstrålning för respektive dag fås diagrammet i Fig 5.6. Här har en heldragen linje lagts in. Den motsvarar nominella verkningsgraden då ingen diffus solinstrålning antas kunna utnyttjas.

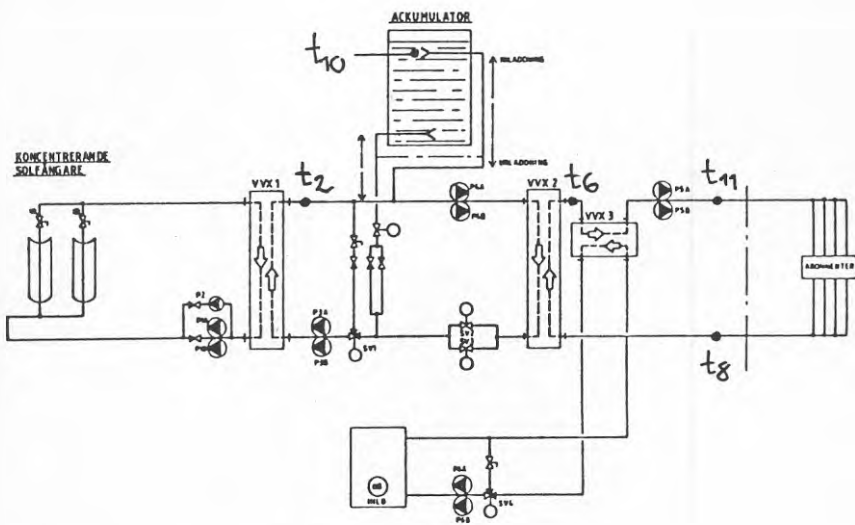
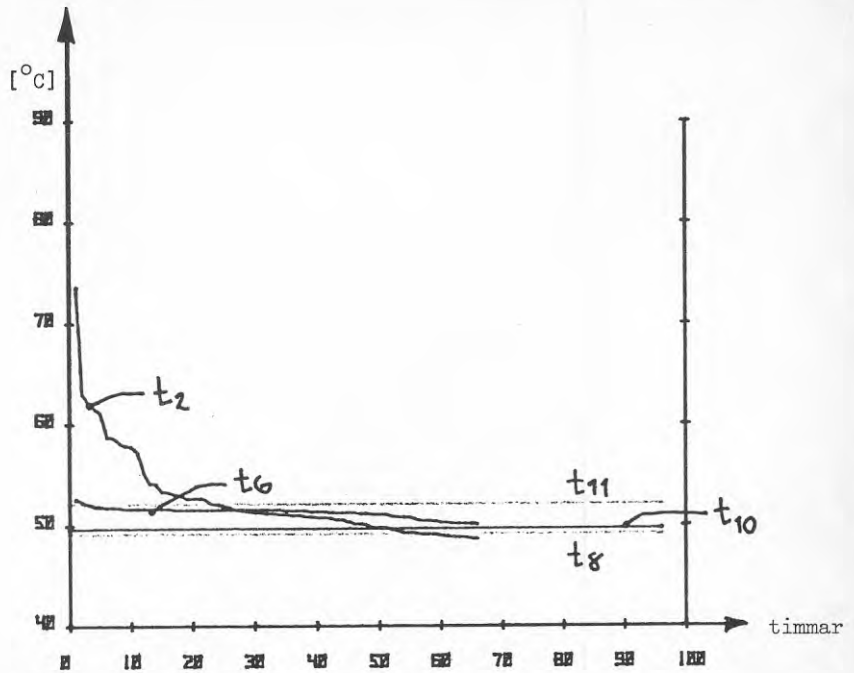


Fig 5.4 Temperaturvaraktighetsdiagram för 4 augustidagn 1980

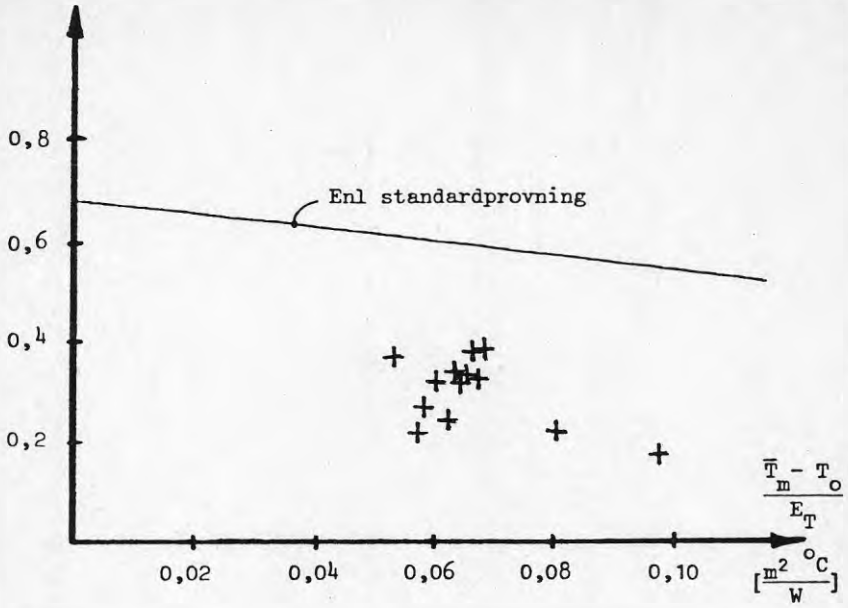


Fig 5.5 Dagsverkningsgrad för de koncentrerande solfångarna

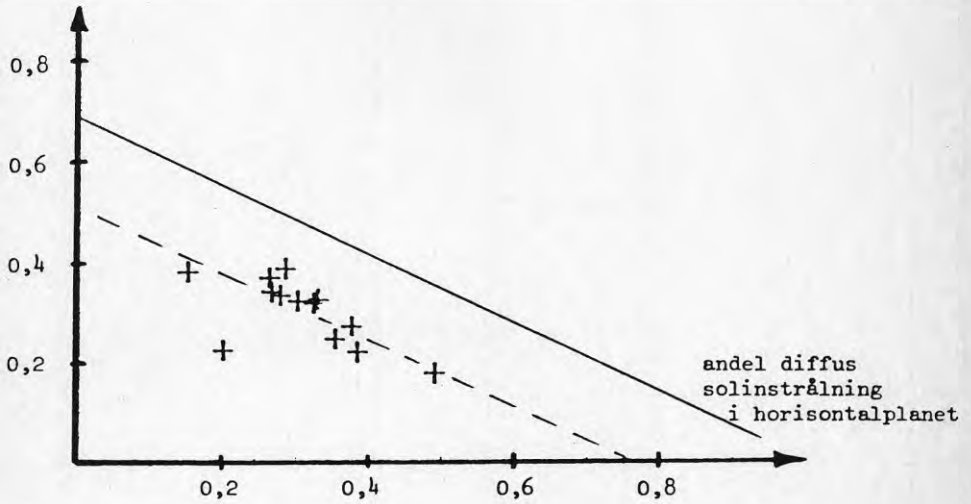


Fig 5.6 Dagsverkningsgrad som ovan

Den streckade linjen har dragits med hänsyn till de kryssmarkerade mätvärdena. Denna linjes skärning med y-axeln anger således dagsverkningsgraden i genomsnitt relaterad till enbart direkt solinstrålning. Som synes är denna verkningsgrad cirka 50 % vilket jämfört med nominellt värde är cirka 20 % för lågt. Slutsatsen måste bli att den bristande solfångarfunktionen kan hänföras till antingen dålig fokusering av absorbatorrör eller dåliga optiska egenskaper hos reflektorspeglar alternativt selektiva skikt hos absorbatorrör, eller en kombination av båda.

Förbättringar i solföljningsfunktionen och fördjupade studier av solfångarnas försämrade egenskaper kommer att initieras inför driftsäsongen 1981.

5.3.2 Värmelager

Anläggningen startades i början av maj 1979. Då innehöll värmelagret vatten med endast cirka 5 °C temperatur. Under sommarsäsongen och fram till slutet av oktober inlagrades all tillgänglig solenergi om cirka 200 MWh. Temperaturen var då cirka 50 °C respektive 30 °C i toppen respektive botten av tanken. Dessa temperaturer höjdes till cirka 85 °C respektive 75 °C genom pannvärmestillskott året ut. Meningen härmed var att få studera reglerautomatik och temperaturskiktning vid urladdning. Denna påbörjades direkt i början av 1980 och pågick till mitten av februari, dvs den kallaste årsperioden. Temperaturen var då cirka 50 °C i hela lagret och den urlagrade värmemängden utgjorde cirka 175 MWh.

Fig 5.7 visar temperaturfördelningen vid några olika tidpunkter. Tankvolymen omsattes vid urlagringen cirka 1,1 gånger. Under urladdningen kunde konstateras att vattnet från lagret effektivt kylades av distributionskretsens returflöde. Till exempel var i mitten av januari temperatursänkningen på lagersidan av värmväxlaren cirka 80 % av maximalt möjlig sänkning. Detta kan anses som normalt för aktuella driftförhållanden.

De använda dysorna för vattenflödet till/från lagrets topp och botten kan man konstatera har fungerat och gett de temperaturskiktningar som avsetts.

Kontrollmätningar av temperaturverkningsgraden hos värmväxlaren 1 efter urladdningen visade dock mycket låga värden. Anledningen var att stora mängder kalk hade avsatts i växlarens tubsats. Man kunde härav dra slutsatsen att tankens betongväggar trots anbringt skyddsskikt hade avgett kalk i lösning till vattnet. Detta hade troligen skett speciellt vid inladdningens slutskede då temperaturen överstigit 80 °C i toppen. Vid en senare rengöring kunde cirka 120 kg kalk lösas ur VVX-tub och rörsystem. För närvarande görs en motsvarande temperaturhöjning i lagret med hjälp av pannan för att ytterligare kunna studera dessa problem. En mer detaljerad studie av kalkutfällningsproblemen finns i [8].

5.4 Erfarenheter

Monteringen av de komplicerade solfångarna våren 1979 gick bra, men vid besiktningen av anläggningen i augusti underkändes nästan 30 % av absorbatorrören på skador på den selektiva beläggningen. Dessa byttes sedan under våren 80 i samband med andra reparationer, se nedan.

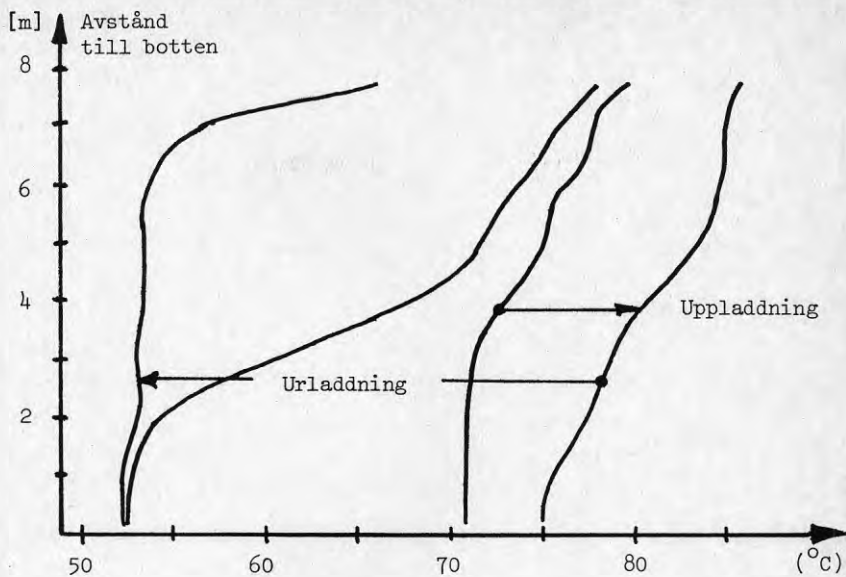


Fig 5.7 Temperaturskiktning i värmelagret
(december 1979-februari 1980)

En otillräcklig glykolinblandning orsakade i december 1979 skador i solfångarkretsen. Temperaturen i Växjö-trakten var nära -20°C , vilket innebär att fryspunkten för glykolblandningen underskreds. Det har konstaterats att iskristaller därvid utfälls i blandningen och dessa ansamlas i systemets högpunkter. Proppar bildas och genom blandningens expansion uppstår kraftiga tryckstegringar i rör och pumpar. Bland annat spräcktes ett par pumphus av högt tryck. Vidare uppstod ansvällningar på förbindelserör och absorbatorrör på ställen, där materialet blivit utglödlat i samband med lödningar o dyl. Detta resulterade i att teflonlagrena, i vilka förbindelserören glider vid längdutvidgning av absorbatorröret, fastnade. Lossning åstadkoms genom att man med hög ström värmdes rörgenomgångar i lagren, så att de deformerades.

En bidragande orsak till pumpskadorna var att VX 1 vid den aktuella tidpunkten utnyttjades för uppladdning av tanken med den oljeeldade pannan. Rörsystemet mot solfångarna var därför avstängt, och förbindelse med systemets säkerhetsventil fanns enbart på inkommande ledning från solfångarna. Den utgående ledningen, med cirkulationspumparna, blev därför utsatt för högt tryck genom de proppar som bildats i solfångarna. Därför har nu en säkerhetsventil insatts på denna sida.

Vid användning av glykol i solfångarkretsen, vilken i detta fall har nivåskillnader på cirka 4 m, krävs att blandningen hålls i rörelse, vid temperaturer nära blandningens fryspunkt, så utfällning och ansamling av iskristaller förhindras. För detta ändamål har en pump för rundpumpning installerats och försetts med automatisk start vid cirka -10°C . Dessutom höjdes glykolhalten i mars 1980 till cirka 40 % jämfört med tidigare cirka 20-25 % (vintern 79/80).

Samtliga solfångarrännor undersöktes i februari och mars 1980 för att lösgöra teflonlager, byta defekta absorbatör- och förbindelserör. Totalt blev 177 av 420 absorbatorrör utbytta inför sommaren 1980.

Fokusering av spegelrännorna mot solen har också vållat en del bekymmer. Den injustering av fokuseringen som gjordes under 1979 har troligen påverkats av de reparationer som gjordes i februari och mars 1980. Bristfällig fokusering liksom andra defekter har kunnat iakttas i en del solfångarpaket under sommaren 1980. Detta har, som tidigare påtalats, påverkat solfångarnas verkningsgrad.

Kondens och i något fall läckage mellan absorbatorrör och omgivande glasrör har konstaterats på några solfångare. Det selektiva skiktet är i många solfångare blekt och fläckigt.

De två senaste månaderna 1980 (september och oktober) som solfångarna var i drift följde cirka 10 % av solfångarfältet inte solen, p g a att fungerande kretskort för denna funktion saknades. Alla kretskort kommer att bytas ut före driftstarten 1981.

En annan erfarenhet är att kalkutfällningar i pumpar, ventiler, flödesmätare, värmeväxlare och rörledningar har erhållits under första driftåret trots förebyggande åtgärder. Det har kunnat fastställas att orsakerna till utfällningarna är att vattnet i tanken har alkaliserats p g a att kaliumhydroxid lakats ut ur betongen. Detta har till följd att vattnets naturliga innehåll av bikarbonat överförts till karbonatjoner, vilka sedan tillsammans med vattnets kalciumjoner bildat kalciumkarbonat som fällits ut, [8]. Dessa kalkutfällningar synes nu ha upphört årsskiftet 80/81.

6 SAMMANFATTANDE ERFARENHETER

6.1 Systemval

De tidigare refererade erfarenheterna visar att man i Studsvik och Ingelstad har relativt små problem som härrör från själva driften och valet av system, samt samverkan mellan solfångare, lager och de anslutna husens värmesystem. Man bör vid kommande projekt överväga värmeväxling mellan distributionssystem och vattnet i lagren även om detta medför en kapacitetsminskning för lagren och en ökning av anläggningskostnaden.

Ytterligare studier av möjligheterna att förenkla systemen krävs för att öka driftsäkerheten och förenkla skötseln.

Erfarenheterna från Lambohov visar även, att placering av solfångare på ett stort antal småhustak i väsentlig grad komplicerar solvärmecentralerna med besvärliga konsekvenser för driftsäkerheten och underhållsarbetet som följd.

6.2 Solfångare

Solfångarna har vi alla tre projekten givit en viktig, delvis förutsedd, provkarta på beständighetsproblem, som deras användande i vårt klimat medför korrosion, försmutsning, frysning m m [5].

Erfarenheter från de två anläggningar som försetts med koncentrerande solfångare visar att driftstekniska förhållanden vid sidan av konstruktionen som sådan kan ha stor betydelse för solfångarnas utbyte. Sålunda kan man genom lämplig driftläggning, avseende mediatemperaturer och solföljning, få ett relativt högt utbyte trots sämre solklimatologiska förutsättningar jämfört med plana solfångartyper.

I Fig 6.1 görs en enkel jämförelse mellan insamlad energi per m² solfångaryta. Osäkerheten i här redovisade värden är större för Lambohov och Ingelstad än för Studsvik. För en fullständig jämförelse mellan olika solfångartyper bör även den temperatur vid vilken energi insamlas redovisas.

6.3 Värmelager

I det föregående har en rad problem att hänföra till valet av lagertyp berörts. Något slutgiltigt svar på frågan, vilken lagertyp som vid lagring av värme i vatten blir den ekonomiskt och miljömässigt mest lämpliga, har inte erhållits i de tre projekten. En relativt klar indikation pekar dock mot lagring i berg som ekonomiskt och miljömässigt mest tilltalande. Även lager av Studsviks typ, groplagret, bör ytterligare prövas.

Arbetet med att infoga de tre projekten i sina stadsplaner har givit en påminnelse, om att utnyttjande av solenergi i form av solvärmecentraler liksom vid konventionella och andra alternativa energikällor, också drar med sig en rad inte alltid så lättlösta miljöproblem.

Ekonomiska överväganden tyder på att solvärmecentraler med nu kända system och komponenter endast kan motiveras ekonomiskt, om de utförs i helt andra storlekar än de här redovisade anläggningarna.

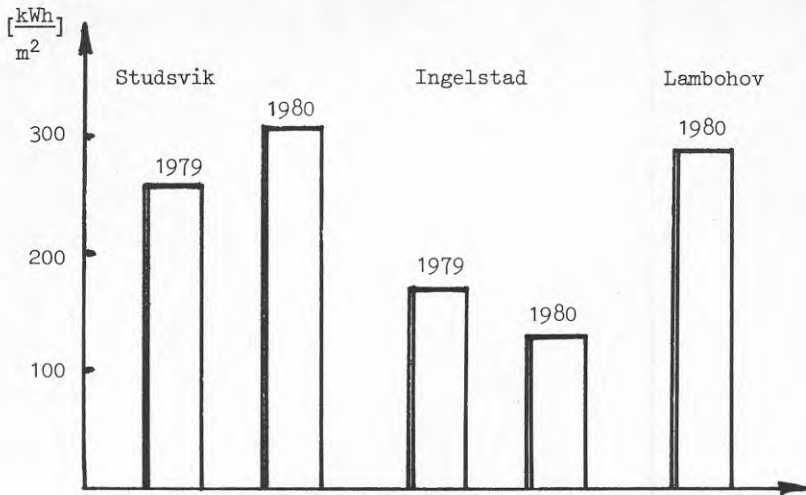


Fig 6.1 Insamlad energi per m²
solfångare

Studsvik 120 m²
Lambohov 2900 m²
Ingelstad 1300 m²

6.4 Solinstrålning

6.4.1 Beräkningsmetoder

Sammanfattningsvis kan man konstatera att den solstatistik som idag finns mer allmänt tillgänglig i många avseenden är otillräcklig för solinstrålningsberäkningar. Detta gäller speciellt då olika strålningsandelar ska bestämmas för en viss geografisk belägenhet.

För att uppskatta den solinstrålning som faller in mot en solfångare utgår man nu ofta från begreppet solskenstid. Solskenstid registreras med en heliograf. Instrumentet har ett tröskelvärde motsvarande cirka $150\text{--}250\text{ W/m}^2$ (enl Klimatdata) som måste uppnås innan registrering erhålls. Man skulle kunna förvänta sig att en verklighetstrogen beräkningsmodell baserad på solskenstid då borde ge mindre värden på instrålad energi än mätningar med solarimeter, eftersom en solarimeter registrerar solinstrålning från nollnivå (0 W/m^2).

Begreppet solskenstid talar inte om vilken intensitet solinstrålningen haft. För registrerade solskenstimmar kan intensiteten variera betydligt på ett klimat (inland, kustland), små stackmoln, cirrusmoln, dis eller föroreningar i luftlagren närmast jordytan. I Fig 6.2 har mätt solinstrålning plottats mot registrerad solskenstid för att åskådliggöra sambandet dem emellan.

I beräkningar används i stort sett i all svensk litteratur (ex Brown, Isfält R19:1974) samma metod för att bestämma solinstrålningens intensitet vid en viss tid på dygnet. Dessa samband är framtagna genom omfattande mätning av den direkta solinstrålningen vid helt klart väder (liten diffus andel). Den diffusa solinstrålningen (himmelstrålningen) behandlas schematiskt, som ett tillskott.

Mätningar i Ingelstad 1980 visar dock att den diffusa solinstrålningsandelen där kan variera mellan 5 och 40 % vid väder som kan betecknas som klart och åstadkommer motsvarande reducering av den direkta solinstrålningen.

Genom att bilda produkten mellan solskenstid och solinstrålningens intensitet enligt nämnda samband fås helt naturligt en energimängd som är lika stor eller större än verkligt instrålad energimängd. Eftersom så liten hänsyn således kan tas till rådande atmosfäriska förhållande synes en sådan beräkningsmodell inte alltid vara så bra.

Fördjupade studier som visar vilka samband som finns mellan verklig solinstrålning och solskenstid bör göras. SMHI:s mycket omfattande, men till stora delar hittills outnyttjade basmaterial, borde här kunna komma till användning.

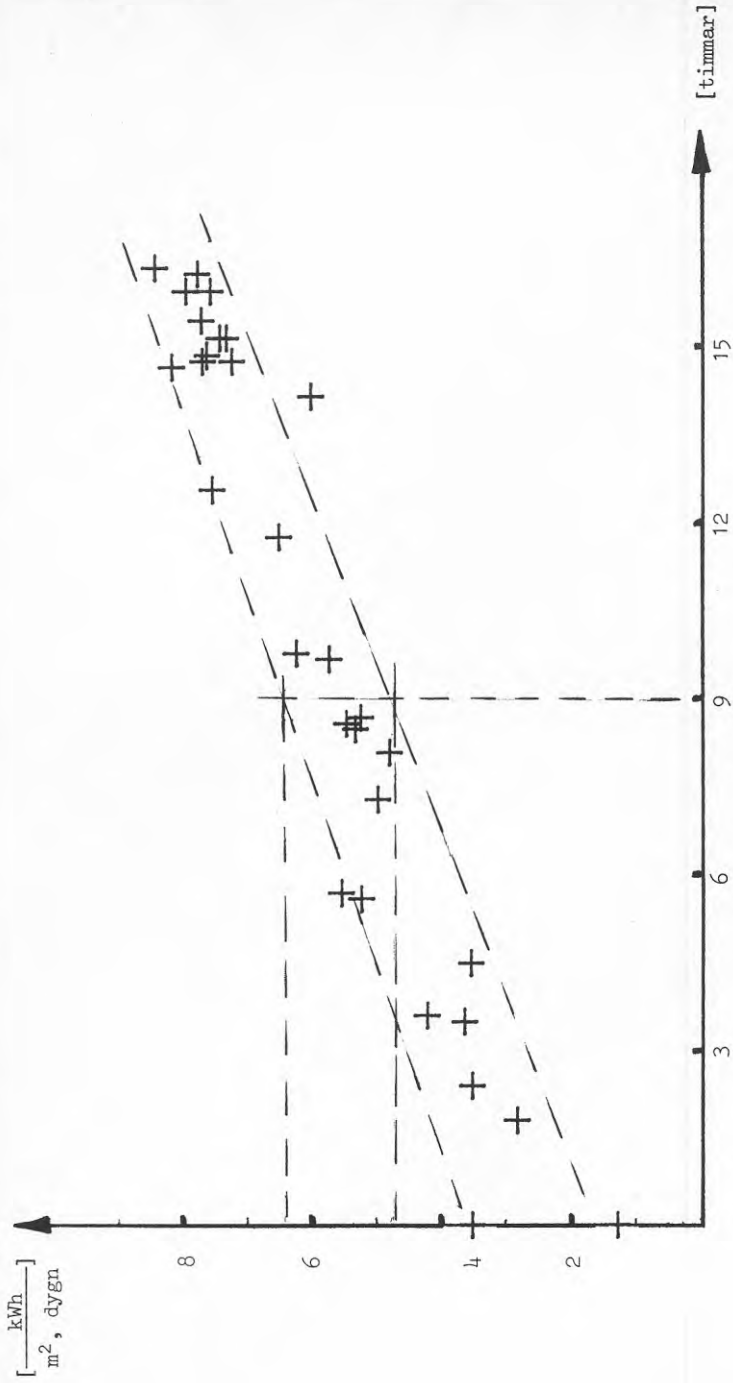


Fig 6.2 Mätt total solinstrålning i horisontalplanet som funktion av registrerad solskenstid. Juni 1971 Stockholm [11]

6.4.2 Solfångarverkningsgrad

När en solfångares verkningsgrad bestäms mäts den förlustfria verkningsgraden vid speciella solinstrålningsförhållanden. Sedan konstrueras verkningsgradskurvan med hjälp av förlusterna i solfångaren vid varierande mediatemperatur och en viss total solinstrålning mot solfångaren. Kurvor för olika effekter på den totala solinstrålningen upprättas ofta också. För en koncentrerande solfångare medför detta att man i fält kan mäta upp helt olika verkningsgrader under samma temperaturförhållanden och samma totala solinstrålning men med olika stor diffus andel. Fig 6.3 försöker visa vad som åsyftas.

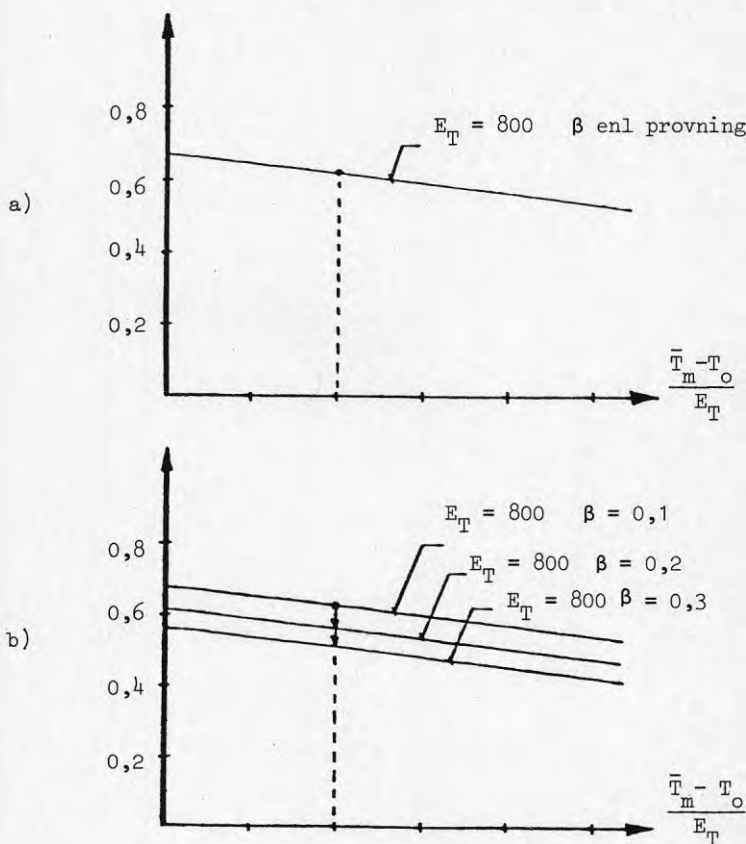


Fig 6.3 Solfångarverkningsgrad

- a) enligt provning
 b) mätning i fält

6.5 Projektering och utförande

De redovisade projekten representerar, när det gäller själva genomförandet, till största delen konventionell teknik. Det oaktat har de givit en lång rad viktiga erfarenheter som bör utnyttjas för kommande utvecklingsprojekt.

Sålunda bör inte byggnadsarbetena påbörjas förrän noggranna markundersökningar och på dessa baserade detaljerade entreprenadhandlingar färdigställts.

Underlaget till den konventionella delen av entreprenadhandlingarna ska genomgående vara av hög kvalitet, och behandla väl avgränsade forskningsuppgifter. Det vill säga varje projekt bör ha begränsat antal forskningsuppgifter och inte belastas med andra utvecklingstekniska frågor som lämpligare kan lösas utanför det aktuella projektet.

Den del av projektet som inte omfattar konventionell teknik bör specialbehandlas i entreprenadunderlaget. Ett speciellt avtal om denna del ska helst slutas vid projektets upphandling.

De särskilda krav som måste ställas på projektadministration (projektledning, ekonomi och tidsuppföljning) enligt ovan, ska tydligt redovisas i entreprenadunderlaget.

Vid Ingelstadprojektet var i allt väsentligt de synpunkter beträffande projektens genomförande, som här ovan berörts, iakttagna. Därmed har den kostnadsram som där låg till grund för det finansiella stödet kunnat innehållas. Både Lambohovs- och Studsviksprojektet har däremot fått vidkännas betydande kostnadsökningar till följd av tekniska och administrativa problem, vilka även försenat de båda projektens energileveranser med en säsong.

I Ingelstad och Lambohov kommer konstruktiva förändringar att övervägas.

Undersökningar som påbörjades hösten 1980 kommer att ge besked om lämpliga åtgärder, deras omfattning och kostnader.

BETECKNINGAR

E_T = total solinstrålning i solfångarplanet $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

β = andel diffus solinstrålning
i solfångarplanet

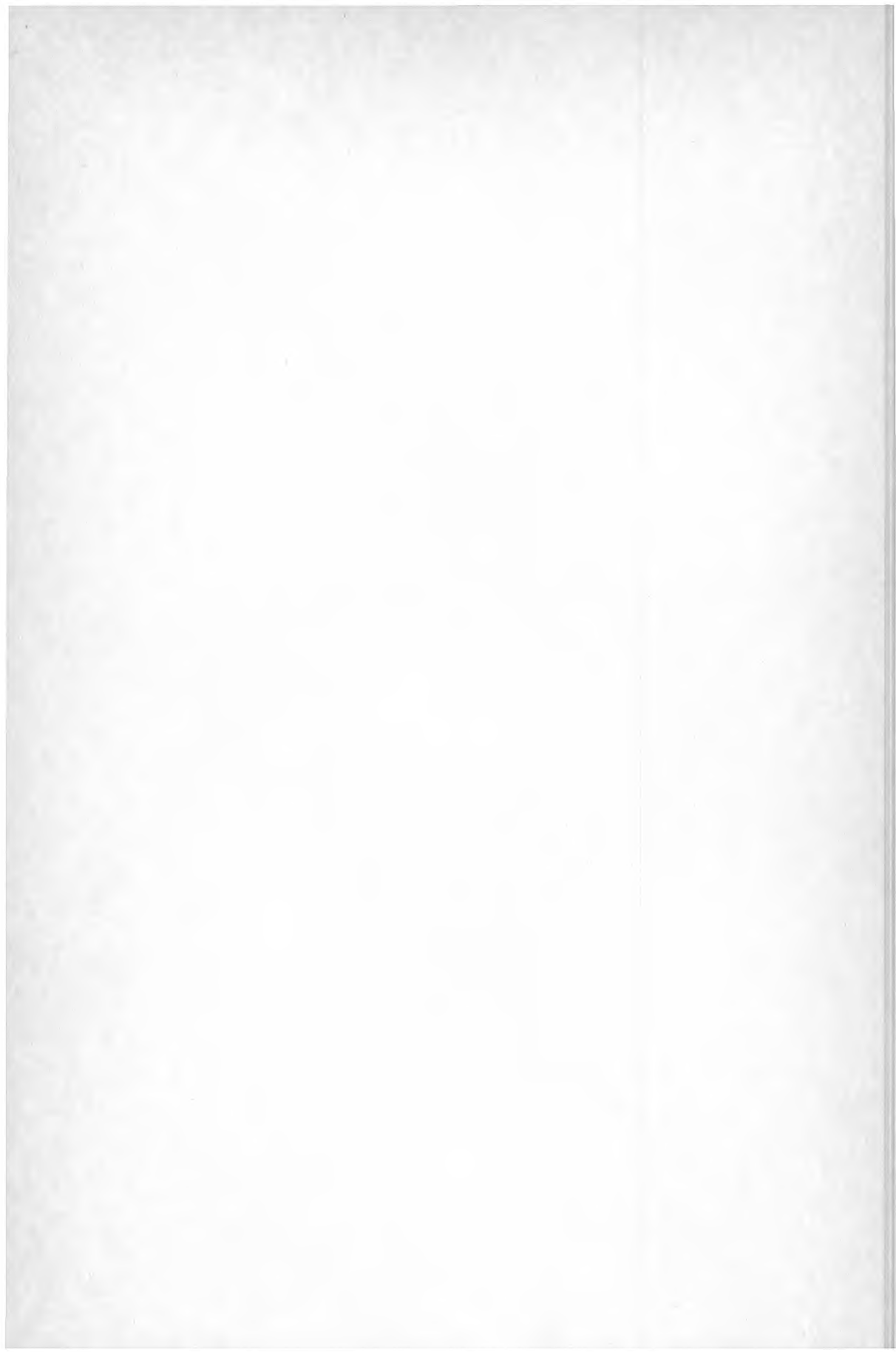
\bar{T}_m = solfångarmediets medeltemperatur
 $\frac{T_{in} + T_{ut}}{2}$ [$^{\circ}C$]

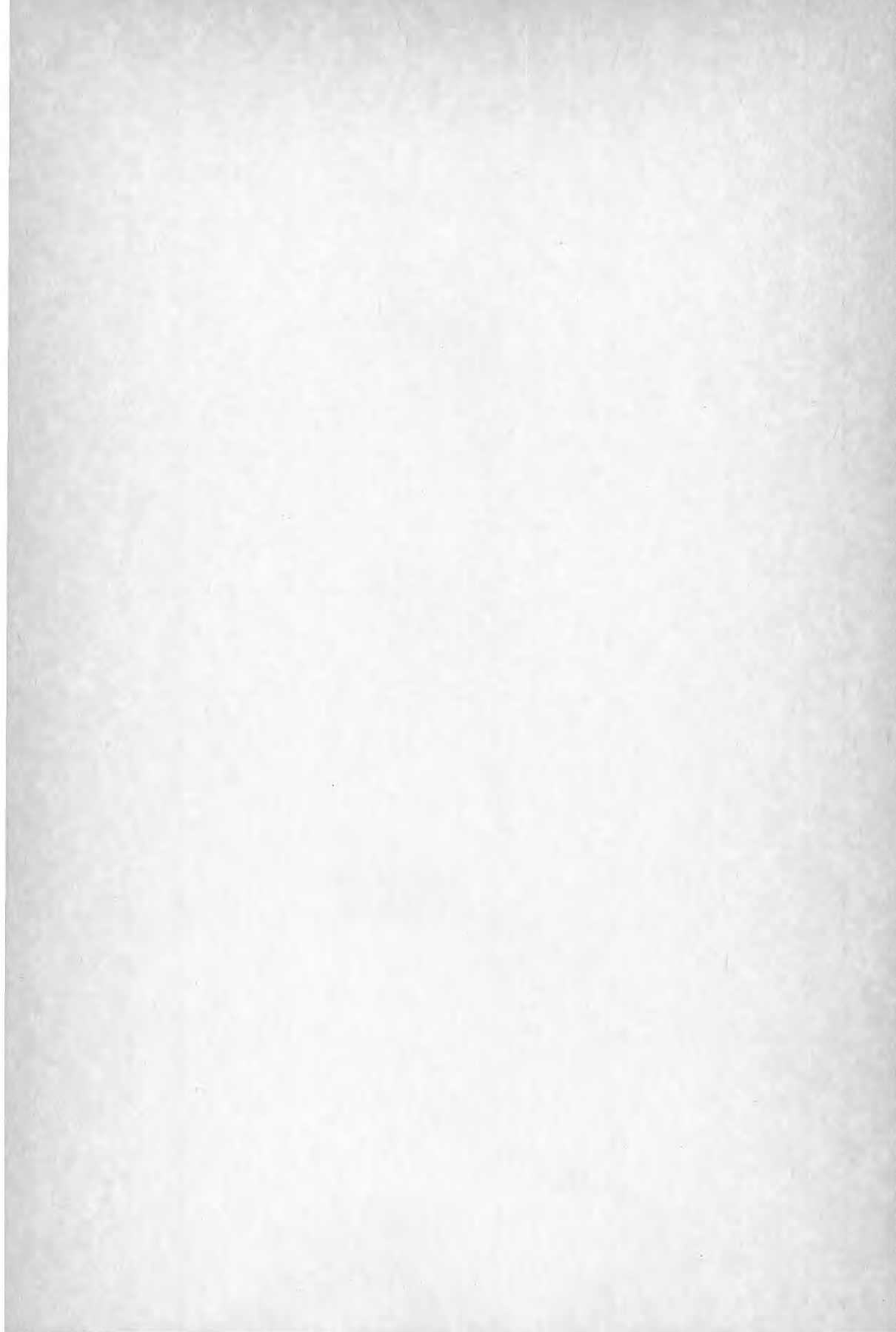
T_o = omgivningens temperatur [$^{\circ}C$]

LITTERATUR

- [1] Roseen, R, Perers, B, 1980, A solar heating plant in Studsvik, Design and first year operational performance. (Statens råd för byggnadsforskning.) D21:1980. Stockholm.
- [2] Norbäck, K, Hallenberg, J, 1980, A Swedish solarheating plant with seasonal storage, Technical-economic description of the Lambohov project. (Statens råd för byggnadsforskning.) D36:1980. Stockholm.
- [3] Finn, L, 1979, Solvärmeverk Ingelstad i Växjö. Projektering och byggförberedelser. (Statens råd för byggnadsforskning.) R82:1979. Stockholm.
- [4] Schnittger, J R, 1979, Tillförlitlighetsteknik hos solvärmecentraler. Metodstudie av Lambohovprojektet i Linköping. (Statens råd för byggnadsforskning.) R117:1979. Stockholm.
- [5] Lagerkvist, K-O, Wennerholm, H, 1980, Solfångares hållbarhet. Erfarenheter från besiktning av solvärmeanläggningar 1979-1980. (Statens råd för byggnadsforskning.) R127:1980. Stockholm.
- [6] Stywberg, H, Skarin, H, Sundberg C-A, 1980, Studium av drift- och underhållsfrågor i anslutning till nya energisystem. (Statens råd för byggnadsforskning.) Koncept.
- [7] Jilar, T, Dalenbäck, J-O, 1980, Program för värmeteknisk och energiekonomisk utvärdering av solvärmecentralen i Ingelstad. (Avd för installationsteknik, CTH.) Intern skrift I7:1980. Göteborg.
- [8] Rombén, L, 1980, Kalkutfällningar i solvärmeverk, Ingelstad, Växjö. CBI-rapport nr 8052.
- [9] Tätning och isolering av behållare för säsongslagring av solvärme i vatten. Seminarium i oktober 1979. (Statens råd för byggnadsforskning.) G36:1980. Stockholm.
- [10] Norbäck, K, 1980, Protokoll från möten i Lambohovprojektet.
- [11] Measurements of solar radiation in Sweden. Year 1971, 1975. (SMHI.) Årsbok 53 (1971):2.5. Stockholm.













Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 781225-5 och 800040-2 från Statens råd för byggnadsforskning till Styrgruppen för solvärmecentraler, Göteborg.

R53: 1981

ISBN 91-540-3487-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700353

Abonnemangsgrupp:
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirka pris: 25 kr exkl moms