



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.



Solvärmeanläggning ansluten till fjärrvärmenät

Förstudie i Gävle

Lars Olof Matsson

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	80-0775
Plac	Ser

K/100

R49:1980

SOLVÄRMEANLÄGGNING ANSLUTEN TILL
FJÄRRVÄRMENÄT

Förstudie i Gävle

Lars Olof Matsson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
780998-3 från Statens råd för byggnadsforskning
till Hugo Theorells Ingeniörsbyrå AB, Solna

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

R49:1980

ISBN 91-540-3234-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1980 051789

INNEHÅLL

1	FÖRORD	5
2	SAMMANFATTNING	7
3	ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR	9
3.1	Orientering	9
3.2	Nuvarande fjärrvärmesystem i Hille	10
4	SOLVÄRMESYSTEM	13
4.1	System	13
4.2	Solfångare	18
5	SYSTEMSIMULERINGAR	19
5.1	TRNSYS	19
5.2	System	20
5.3	Solfångare	20
5.4	Lager	22
5.5	Panncentral	22
5.6	Last	24
5.7	Beräkningsresultat	24
6	KOSTNADER	29
6.1	Anläggningskostnader	29
6.2	Energikostnader	30
7	FÖRSLAG TILL PROJEKTETAPP 2	33
8	REFERENSER	37

FÖRORD

Projektets målsättning har varit att utreda hur en solvärmeanläggning kan anknyta till ett befintligt fjärrvärmenät och visa vilka energibesparingar som därvid kan åstadkommas.

Projektet har initierats av Gösta Eléhn, Statens institut för byggnadsforskning i Gävle, som också är kontaktman gentemot Energiverken i Gävle.

Utredningsarbetet har genomförts av Hugo Theorells Ingeniörsbyrå AB, där civ ing Lars Olof Matsson varit projektledare och utredare och civ ing Stefan Roslund medverkat vid datasimuleringar.

Som expert på dataprogrammet TRNSYS har civ ing Bo Matsson, KTH, medverkat



2 SAMMANFATTNING

Utredningen visar att det krävs en solfångaryta på 5500 m² för att hela värmebehovet sommartid skall kunna täckas med solenergi. En solfångaryta på 1500 m² täcker endast ca 30% av behovet. Årstäckningsgraden är 40,4% för den större ytan och ca 11,7% för den mindre.

Solfångarnas verkningsgrad är i medeltal 30-40%.

Kostnaden för det mindre systemet uppskattas till 3095 kkr och för det större till 13080 kkr. Detta ger en specifik kostnad på 4.85 kr/kWh för 1500 m² solfångare och 6.02 kr/kWh för 5500 m². Med antagande om årliga oljeprisökningar på 10% utöver inflation blir solenergikostnaden 18.4 öre/kWh respektive 24.3 öre/kWh.

En lämplig fortsättning på projektet är att prova ett antal olika solfångare, under åtminstone ett år, för att öka kunskapen om dessa och solinstrålningsförhållandena i Gävle.

3 ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR

3.1 Orientering

I detta projekt studeras ett fjärrvärmenät i Hille.

Hille är ett litet samhälle strax norr om Gävle, se figur 1. Samhället begränsas i väster av norra stambanan och i öster av E4.

I samhället finns skola, ålderdomshem och bostäder. Bostäderna är av låghustyp, företrädesvis radhus.



Fig. 1 Karta över Gävle. Det studerade fjärrvärmenätet är beläget vid pilen.

3.2 Nuvarande fjärrvärmesystem i Hille

Hille fjärrvärmenät har en ansluten effekt på ca 2 MW. Hetvatten produceras i en panncentral med tre pannor om 2 MW vardera. Panncentralen är dimensionerad för en utbyggnad av nätet.

Panncentralen drivs av Energiverken i Gävle.

Figur 2 visar panncentralens läge, invid järnvägen, och fjärrvärmenätets sträckning närmast panncentralen.

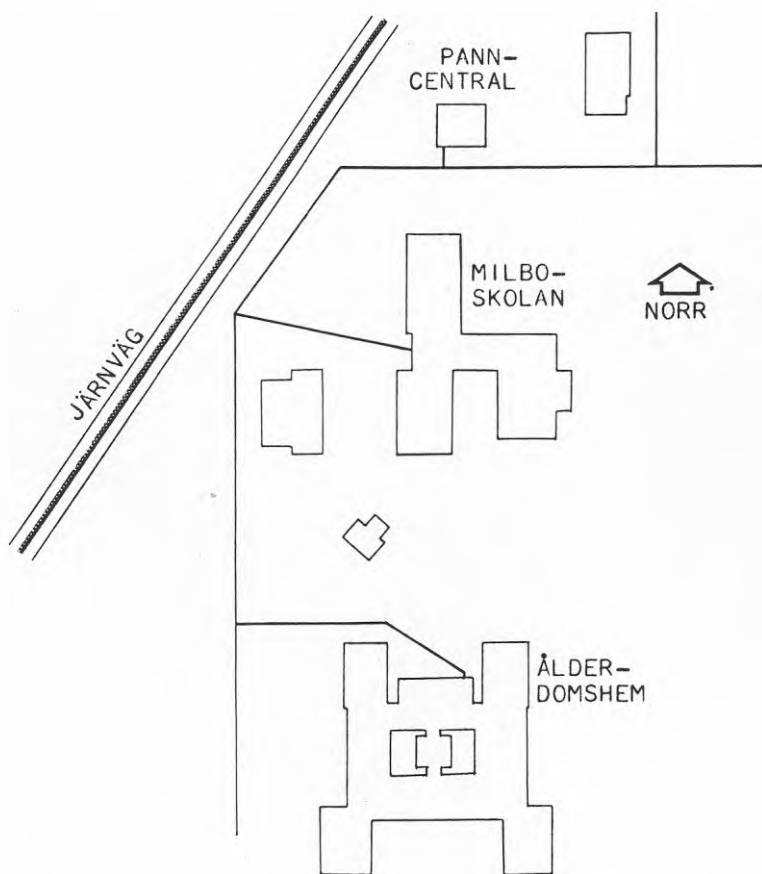


Fig. 2 Skiss över panncentralens närmaste omgivning. Överst till vänster syns järnvägen.

Framledningstemperaturen ställs in manuellt och följer ej utetemperaturen. Normalt ligger framledningstemperaturen på ca 90°C , varvid returtemperaturen brukar vara omkring 80°C .

Lägsta returtemperatur till pannorna är, p g a korrosionsrisk, 70°C . För att alltid kunna tillgodose detta krav finns en manuell shuntventil varmed en del hetvatten från framledningen direkt kan återföras till returledningen.

Av pannorna är två försedda med modulerande oljebrännare, medan en, den som oftast är i drift, har en brännare av on-off-typ. Ett schema för panncentralen finns i figur 3.

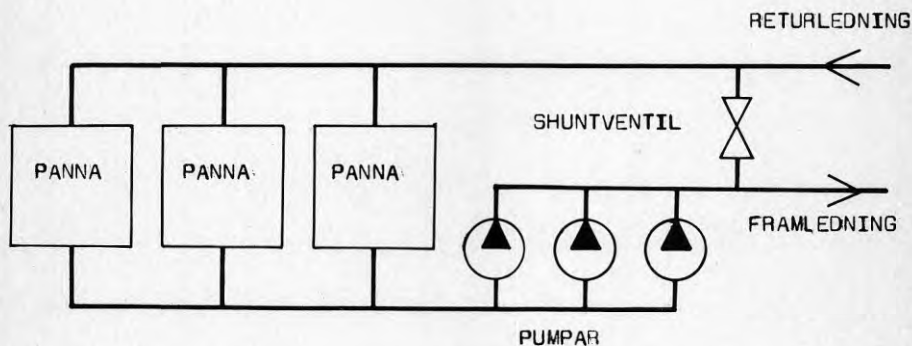


Fig. 3 Principschema för panncentralen i Hille.

Det årliga energibehovet är drygt 5000 MWh.
Detta fördelar sig på årets månader enligt
figur 4.

ENERGIBEHOV (MWH)

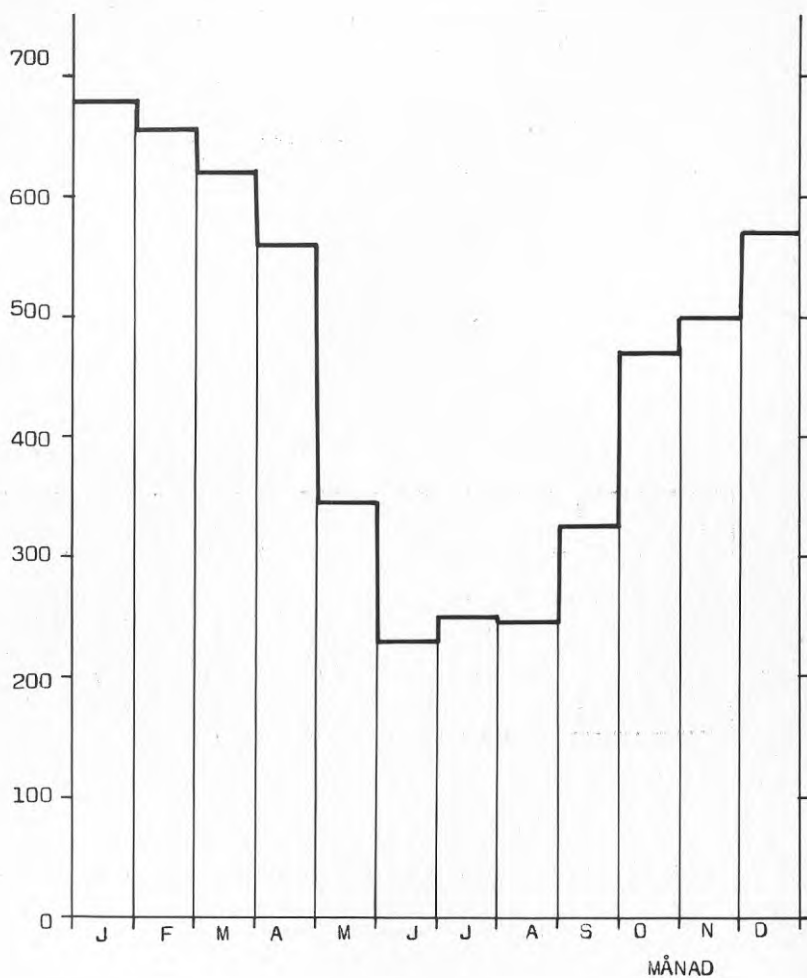


Fig. 4 Energibehovet i Hille fjärrvärmenät.

4 SOLVÄRMESYSTEM

Utformningen av det befintliga fjärrvärme-systemet gör att relativt höga framledningstemperaturer krävs för att täcka värmebehovet vid låga utomhustemperaturer. Den begränsade faktorn är kapaciteten hos de värmeväxlare som nu finns i undercentralerna. Då värmebehov för endast tappvattenvärmning föreligger kan framledningstemperaturen sänkas något. Detta kan dock leda till sänkt tappvarmvattentemperatur, som eventuellt kan uppfattas som en komfortsänkning. I de beräkningar som presenteras i nästa kapitel har det antagits att en sänkning av framledningstemperaturen till 60°C, kan göras under icke eldnings-säsong.

4.1 System

Solfångarnas utbyte ökar vid minskande medeltemperatur på in- och utgående medium. Den naturliga inkopplingspunkten för solvärmeanläggningen till det befintliga fjärrvärme-systemet är således i returledningen.

Inkopplingen kan ske på olika sätt. Några tänkbara lösningar visas i figurerna 5-8.

Figur 5 representerar det enklaste systemet. Returvattnet leds direkt till solfångarna, varifrån det återförs till returledningen. Solfångarna ger värmetillskott endast på dagtid då solinstrålningen är tillräcklig för att användbar temperatur skall uppnås. På grund av solinstrålningens variation måste panncentralen ständigt vara i drift. Solfångarna reducerar endast tidvis effekten som panncentralen levererar.

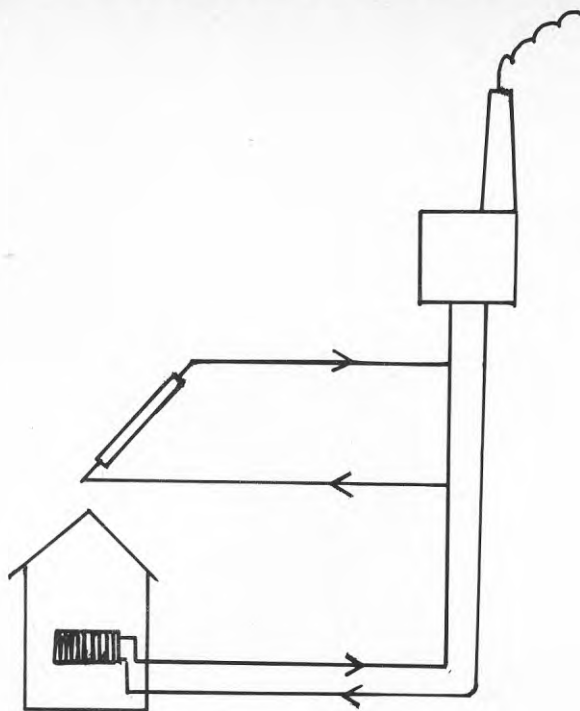


Fig. 5 Direktkopplat system, inget värmelager.

Ett system enligt figur 6 ger två fördelar gentemot det i figur 5. Genom att solfångarna har en egen cirkulationskrets kan skilda media användas. Solfångarna kan t ex vara luftkylda. Vidare kan, vid låg solinstrålningssintensitet, då ett system enligt figur 5 skulle stå stilla, cirkulation ske i solfångarkretsen internt, varvid temperaturen i denna stiger och så småningom uppnår tillräcklig nivå. Energin i solfångarkretsen tappas då av i värmeväxlaren genom att returvattnet får passera denna under en kortare period. Detta system kan på så sätt ge ett större energiutbyte än systemet i figur 5.

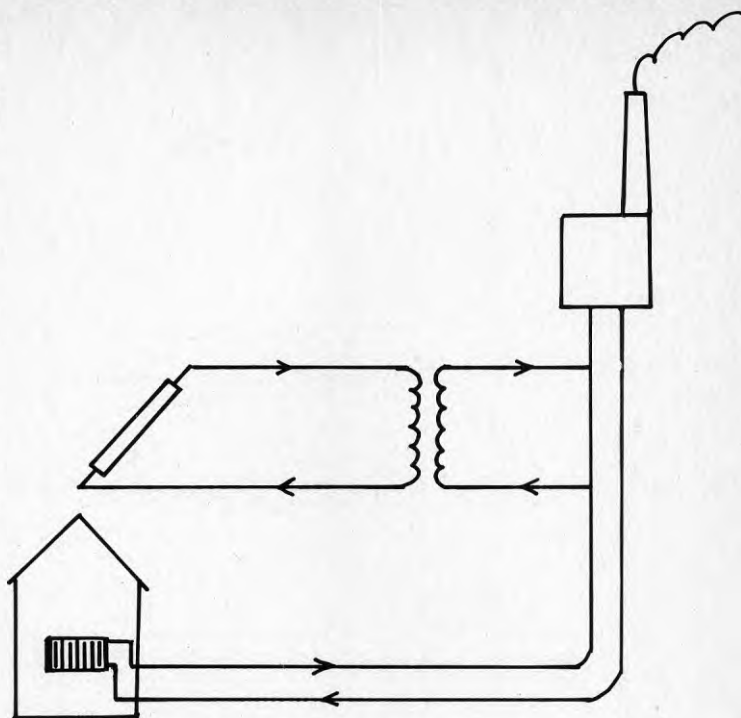


Fig. 6 System med värmväxlare, inget värmelager.

Gemensamt för systemet i figur 5 och 6 är att de saknar särskilt lager för solvärmen. Den enda lagerkapacitet som finns är vattnet i fjärrvärmenätet. Denna vattenvolym är dock i allmänhet så liten att den inte kan användas som solvärmelager.

I figur 7 finns ett lager mellan returledningen och solfångarna. Lagret tjänstgör som en buffert och gör solinstrålning och uttag av energi tidsmässigt mer obundna. Ett lager är en förutsättning för att panncentralen skall kunna stängas av under någon tid.

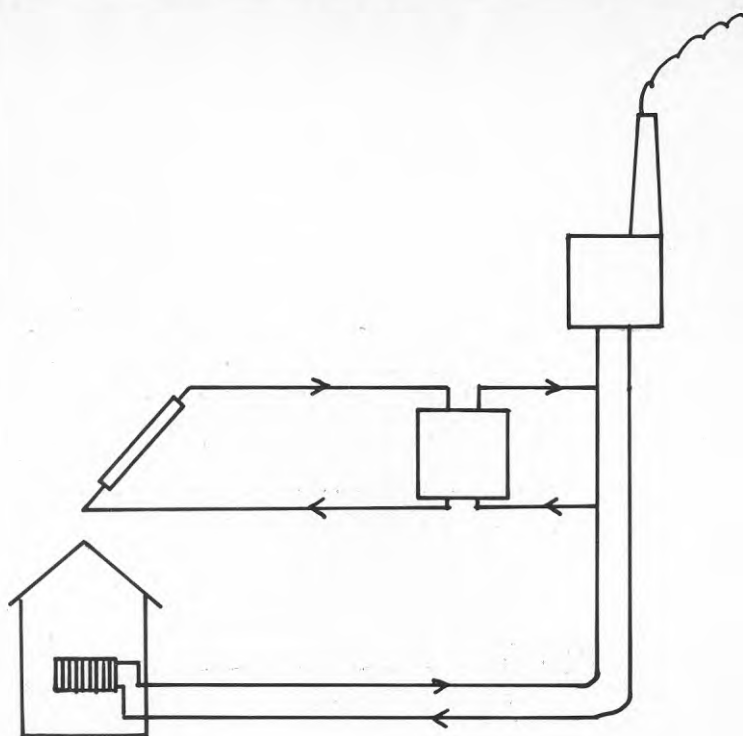


Fig. 7 Direktpoplat system med värmelager.

Samma medium, fjärrvärmevatten, finns i hela systemet, vilket torde vara en fördel för solfångarna, förutsatt att vattenkylda solfångare önskas. Ur kostnadssynpunkt är det dock en nackdel, då fjärrvärmevatten kvalitetsmässigt är bättre och därigenom dyrare, än vad som egentligen krävs i solvärmeanläggningen.

Systemet i figur 8 är i princip lika systemet i 7 kompletterat med två värmeväxlare, en mellan returledning och lager och en mellan lager och solfångare. Detta gör lagret och solfångarna mediaobundna med varandra och fjärrvärmenätet. Man kan således fritt välja kylmedium i solfångarna och likaså i lagret. Detta kan ge vissa kostnads fördelar vad gäller mediakostnaden. Värmewäxlarna kostar dock en del och om detta system ger lägre total kostnad än systemet i 7 är osäkert.

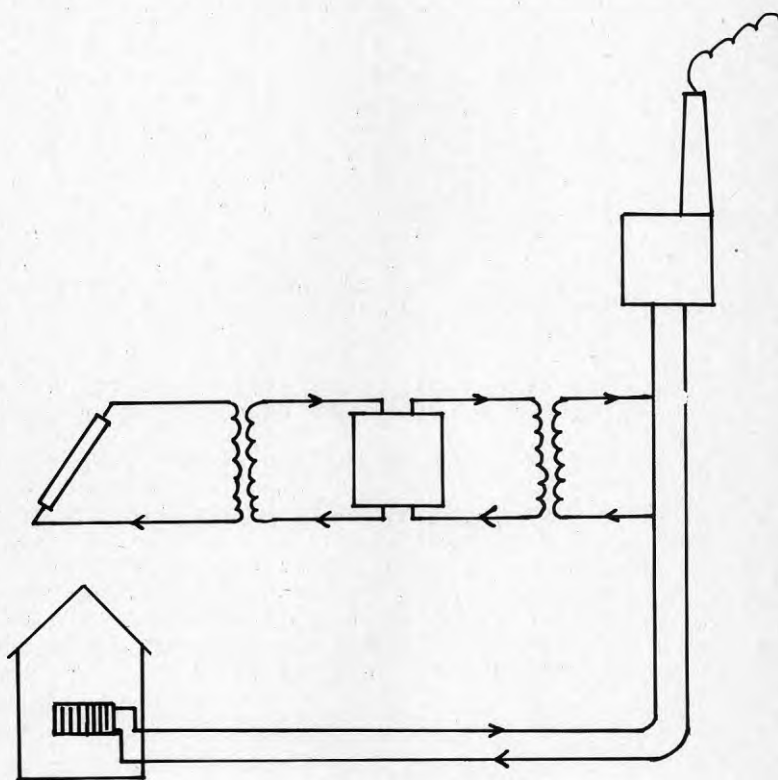


Fig. 8 System med värmewäxlare och värmelager.

På samma sätt som ovan, vid systemen i figurerna 5 och 6, kan ett system med värmewäxlare ge ett större utbyte från solfångarna. Någon djupare analys av detta har inte gjorts i projektet. I de beräkningar som gjorts har ett system enligt figur 7 använts.

4.2 Solfångare

Systemets temperaturkrav gör att "vanliga" enkelglasade solfångare inte är lämpliga. Solfångarna måste vara av en effektivare typ, vilket innebär antingen bättre isolerade plana solfångare eller koncentrerande solfångare.

Båda dessa typer av solfångare finns utvecklade och kommersiellt tillgängliga. Koncentrerande solfångare är dock 2-3 gånger dyrare per ytenhet än avancerade plana och är dessutom normalt avsedda för högre temperaturer än vad som krävs här. Bristen på meteorologiska data för Gävle, speciellt fördelningen mellan diffus och direkt solinstrålning, gör också bedömningen av koncentrerande solfångares lämplighet och ekonomiska utfall osäker.

Vid beräkningar av energibidrag och kostnader har det antagits att plana solfångare används.

Effektiva plana solfångare har utvecklats både med plana glas och med glastuber, och även med en kombination av plant glas och glastuber. I samtliga fall strävar man efter att uppnå en så god isolering som möjligt. I glastuber är detta lättare att åstadkomma, då tuberna kan tömmas på luft och förses med vakuum eller någon gas, med i princip samma teknik som används vid lysrörstillverkning.

5 SYSTEMSIMULERINGAR

Ett antal databeräkningar av ett tänkbart system har gjorts i dimensionerande syfte. Dataprogrammet TRNSYS har därvid använts. Beräkningarna har utförts för två olika solfångarytor, 1500 m² och 5500 m². Den mindre ytan utgör det maximala antal solfångare som kan installeras på taket till den, i förhållande till panncentralen, välbelägna Milboskolan. Se figur 2. Den större ytan representerar det antal solfångare som krävs för att energibehovet helt skall täckas med solenergi, under perioden juni-augusti.

5.1 TRNSYS

Dataprogrammet TRNSYS har utvecklats av The Solar Energy Laboratory vid University of Wisconsin-Madison, USA, och är avsett för simulering av solhus. Programmet finns i drift vid QZ (Stockholms Datamaskincentral för högre utbildning och forskning) och är tillgängligt genom bl a Institutionen för Byggnadsteknik vid KTH.

Programmet består av ett antal modeller av komponenter som vanligen förekommer i solvärmesystem. Bland dessa kan nämnas solfångare (5 olika modeller), lager, pump, differenstermostat och last (värmesänka). Modellerna kan på ett enkelt sätt fogas samman, så som komponenterna i det system man avser att simulera är sammanfogad. För närvarande ingår drygt 20-talet komponentmodeller i programmet. För simuleringarna i detta projekt har också 3 speciella modeller tagits fram, en som beskriver framledningstemperaturen, som funktion av utetemperaturen i ett fjärrvärmenät, en som beskriver en panncentral och en som beskriver energibehovet i ett fjärrvärmenät.

TRNSYS genomför beräkningarna timme för timme, vilket kräver att timvärden för solinstrålning, utetemperatur m fl storheter, måste finnas tillgängliga i sådan form att programmet kan använda dem. Sådana värden finns endast tillgängliga för Stockholm, Malmö och Umeå och dessa är 1971 års värden. Detta är naturligtvis en stor nackdel då solvärmeanläggningar på andra orter skall simuleras. I föreliggande projekt har Stockholmvärden använts och en korrigerig gjorts för detta, genom att värmebehovet justerats så att det beräknade årsenergibehovet mycket nära överensstämmer med det uppmätta. En detaljerad beskrivning av TRNSYS finns i ref. (1).

5.2 System

Det simulerade systemet framgår av figur 9.

Systemets huvudkomponenter är solfångare, lager, panncentral och last (fjärrvärmenät), vilka har kopplats i två kretsar, en med solfångare och lager och en med lager, panncentral och last. I den senare kretsen finns också en by-pass-ledning som gör det möjligt att ta returvatten från lasten direkt till panncentralen, utan att passera lagret.

De båda kretsarna styrs oberoende av varandra. Pumpen i solfångarkretsen startar då temperaturen i solfångarna är 7°C högre än i lagret och stannar då temperaturen är 5°C lägre. I andra kretsen går allt returvatten genom by-pass-ledningen så längre returtemperaturen är mindre än 2°C under lagertemperaturen. Returvattnet passerar lagret så länge lagertemperaturen är mindre än 2°C under returtemperaturen. Flödet i kretsen är konstant.

5.3 Solfångare

De temperaturnivåer som förekommer i konventionella fjärrvärmesystem kräver att effektivare solfångare, än de som normalt används i tappvarmvattensystem, används.

I simuleringarna har värden använts som tros kunna vara representativa för de typer av effektivare plana solfångare som nu finns på marknaden. Använda värden framgår av tabell 1.

Tabell 1. Solfångardata

Geometrisk effektivitetsfaktor	$F^1 = 0,965$
Absorbatorns absorptionskoefficient	$\alpha = 0,95$
Förlustkoefficient	$U_L = 2,0 \text{ W/m}^2, 0^\circ$
Täckglasens transmissionskoefficient	$\tau = 0,80$
Kylmedieflöde	$\dot{m} = 60 \text{ kg/m}^2, \text{h}$
Lutning mot horisontalplanet	$= 70^\circ\text{C}$
Azimuth	$= 0^\circ$ (rakt mot söder)

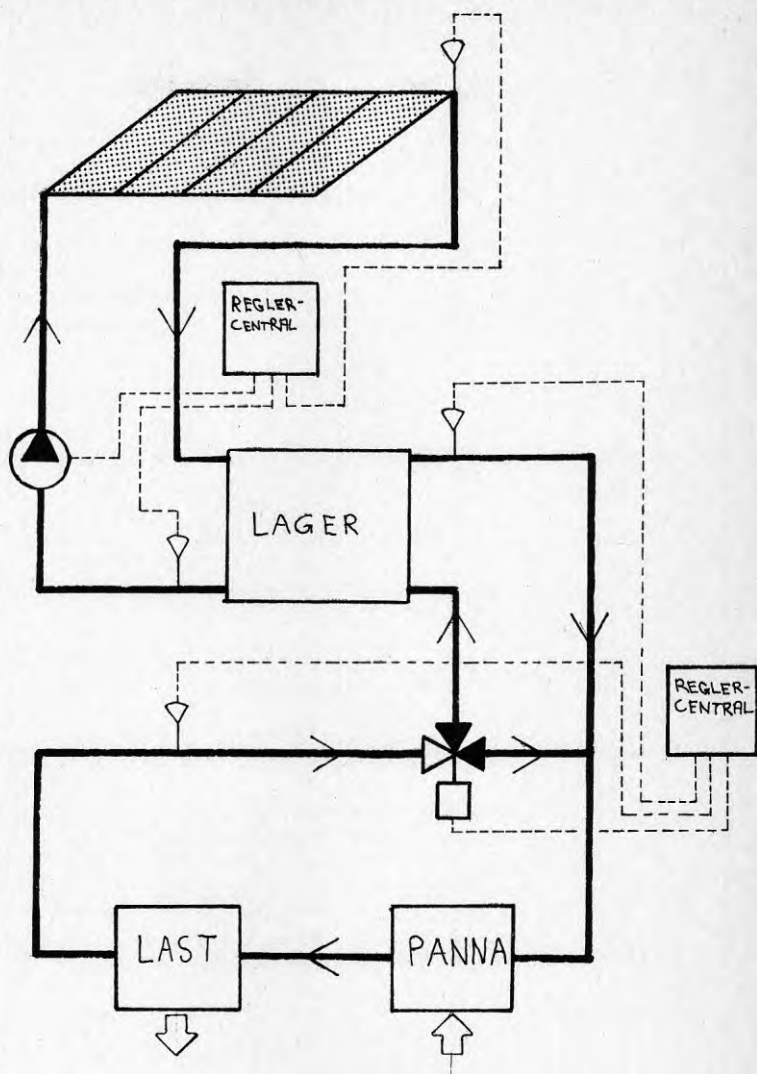


Fig. 9 Schema för solvärmesystem som simulerats med TRNSYS.

5.4 Lager

Lagret är tänkt utgöras av en ovanjord-cistern, i stål eller betong. Lagringsmedium är vatten. I beräkningarna har k -värdet $0,15 \text{ W/m}^2, ^\circ\text{C}$ använts. För solfångarytan 5500 m^2 har lagringsvolymen 4125 m^3 antagits, dvs $0,75 \text{ m}^3/\text{m}^2$ solfångaryta, vilket motsvarar förhållandet i Nollenergihuset vid Danmarks tekniska högskola. För den mindre solfångarytan, 1500 m^2 , har i en beräkning samma relation använts, vilket ger volymen 1125 m^3 . Dessutom har beräkningar gjorts med volymerna 500 och 250 m^3 . I tabell 2 har lagerstorlekarna sammanfattats. I samtliga fall är lagerformen stående cylinder.

Tabell 2 Lagerstorlekar

Solfångaryta (m^2)	Lager- volym (m^3)	Specific lagervolym (m^3/m^2)	Lager- höjd (m)	Lager- diameter (m)
5500	4125	0,75	19,0	16,6
1500	1125	0,75	11,0	11,4
1500	500	0,33	8,0	8,9
1500	250	0,17	6,0	7,3

5.5 Panncentral

Panncentralens minsta framledningstemperatur styrs under eldningssäsongen efter utetemperaturen enligt figur 10. Under icke eldningssäsong har framledningstemperaturen satts till 60°C konstant. I de fall där stort tillskott från solfångarna har förekommit har framledningstemperaturen blivit högre än enligt figur 10.

Figurerna 11 och 12 visar framledningstemperaturens variation över året.

Vattenflödet i panncentral-last-kretsen är 48960 kg/h .

Panncentralens maximala effekt är 6 MW . Eldningssäsongen börjar kl 12.00 den 11 september och slutar kl 12.00 den 19 maj.

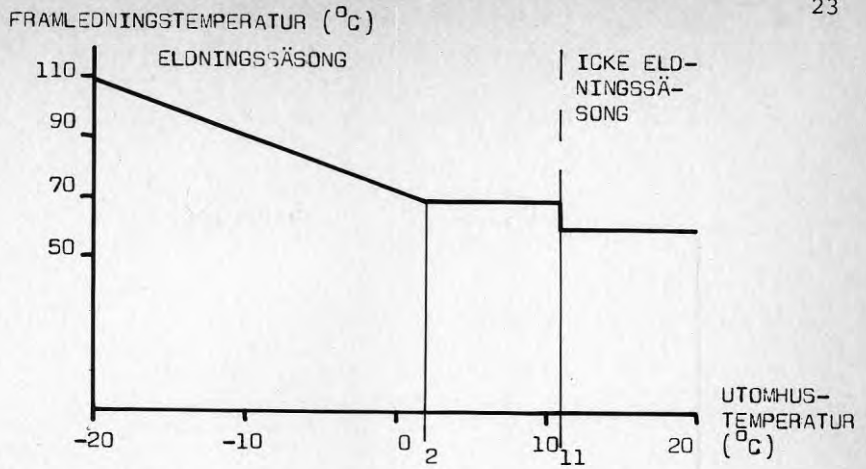


Fig. 10 Framledningstemperatur som funktion av utomhustemperaturen.

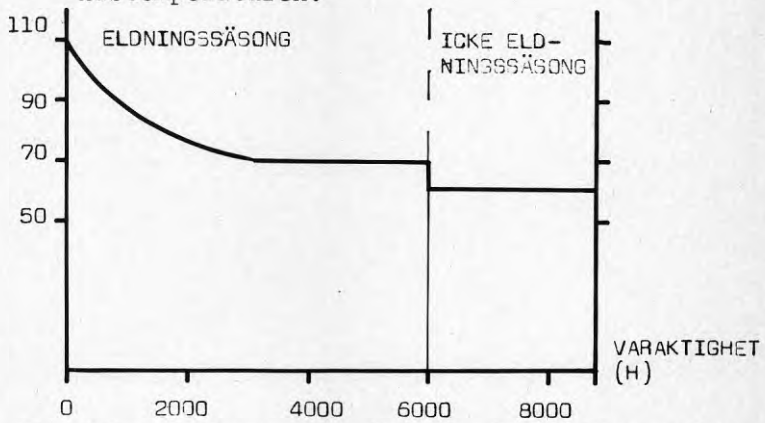


Fig. 11 Framledningstemperaturens varaktighet under ett år.

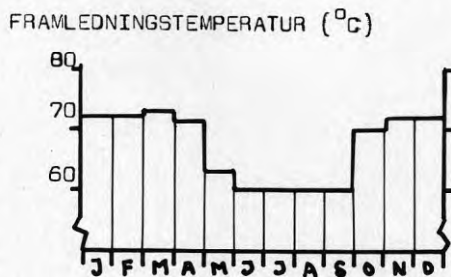


Fig. 12 Framledningstemperaturens månadsmedelvärden under ett år.

5.6 Last

Lasten är uppdelad i två effektbehov, dels en del som beror av temperaturskillnaden mellan utetemperaturen och innetemperaturen, som satts till 20°C konstant, och dels en konstant del, svarande mot tappvattenvärmningseffekten.

I den lasten ingår även kulvertförluster. De båda delarnas storlek har uppskattats utifrån uppmätta värden på energibehovet. Det temperaturberoende effektbehovet är 25,6 kW/°C och det konstanta 333,3 kW. Totalt effektbehov är således under eldningssäsong 25,6 (20 - t_{ute}) + 333,3 kW och under icke eldningssäsong 333,3 kW. Effektbehovet under årets timmar visas i figur 13. Ytan under kurvan utgör energibehovet. I figur 14 visas effektbehovets variation med utetemperaturen. Eldningsperiodens början och slut sammanfaller med de tidpunkter på året då medeltemperaturen är +11°C.

5.7 Beräkningsresultat

TRNSYS-programmet medger att resultat för varje timme kan erhållas. Emellertid blir datamängden i sådant fall ohanterligt stor, varför veckovisa eller månadsvisa värden brukar användas. Här kommer beräkningsresultaten att presenteras i tabellform med månadssummor respektive månadsmedelvärden.

Tabell 3. Solfångarverkningsgrader

Månad	Solinstrålning mot solfångarytan kWh/m ²	Verkningsgrad %			
		A: 1500	1500	1500	5500 m ²
		V: 250	500	1125	4125 m ³
J	61,4	43,1	43,1	44,7	44,0
F	59,1	30,6	30,7	33,3	31,6
M	88,8	36,3	36,3	35,8	35,6
A	113,9	34,0	32,1	33,3	32,8
M	156,0	38,8	37,6	39,4	37,3
J	142,3	34,9	35,4	35,3	30,6
J	142,3	35,7	37,9	39,1	33,7
A	137,4	40,5	37,6	40,5	35,7
S	97,1	30,3	26,8	29,3	25,7
O	99,4	32,3	31,0	33,7	33,2
N	73,0	37,0	37,4	38,1	37,6
D	59,0	24,5	27,2	26,1	26,6

Verkningsgraden = $\frac{\text{månadssumma energi från solfångare}}{\text{månadssumma solinstrålning mot solfångare}}$

A = solfångararea

V = Lagervolym

EFFEKTBEHOV (KW)

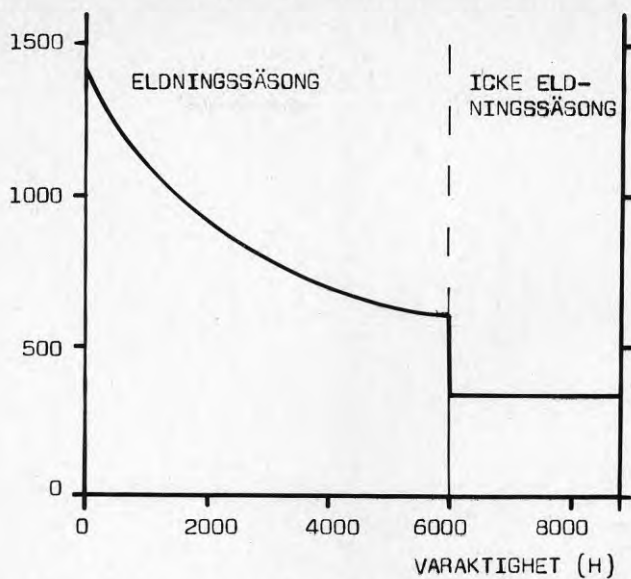


Fig. 13 Effektbehovets varaktighet under ett år.

EFFEKTBEHOV (KW)

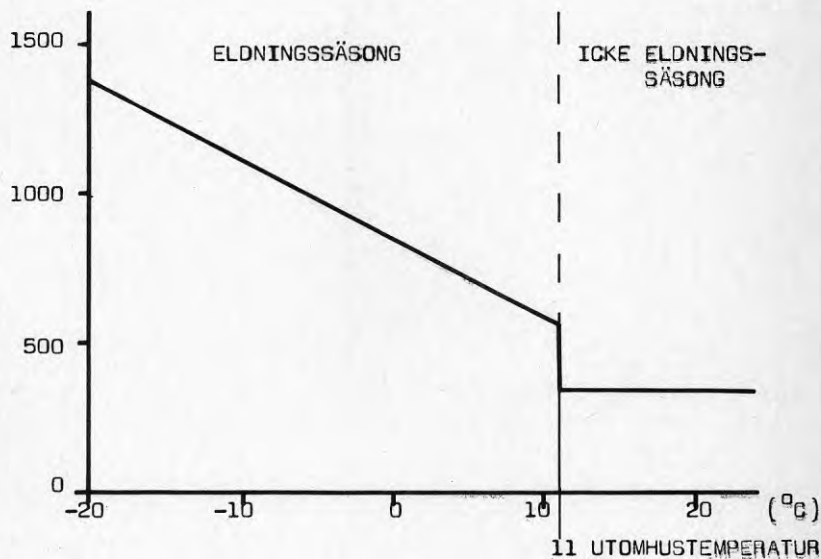


Fig. 14 Effektbehovet som funktion av utomhustemperaturen.

Tabell 4. Utnyttjad solenergi

Månad	Totalt energibehov MWh	Utnyttjad solenergi MWh			
		A: 1500	1500	1500	5500 m ²
		V: 250	500	1125	4125 m ³
J	600,0	36,6	37,5	37,3	139,3
F	552,5	24,4	25,2	26,0	94,0
M	614,4	46,6	46,1	43,8	164,5
A	538,6	56,9	52,8	53,3	196,7
M	338,6	91,6	86,1	89,0	311,4
J	240,0	74,6	74,0	72,6	230,7
J	248,0	75,7	79,3	80,8	255,1
A	248,0	84,5	76,0	80,7	261,6
S	361,9	42,6	37,3	39,3	128,9
O	487,2	46,3	44,1	36,8	173,0
N	561,7	39,4	38,8	38,0	141,9
d	590,6	18,6	21,9	19,3	77,2
År	5380,6	637,8	619,3	626,9	2174,1

Utnyttjad solenergi kWh/m², år 425,2 412,9 417,9 395,3

Utnyttjad solenergi = energi från solfångare-lager-förluster-lagerförändring.

tabell 5. Andel solenergi av totalt energibehov

Månad	Andel solenergi av totalt energibehov			
	A: 1500	1500	1500	5500 m ²
	V: 200	500	1125	4125 m ³
J	6,1	6,3	6,2	23,2
F	4,4	4,6	4,7	17,0
M	7,6	7,5	7,1	26,8
A	10,6	9,8	9,9	36,5
M	27,1	25,4	26,3	92,0
J	31,3	30,8	30,3	96,1
J	30,5	32,0	32,6	102,9
A	34,1	30,6	32,5	105,5
S	11,8	10,3	10,9	35,6
O	9,5	9,1	9,6	35,5
N	7,0	6,9	6,8	25,3
D	31,	3,7	3,3	13,1
År	11,9	11,5	11,7	40,4

Som framgår av ovan redovisade beräkningsresultat täcker 5500 m² solfångaryta i stort sett hela energi-behovet under juni-augusti. Den mindre yta, 1500 m², täcker under samma period ca 30% av behovet. Se även figurerna 15 och 16.

ENERGI (MWH)

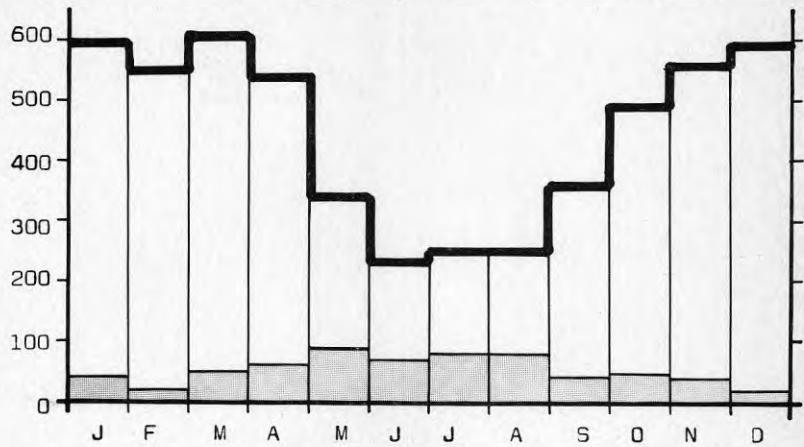


Fig. 15 Solenergins andel av hela energibehovet vid 1500 m² solfångararea.

ENERGI (MWH)

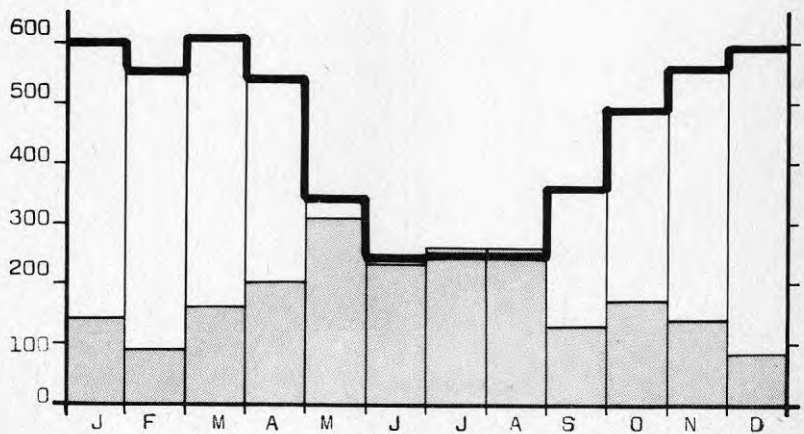


Fig. 16 Solenergins andel av hela energibehovet vid 5500 m² solfångararea.



6 KOSTNADER
6.1 Anläggningskostnader

Följande kostnadssammanställning baserar på uppgifter i ref. (2) vad gäller stativ och rörssystem och ref. (3) vad gäller lagringstankar. Solfångarkostnaden har uppskattats med hjälp av uppgifter från tillverkare. Utgångsvärdena redovisas i tabell 6.

Tabell 6. Kostnader

<u>Komponent</u>	<u>Kostnad</u>	
Solfångare	1.000 kr/m ²	
Stativ och rör takmontage	880 kr/m ²	solfångaryta
" " " markmontage	910 kr/m ²	"
Lagringstank > 4000 m ³	600 kr/m ³	
" < 4000 m ³	700 kr/m ³	
Projektering tak	100.000 kr	
" mark	100.000 kr	
" tak + mark	150.000 kr	

Utifrån kostnaderna enligt tabell 6 kan den totala anläggningskostnaden beräknas. Detta har gjorts i tabell 7 för de 3 valda alternativen.

Tabell 7. Total anläggningskostnad

<u>Alternativ</u>	<u>Montage: Tak Mark Tak+Mark</u>		
	A: 1500 V: 250	5500 4125	4000+1500 m ² 4125 m ³
Solfångare (kkr)	1500	5500	5500
Stativ och rör (kkr)	1320	5005	4960
Lagringstank (kkr)	175	2475	2475
Projektering (kkr)	100	100	150
<u>Total kostnad (kkr)</u>	<u>3095</u>	<u>13080</u>	<u>13085</u>
Specifik kostnad (kkr/m ²)	2,06	2,38	2,38
" " (kr/kWh)	4,85	6,02	6,02

6.2 Energikostnaden

Anläggningskostnader enligt ovan kan slås ut på anläggningens livslängd, hänsyn tas till brukarens avkastningskrav och en energikostnad för den av anläggningen producerade energin beräknas.

Här beräknas energikostnaden som

$$\frac{\text{anläggningskostnaden} - \text{nuvärdet av olja som ej behöver köpas}}{\text{nyttiggjord solenergi}}$$

Vid beräkningarna används data enligt tabell 8.

Tabell 8. Data för energikostnadsberäkning

Oljepris	800 kr/m ³
Oljeprisökning (utöver inflation)	10 %/år
Solenergianläggningens livslängd	20 år
Kalkylränta	15 %
Energi i olja	10500 kWh/m ³
Verkningsgrad oljepanna	85 %

Med data enligt tabell 8 blir kostnaden för 1 kWh 9 öre.

Enligt ref. (4) är den effektiva räntan $(0,15 - 0,10)/(1+0,1) = 0,0455$ (4,55 %). Nuvärdet av kostnaden för 1 kWh/år under 20 år är då 1.166 kr.

Tabell 9 sammanfattar förutsättningarna för de 3 alternativen och ger energikostnaden.

Tabell 9. Förutsättningar och energikostnad

	A:	1500	5500	4000+1500	m ²
	V:	200	4125	4125	m ³
Anläggningskostnad (kk)		3095	13080	13085	
Nyttiggjord solenergi under 20 år (MWh)		12756	43482	43482	
Nuvärde av ej köpt olja (kk)		743,7	2535,0	2535,0	
Energi kostnad solenergi (öre/kWh)		18,4	24,3	24,3	

De solfångare som kommer ifråga för detta projekt är plana och välisolerade, och oftast försedda med evakuerade glaskuber. Några svenska erfarenheter från denna solfångartyps uppträdande i Gävleklimat finns inte. Vissa erfarenheter torde finnas, i Japan och USA, från liknande klimatförhållanden, men om dessa är direkt tillämpliga är osäkert. Det är således svårt att avgöra vilken solfångare som är lämpligast att installera i Hille.

Innan beslut om installation tas bör därför ett antal olika solfångare provas under åtminstone ett år så att deras respektive termiska och materialtekniska egenskaper kan kontrolleras. En sådan prövning kan också utformas så att den blir en pilotstudie av systemet.

Provningsanläggningen kan uppföras antingen på Milboskolans tak, förslag till uppställning visas i figurerna 17 och 18, eller fristående på marken i närheten av panncentralen. Solfångarna ansluts till fjärrvärmenätets retursida så att samtliga solfångargrupper erhåller inkommande vatten av samma temperatur. Då solinstrålning- och övriga klimatologiska förhållanden är lika, borde en rättvisande jämförelse kunna göras mellan de olika typerna. I figur 19 visas föreslaget schema för provanläggningen.

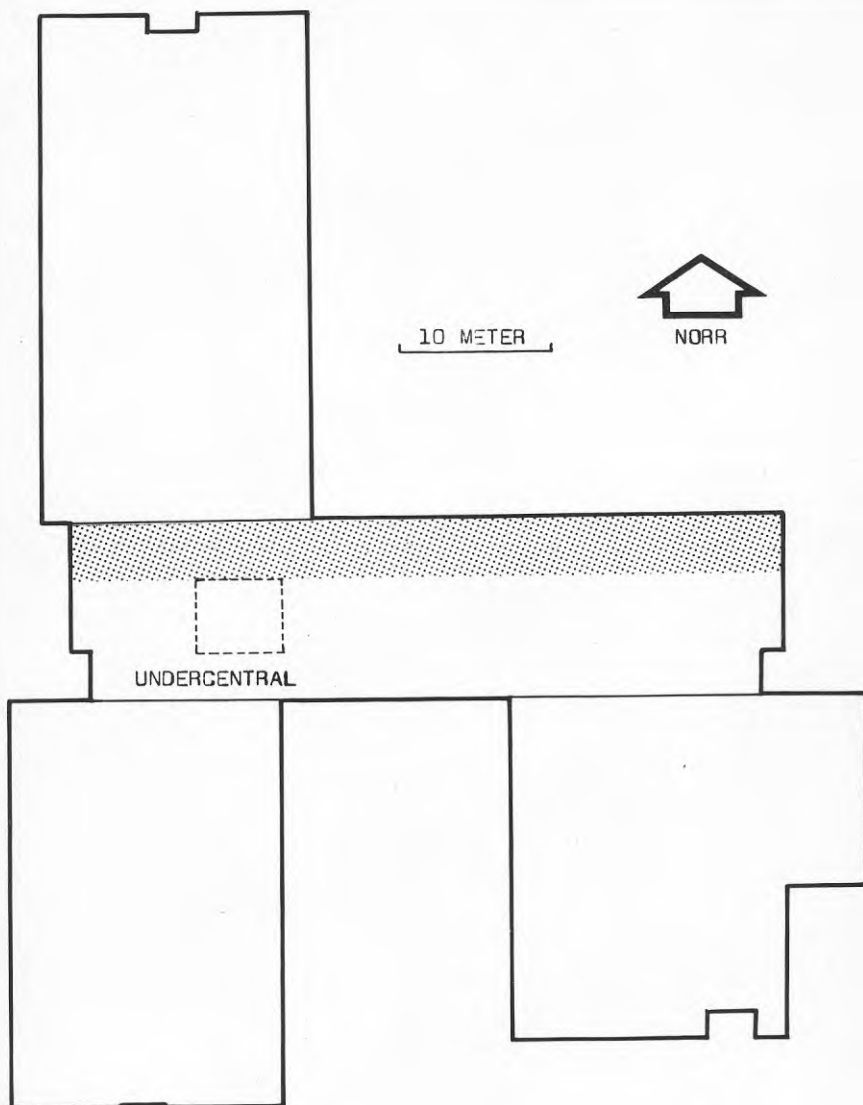


Fig. 17 Plan över Milboskolan. Försöksanläggningen kan lämpligen placeras inom det markerade området.

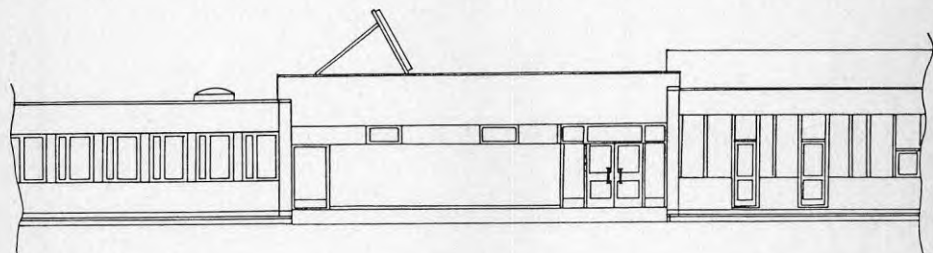


Fig. 18 Del av Milboskolans fasad mot väster, med solfångare i försöksanläggningen inritade.

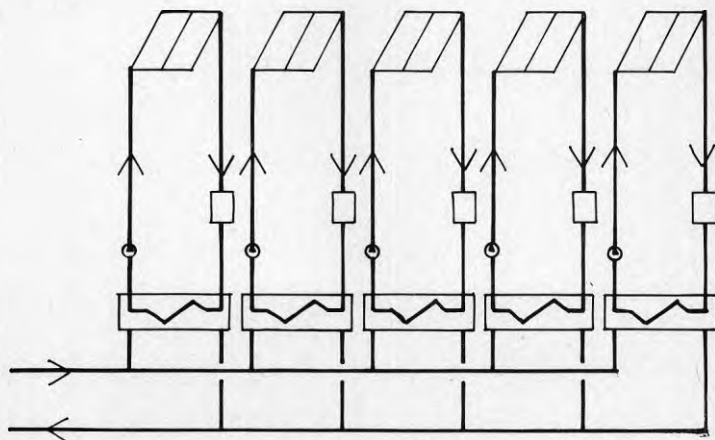
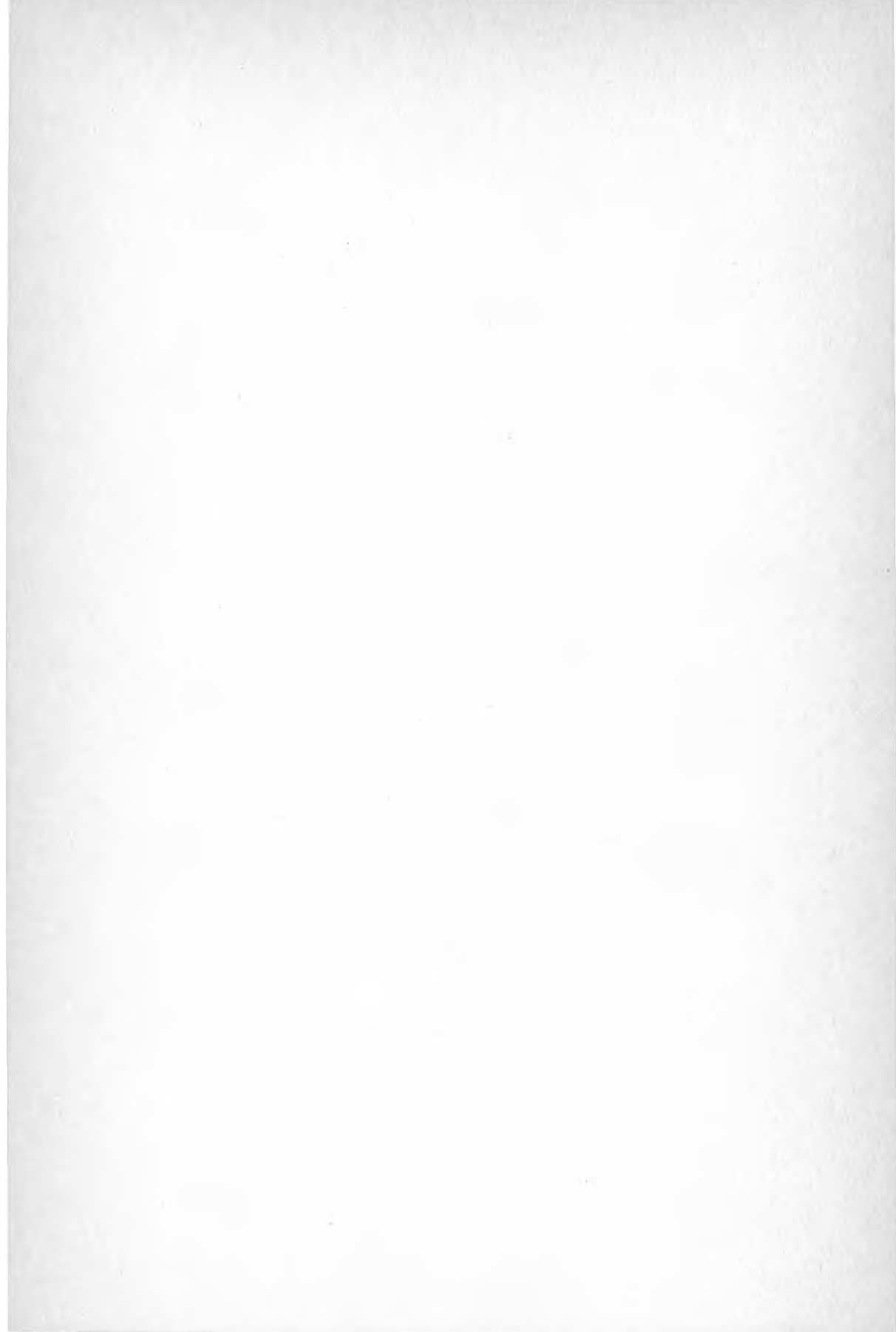


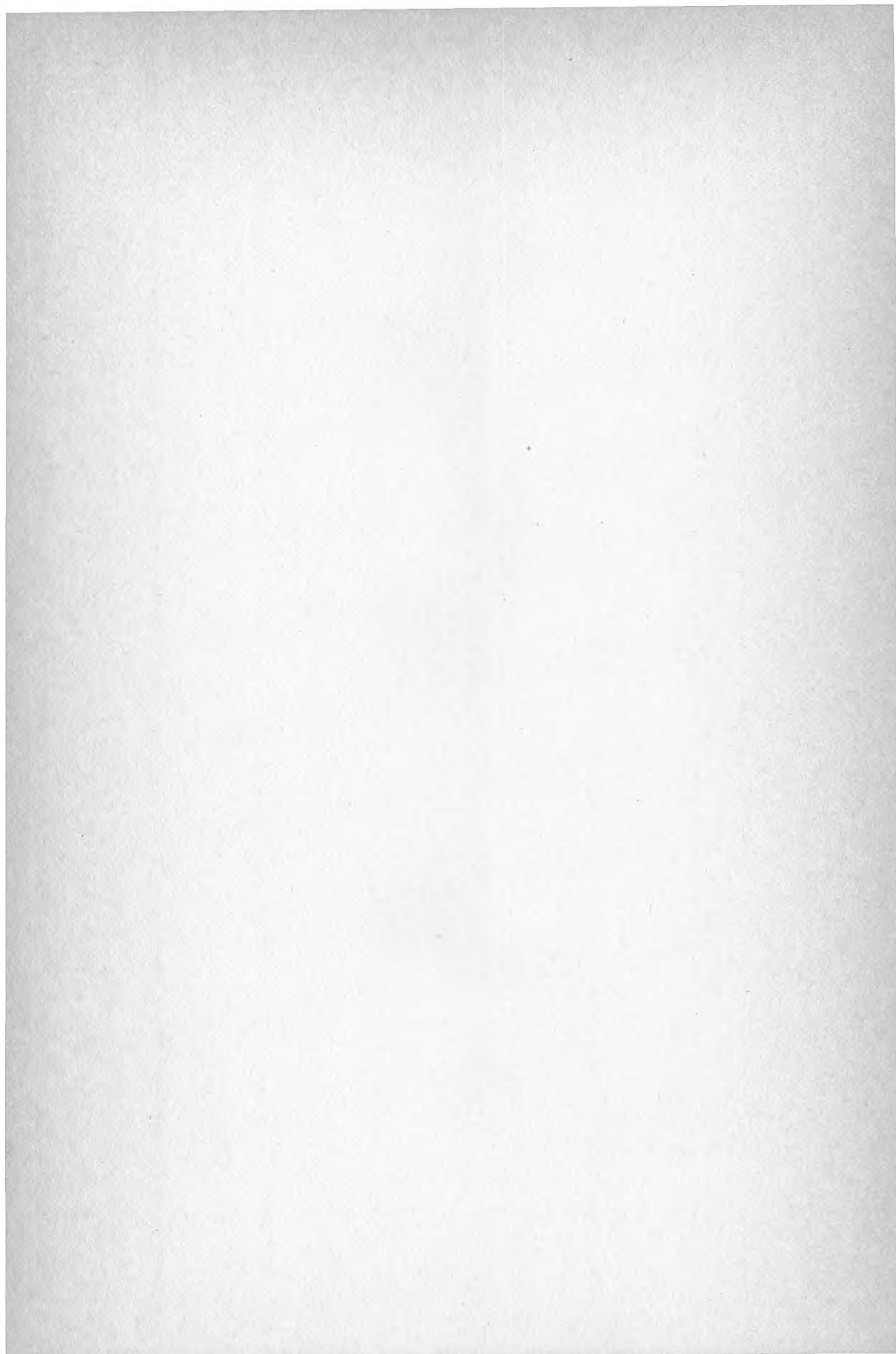
Fig. 19 Schema för försöksanläggning.

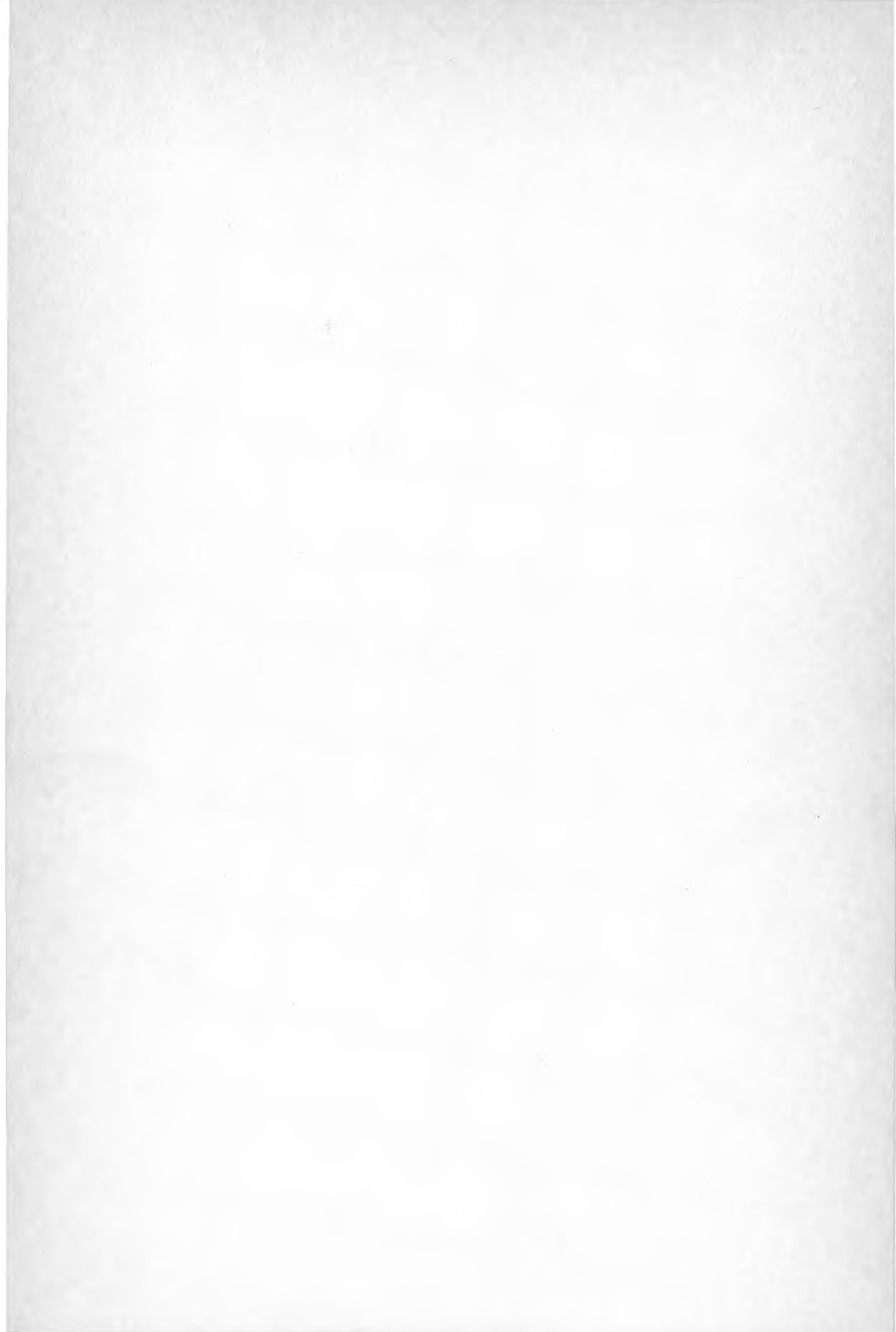
I ett senare skede, då anläggningen eventuellt utbyggs till sin fulla yta, kan provanläggningen vara kvar och då utgöra en del av denna. Som ansvarig för provanläggningen skulle eventuellt Statens institut för byggnadsforskning i Gävle kunna stå. Drift och mätningar kan ske i samarbete med Energiverket i Gävle och Mätcentralen, KTH.

REFERENSER

- (1) TRNSYS, datorprogram för simulering av solhus. Manual i sammanfattning. Institutionen för byggnadsteknik, KTH. Stockholm 1979.
- (2) Solvärmda kommunala utomhusbad. BFR-rapport R39:1979. Stockholm 1979.
- (3) Energilagring, seminarium 7. Energiteknik 78. Institutionen för geoteknik med grundläggning, CTH. Göteborg 1978.
- (4) Lönsamhetskalkyler - något att räkna med. Stencil. Sven A Svennberg, Företagsinvest AB. Stockholm 1978.







**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 780998-3
från Statens råd för byggnadsforskning till
Hugo Theorells Ingeniörsbyrå AB Solna.**

R49:1980

ISBN 91-540-3234-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700149

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirkapris: 20 kr exkl moms