

Rapport

R20:1982

Stora solvärmesystem

**Geoteknik, områdesplanering,
ekonomi**

Peter Margen m. fl.

INSTITUTET FÖR
BYGGDOKUMENTATION

Accnr

Plac *See*

*v
ml*

Byggeforskningsrådet

R20:82

STORA SOLVÄRMESYSTEM - GEOTEKNIK,
OMRÅDESPLANERING, EKONOMI

Peter Margen m fl

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
781548-1 samt 810700-8 från Statens råd för
byggnadsforskning till Studsvik Energiteknik AB,
Nyköping.

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

R20:82

ISBN 91-540-3645-3
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

LiberTryck Stockholm 1981 139154

INNEHÅLL

FÖRORD	5
SAMMANFATTNING	7
1. INLEDNING	11
1.1 Varför solvärmecentraler?	11
1.2 Vilken betydelse har lokala faktorer?	13
1.3 Angreppsmetod	13
2. SYSTEMFRÅGOR	16
2.1 Bebyggelsens temperaturbehov	16
2.2 Schema för solvärmecentral	19
2.3 Solfångare	20
2.4 Värmelager	26
2.5 Värmepumpar	39
2.6 Värmetransport, mark och distribution	42
2.7 Konkurrenskraften mot andra system	48
2.8 Betydelsen av ortstorlek och typ	54
3. GEOTEKNIK OCH DESS BETYDELSE FÖR VAL AV TYP AV VÄRMELAGER OCH DEN SPECIFIKA KOSTNADEN	58
3.1 Geotekniska förutsättningar för bergrumslager och djupbergslager	58
3.2 Jordgropslager	59
3.3 Djuplersmagasin	61
3.4 Sammanfattning	62
4. SAMHÄLLSPLANERING	67
4.1 Inventeringsmetod	67
4.2 Fallstudier	78
4.3 Slutsatser	87
5. FALLSTUDIERNAS EKONOMISKA ANALYS	91
5.1 Linköping - den stora orten	91
5.2 Kungsbacka	96
5.3 Lingham	98

6.	SLUTSATSER	100
6.1	Komponenternas kostnadsnivå	100
6.2	Marktillgång/transportavstånd	100
6.3	Markbeskaffenhet/lagertyp	101
6.4	Konkurrerande produktionsalternativ	102
6.5	Ortstorlek och art av bebyggelse	102
6.6	Distributionstemperatur	103
6.7	Planeringssätt	103
6.8	FoU och demonstration	103
6.9	Rekommendationer angående fortsatta arbeten	104
	REFERENSFÖRTECKNING	107

SEPARATA BILAGOR*

Bilaga 1	Solfångare: prestanda och kostnader (3 sid)
Bilaga 2	Kvartärgeologisk översikt över Sverige (9 sid)
Bilaga 3	Jordgropsmagasin (detaljerad bakgrund till kostnadsberäkningarna) (29 sid)
Bilaga 4	Berggeologisk översikt (8 sid)
Bilaga 5	Bergrumsmagasin (kostnadsunderlag m m) (13 sid)
Bilaga 6	Djupa marklager (3 sid)
Bilaga 7	Värmepumpar (3 sid)
Bilaga 8	Inkoppling av transportledningar i fjärrvärmenät (2 sid)
Bilaga 9	Samhällsplanering (diskussion om kartor tillgängliga för inventeringsarbete; områdesbeskrivningar för solfångarfält- lokalisering i fallstudierna) (26 sid)

* Kan rekvieras från Byggdok, Hälsingegatan 49,
113 31 STOCKHOLM, tel 08-34 01 70.

FÖRORD

Rapporten beskriver arbeten utförda inom forskningsanslag nr 781548-1 samt 810700-8 från Statens Råd för Byggnadsforskning till Studsvik Energiteknik AB, Nyköping. Projektledaren Peter Margen, Studsvik Energiteknik AB, har även samordnat framtagningen av rapporten och bilagorna. Arbetena beträffande geoteknik som beskrivs i kapitel 3 samt bilagorna 2 - 5 har utförts och beskrivits av Lars Engvall (markinventering och jordgropsmagasin) respektive Arne Wesslén (berginventering och bergrumslager) från VIAK AB. Arbetena beträffande samhällsplanering (kapitel 4 och bilaga 9) har utförts och beskrivits av arkitekterna Christian Ström och Per Axenborg från White Arkitekter AB. Samtliga dessa författare har deltagit i slutredigeringen av hela rapporten.

Författarna önskar uttala sin uppskattning för de bidrag och synpunkter som lämnats av referensgruppens medlemmar samt representanter för de kommuner som valts för fallstudierna.

SAMMANFATTNING

Utredningen undersöker hur systemutformningen och lokala faktorer såsom ortens storlek, typ av bebyggelser och geotekniska förutsättningar påverkar ekonomin för solvärmecentraler av skilda slag. Den är uppdelad på:

- A. En systemteknisk del som analyserar inverkan av storleksfaktorer, vattentemperatur m m på kostnaden för olika komponenter i systemet inklusive solfångare, olika typer av årstidsvärmelager, transportledningar m m.
- B. En geoteknisk del som belyser inverkan av geotekniska förutsättningar (jordart, vattenhalt, topografi, bergtyp) på kostnaderna av olika typer av värmelager samt analyserar förekomsten av olika typer av mark lämplig för värmelager.
- C. En samhällsplaneringsdel som beskriver en metod för inventering av mark i och omkring orter av olika storlekar.

Metoderna illustreras med fallstudier för:

- en stor ort (Linköping)
- en mellanstor ort (Kungsbacka)
- en liten ort (Linghem)

En bedömning av solvärmecentralernas totala potentiella roll i Sverige görs dessutom.

Eftersom ersättning av olja är det överskuggande målet i den svenska energipolitiken och oljans pristrend lättast kan överblickas, har utredningen till att börja med jämfört solvärmecentralernas konkurrenskraft med den för hetvattenpannor eldade med tung olja. Studien kommer till följande slutsatser:

1. Solvärmecentraler torde kunna konkurrera med oljeeldade pannor för orter av varierande storlek och slag fr o m början av 1990-talet och därefter snabbt öka sin marknadsandel till betydande värden genom utbyggnad av årstidslager. Bland förutsättningarna härför är en satsning på FoU och industriell tillverkning för att successivt sänka prisnivån på solfångare med i början ca 7 % per år till år 1995, senare ca 3 % per år samt att en central instans såsom energiverk eller erfaren entreprenör får ansvar för driften av centralerna.
2. I de flesta orter finns inte disponibla markytor inom de stadsplanlagda områdena för att anlägga så stora solfångarfält att de kan svara för en betydande andel av ortens uppvärmningsbehov. Däremot finns i de flesta fall fysiska möjligheter att placera sådana solfångarfält utanför orterna. Även vid relativt stora avstånd är transportkostnader från stora solfångarfält till fjärrvärmesäten så låga att detta blir en ur ekonomisk synpunkt helt acceptabel lösning även för höga ambitionsnivåer angående solenerginns procentuella energibidrag - t ex 70 % av ortens behov.
3. En metod för inventering av mark lämplig för placering av solfångarfält har föreslagits. Inventeringen utförs stegvis. På tätortsnivå kan översiktliga studier ge anvisningar om lämpliga lägen. För att med säkerhet uttala sig om ett områdes lämplighet krävs dock noggranna utredningar på områdesplanenivå.
4. Energiproduktion i stora solvärmecentraler bör i den kommunala planeringen betraktas på samma sätt som andra industriella näringar. Markreservat i strategiska lägen bör tas fram och upprätthållas för framtida behov.
5. Flera typer av värmelager - jordgropsmagasin, berggrum och djupmarklager i berg eller lera kan klara det kostnadsmål som fordras för att solenergin skall få en stor marknadsandel enligt Punkt 1 på

platser där geotekniken passar för något av dessa system. Sådana platser finns på de flesta håll i landet, även om geotekniken i vissa fall är lämplig för den ena och i andra fall för någon av de andra typerna. Samtliga kan räkna med att få en relativt bred användning. För mindre magasin passar jordgroppsmagasin och djuplerlager bättre än bergrums- och djupbergslager.

6. I konkurrensen mellan sol och olja har ortens storlek som sådan förhållandevis liten betydelse. För lager anpassade till ortstorlekar över 4 000 ekvivalenta lägenheter kan den specifika kostnaden för lagret inte sänkas markant genom ytterligare ökning av lagrets storlek. Transportkostnaden blir även för de största orterna acceptabel. Minskar ortens storlek under ca 4 000 lägenheter blir visserligen värmelagren allt dyrare per kWh, men detta kompenseras i många fall genom att man kan använda ny distributionsteknik för lägre temperatur och konkurrera med pannor som bränner dyrare, lättare oljor. En nedre gräns torde dock under 1990-talets mitt vara ca 300 lägenheter.

Vid jämförelser med produktionsalternativ som är eller förväntas bli billigare än olja minskas solvärmecentralernas marknadsandelar. Det gäller t ex där koleldade hetvattenpannor och kraftvärmeverk samt sopförbränningsverk lättast kan tillämpas eller där oljeeldade kraftvärmeverk redan finns, och i orter nära inhemska bränsle källor såsom torvmossar och biomassa av lämplig kvalitet. På detta sätt har ortens storlek indirekt betydelse. För att förbättra möjligheterna att möta även denna konkurrens, bör en andel av FoU-resurserna satsas på solfångartyper och värmelager som kan ge större kostnadsgenombrott.

7. En andra etapp av studien bör inriktas på följande moment:

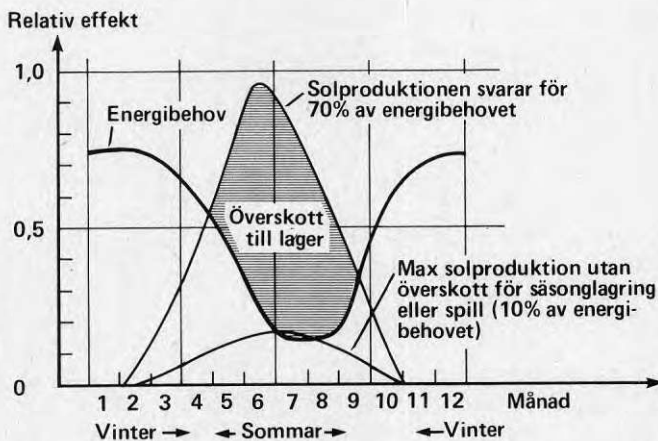
- a) Systemanalysen fördjupas i bl a följande avseenden för att skapa bättre utgångspunkter för systemplanering:
- i) parametrarna som bestämmer optimal storlek av solfångarfält studeras för olika transportavstånd för totaloptimerade system
 - ii) den nedre lönsamhetsgränsen för solvärmecentraler med avseende på ortstorlek och belastningstäthet studeras som funktion av specifika solfångarkostnader m m
 - iii) Betydelsen av variationer i klimatet i Sverige för systemens lönsamhet belyses.
- b) metoden att identifiera och värdera lämpliga markområden för lokalisering av solvärmecentraler borde tillämpas i detalj för en ort, varvid bl a markens värde för konkurrerande ändamål bedöms. Erfarenheterna från denna tillämpning utnyttjas för att utarbeta mera detaljerade rekommendationer om sättet att genomföra dylika inventeringar och värderingar
- c) metoden i fallstudierna samt punkt b) ovan används för att välja ut några objekt som bör studeras vidare i syfte att identifiera lämpliga demonstrationsanläggningar för magasin typer som ännu inte demonstrerats i attraktiv skala och gynnsam geoteknisk miljö

Rapporten är uppdelad i en huvuddel avsedd för större spridning och en del som innehåller bilagor som mera i detalj redovisar beräknings- och planeringsunderlaget för specialister. Den utges separat i en mindre upplaga.

1. INLEDNING

1.1 Varför solvärmecentraler?

Mycket tyder på att stora solvärmesystem har bättre förutsättningar att bli lönsamma i Sverige än små system, eftersom kringkostnaderna för lager, kontrollsystem m m kan fördelas på en stor energimängd och stora solfångarmoduler bör vara billigare än små. Sådana stora system kan leverera värme till existerande och nya fjärrvärmesystem, inklusive system för mindre bostadsområden. Cirka 10% av ortens värmebehov kan klaras genom solvärme utan värmespill även utan årstidslagring, se Figur 1.1.



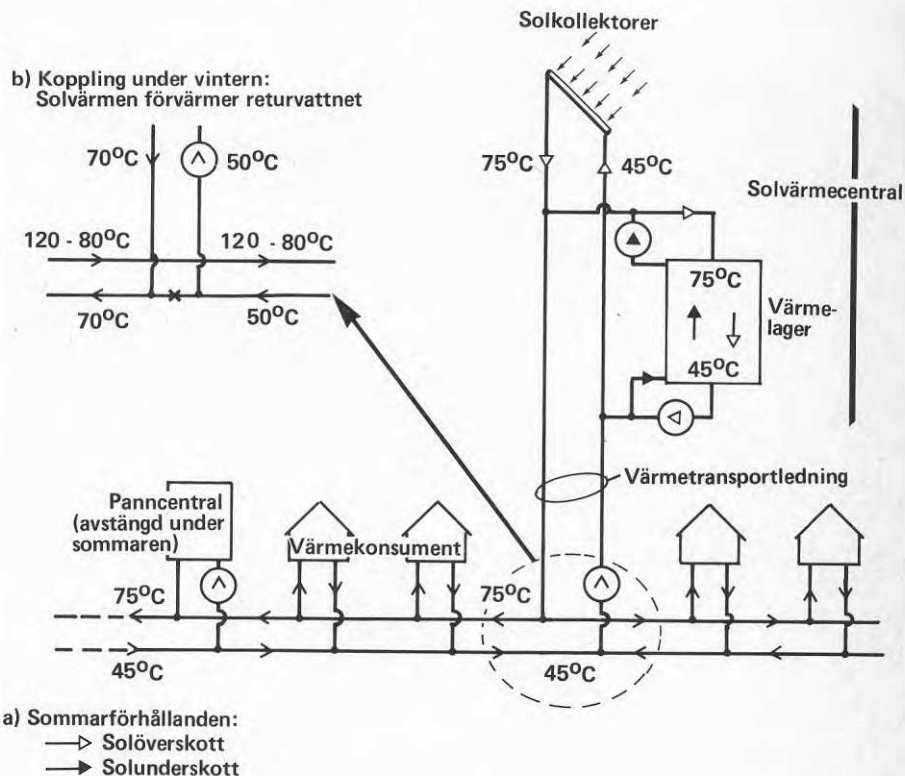
Figur 1.1

Hur mycket solvärme kan användas utan respektive med värmelagring?

Önskar man däremot att solvärmesystemet svarar för mer än ca 10% av värmebehovet, måste årstidslagring införas eller också får en del av sommarens värmeproduktion bli outnyttjad. I sin enklaste

form erhålls då en solvärmecentral enligt Figur 1.2. Eftersom fjärrvärmesystem redan svarar för drygt 25% av landets uppvärmningsbehov (inklusive tappvarmvatten) och av VVF förutses svara för ca 50% år 2000 1) erbjuder solvärmecentraler med årstidslagring potentiellt en möjlighet att svara för en stor del av landets uppvärmningsbehov. I praktiken måste dock två villkor uppfyllas

- 1) Tillräckligt billiga solfångare och årstidslager utvecklas.
- 2) Förutsättningar finnes att lokalisera tillräckligt stora solvärmecentraler tillräckligt nära bostadsorterna för att ge acceptabel totalekonomi.



Figur 1.2

Enklaste schema för solvärmecentral.

1.2 Vilken betydelse har lokala faktorer?

Mycket litet har gjorts för att belysa vilken betydelse som lokala faktorer kan ha för möjligheten att uppfylla dessa förutsättningar. Är det stora orter eller små som ger de bästa förutsättningarna? Har typen av bebyggelse någon nämnvärd inverkan? Finns överhuvudtaget tillräcklig disponibel mark så nära de större orterna att solvärme kan bli en faktor av betydelse? Vilka värmelager har de bästa förutsättningarna när deras kostnadskarakteristika och förekomsten av olika typer och kvaliteter av mark (berg, jord, lera) beaktas? Vad kan solvärmecentralernas potentiella energibidrag bli med hänsyn till dessa faktorer? Hur bör den statliga, regionala och kommunala planeringen beakta dessa frågeställningar?

Frågorna är uppenbarligen viktiga. Denna utredning har kommit till för att få fram preliminära svar och peka ut frågor som bör bearbetas vidare.

1.3 Angreppsmetod

Det beslöts att bilda en utredningsgrupp med erfarenhet från olika delar av frågeställningen enligt följande:

Studsvik Energiteknik AB (systemfrågor
och sammanhållning)

White arkitekter AB (sambhallsplanering)

VIAK AB (geoteknik)

En referensgrupp bildades med följande sammansättning:

Carl Johan Engström:	Statens Planverk
Harald Ljung:	Svenska Kommunförbundet
Tommy Månsson:	Statens Industriverk
Claes Reuterskiöld:	Statens Råd för Byggnadsforskning

Vissa nationella översikter gjordes angående förekomsten av olika typer av mark, förekomsten av olika storlekar på orter och typ av bebyggelse. En ekonomisk systemanalys visade betydelsen av olika faktorer för den totala kostnaden - storleksfaktorn, magasinystypen, typ av mark, transportavstånd, samförläggning, belastnings-täthet. När det gäller typ av lager behandlades därvid särskilt varmvattenmagasin förlagda i isolerade eller delvis isolerade jordgröpar samt bergrum fyllda med vatten eller blandningar av sten och vatten, samt till sist, mera ytligt djupa marklager. Dessa tre typer av lager bedöms ha förutsättningar att kunna förläggas i närheten av många bostadsorter i landet samt att kunna nå relativt låga specifika kostnader. För solfångarna behandlades samtliga i marknaden förekommande och för vårt klimat lämpliga typer, inklusive vissa prognoser om utvecklingstrenden. Transportkostnaderna analyserades som funktion av avstånd och transporterad effekt för att klargöra ur ekonomisk synpunkt acceptabla transportavstånd mellan solfångarfält, lager och bebyggelsen.

Därefter gjordes ett antal fallstudier för att kunna, på ett mera påtagligt sätt, identifiera lokala problem och deras betydelse. Orterna som valdes för dessa fallstudier var

Linköping med ca 80 000 invånare och ett väl utbyggt fjärrvärmenät

Kungsbacka med ca 12 000 invånare och ett planerat fjärrvärmenät

Linghem med ca 2 000 invånare, utan existerande eller planerat fjärrvärmenät

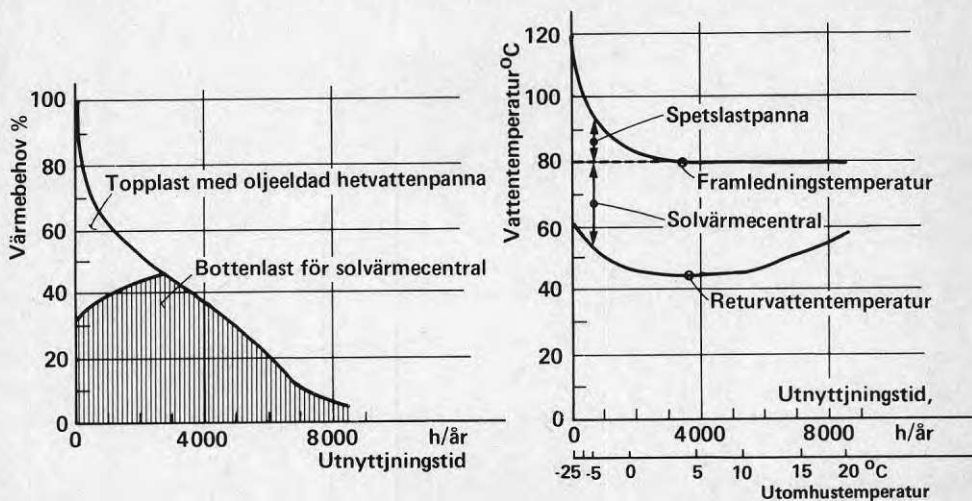
Inom dessa orter identifierades ett 20-tal någorlunda lämpliga placeringsplatser för stora solfångarfält och ett 10-tal av dessa var även lämpliga för stora lager av typ jordgrop, bergrum respektive marklager. Materialet användes för att belysa de ekonomiska utsikterna för solvärme i de aktuella städerna och andra kombinationer av ortstorlek, bebyggelsetyp och geotekniska förutsättningar i konkurrens med olja samt vissa andra energialternativ.

2. SYSTEMFRÅGOR

2.1 Bebyggelsens temperaturbehov

Eftersom befintlig bebyggelse under flera decennier kommer att svara för huvuddelen av bebyggelsens värmebehov är det särskilt viktigt att bearbeta systemlösningar som är lämpliga för den befintliga bebyggelsen. Dessa värmesystem har hittills dimensionerats för nominellt 80°C i framledningen och 60°C i returledningen kallaste vinterdag. Däremot har tappvarmvattensystem haft kravet på 55°C . Det har visat sig möjligt att klara merparten av befintlig bebyggelse med väsentligt lägre temperaturer - ca 65°C fram- resp 50°C returledningstemperatur kallaste vinterdag, och ytterligare viss sänkning kan åstadkommas genom olika energibesparingsåtgärder som ändå vidtages.

De befintliga fjärrvärmesystemen har i regel dimensionerats för primärvattentemperaturer på 120°C fram- 70°C returledning kallaste vinterdag med betydligt lägre temperaturer - 80°C fram, och 50°C retur under sommaren. Typiska årsvariationer för Stockholms Energiverk (som uppnått något lägre vinterreturvattentemperaturer än merparten energiverk) visas i Figur 2.1. Succesiva energibesparingsåtgärder i bebyggelsen, ändrade bestämmelser om minimalt tillåten tappvarmvattentemperatur samt speciella åtgärder och kompletteringar i undercentralerna kommer att leda till successiv sänkning även av dessa temperaturer. Kan solvärmecentraler direkt möta de temperaturkrav dessa system har på sommaren samt baslastens temperaturer under vintern skulle de svara för en stor andel av värmebehovet.



Figur 2.1

Varaktighet av belastning och temperatur för ett fjärrvärmenät (Stockholm), samt exempel på last fördelning mellan solvärme och oljeeldad toplastpanna.

För nya distributionsystem i befintlig bebyggelse kan något lägre temperaturer användas genom att minska temperaturskillnaderna i värmeväxlarna och förbättrar undercentralernas reglersystem. För anslutning av mindre bostadsorter kan sekundärdistributionsystem bli aktuella dimensionerade för temperaturbehovet i merparten av husen dvs ca 65°C fram, 50°C retur kallaste dag. För nya bostadsorter kan ännu lägre temperaturer bli aktuella dvs lågtemperatursystem av 60°C , 45°C som man redan gjort i vissa kommuner, bl a Uppsala.

Sammanfattningsvis torde följande temperaturområden bli aktuella:

Tabell 2.1

Vattentemperaturer i olika typer av värmesystem (medelvärden för sommarlast + vinterbaslast).

	Mitten av 1980-talet			ca 1995 Medel
	Fram- ledning	Retur- ledning	Medel	
1. Befintliga fjärrvärme- system:				
Sommarlasten	75	45	60	50
vinterbaslast	85	65	70	60
			65	55
2. Nya fjärrvärmesystem och delsystem för be- fintlig bebyggelse:				
primärdistribution	70	50	60	52
sekundärdistribution	60	45	52.5	48
3. System för ny be- byggelse (sommaren + vinter)				
primärdistribution	65	45	55	50
sekundärdistribution	55	35	45	40

Under 1980 talet kommer tyngdpunkten av bebyggelsen att ligga på systemtyp 1), men mot år 2000 kommer 2) och 3) tillsammans att svara för ca hälften av behovet.

För tillämpning av solvärmecentraler har systemtyp 1) fördelen att den representerar mycket stora sammanhängande system med stor sommarlast, och system typ 2) respektive 3) att de representerar lägre temperaturer som gynnar solfångarnas prestanda.

2.2 Schema för solvärmecentral

Figur 1.2 i inledningen representerar ett schema för en solvärmecentral i sin enklaste form. Dess väsentliga komponenter är

Solkollektorerna
Värmelagret
Transportledning (eller ledningarna)

Det kan vara önskvärt att föra in värmeväxlare mellan solfångarna och lagret (t ex när solfångarna innehåller frysskydd såsom glykol) eller mellan lagret och fjärrvärmesystemet (t ex när lagret tillför vattnet korrosiva ämnen som man önskar skydda fjärrvärmenätet mot).

Som vi såg i Avsnitt 2.1 fodrar bebyggelsen vissa minimitemperaturer. Solkollektorer däremot ökar sitt energibyte per m^2 vid fallande vattentemperatur (även om olika typer är mera eller mindre känsliga i detta avseende) varför systemlösningar som tillåter solfångarna att arbeta vid låga temperaturer är fördelaktiga. Värmelagret bör arbeta över ett stort temperaturintervall för att öka lagrets energiinnehåll per m^3 och därmed minska kostnaden per kWh - även om för vissa värmelager material- eller kemifrågor sätter gränser för tillåtna temperaturerna. Även transportledningar blir billigare om man med hjälp av stora temperaturskillnader mellan fram- och returledningen kan minska vattenflöden och därigenom erforderliga dimensioner och kostnader. Dessa skilda önskemål står ofta i motsatsförhållanden till varandra vilket ställer krav på en samoptimering och ibland gör det lönsamt att använda värmepumpar för att överbrygga motsatsförhållandet.

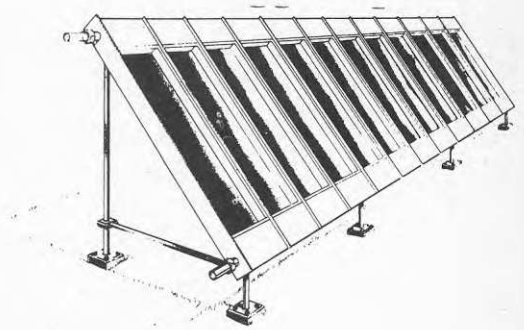
på mark. Verkningsgraden är acceptabelt bara vid låga temperaturer, varför den i första hand används tillsammans med en värmepump för att höja temperaturen. Plana solfångare ofta med ett eller två glas för att minska konvektionsförluster samt selektiv färg för att minska utstrålningen av värme monteras bäst på ställningar i en vinkel på ca 45°C mot horisonten, och kan användas för mellantemperaturområdet. Detsamma gäller för vacuumrörsolfångare som dock på grund av sin bättre isolering kan användas för högre temperaturer. Paraboliska solfångare monteras bäst på ställningar på en vridbar horisontell axel eller som dubbelparaboliska profiler (kallad CPC = compound parabolic collector) på en roterande plattform och kan användas för relativt höga temperaturer (ca 80°C) med bibehållen relativ hög verkningsgrad.

Till sist finns den sfärisk paraboliska kollektorn svängbar i två riktningar samt det så kallade torn systemet där ett stort antal speglar som är rörliga i två riktningar monteras på svängbara ställningar på mark och reflekterar solstrålarna mot ett torn som innehåller absorbertorn. Dessa system är användbara för mycket höga temperaturer - även för kraftproduktion.

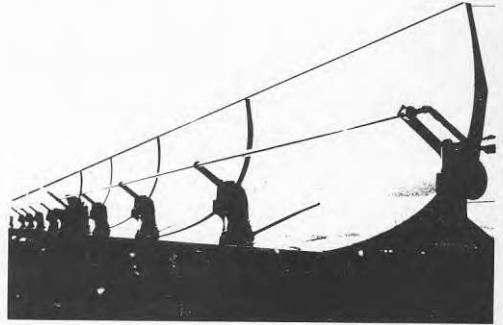
De ovannämnda varianterna har succesivt förbättrade högtemperaturprestande men även stigande investeringskostnader per kWh/år värmeproduktion. Figur 2.4 visar relationen mellan investeringskostnaden per kWh årsproduktion (netto) i mellansvenskt klimat (Stockholm) och medeltemperaturen av vattnet i solfångarna enligt Heimo Zinko, (2).



a) Lågtemperatursolfångare



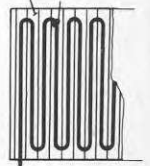
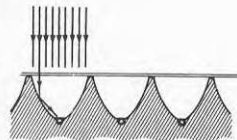
b) Plan selektiv solfångare



c) Parabolisk, koncentrerande solfångare



d) Dubbel parabolisk (CPC) solfångare på roterande plattform (Studsvik solvärmecentral)

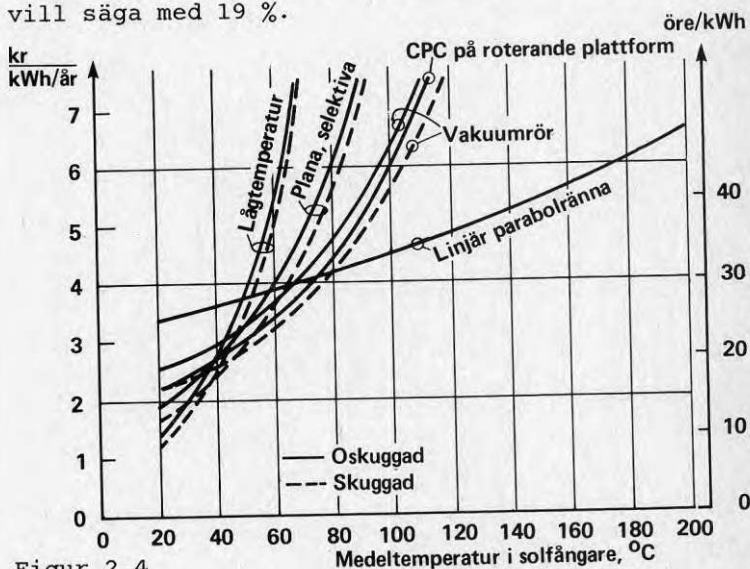


Figur 2.3

Olika typer av solfångare (a till d).

De redovisade kostnaderna angivna i 1980 års kostnadsnivå är baserade på förfrågningar från tillverkare och bedömes gälla för system som tas i drift 1985 vid beställning av ca 10 000 m² och användning av större moduler än de som används idag. Kostnader för stativ, fundament, installation, uppsamling av varmvatten till en punkt vid solfångarfältets periferi, och reglering inkluderas. Avståndet mellan solfångarna är optimerat för ett nominellt pris för mark (100 kr/m²) som dock ej inkluderats i den redovisade kostnaden.

Förlusterna i uppsamlingssystemet är frändragna. Figuren visar att vid stigande vattentemperatur successivt mera komplicerade solfångare ger lägsta kostnaden. Den allmänna kostnadstrenden följer ungefär den punktstreckade kurvan som visar t ex att en minskning i den efterfrågade medeltemperaturen från 60°C (befintliga fjärrvärmesystem, omkring 1990) till 45°C (sekundärsystem anslutna nya bostadsområden med lågtemperatursystem) reducerar investeringskostnaden från 3.2 kr/(kWh/år) till 2.6 kr/(kWh/År) det vill säga med 19 %.



Figur 2.4

Specifika systemkostnader för olika solfångarsystem som funktion av medeltemperaturen (2).

2.3.2 Konkurrenskraft

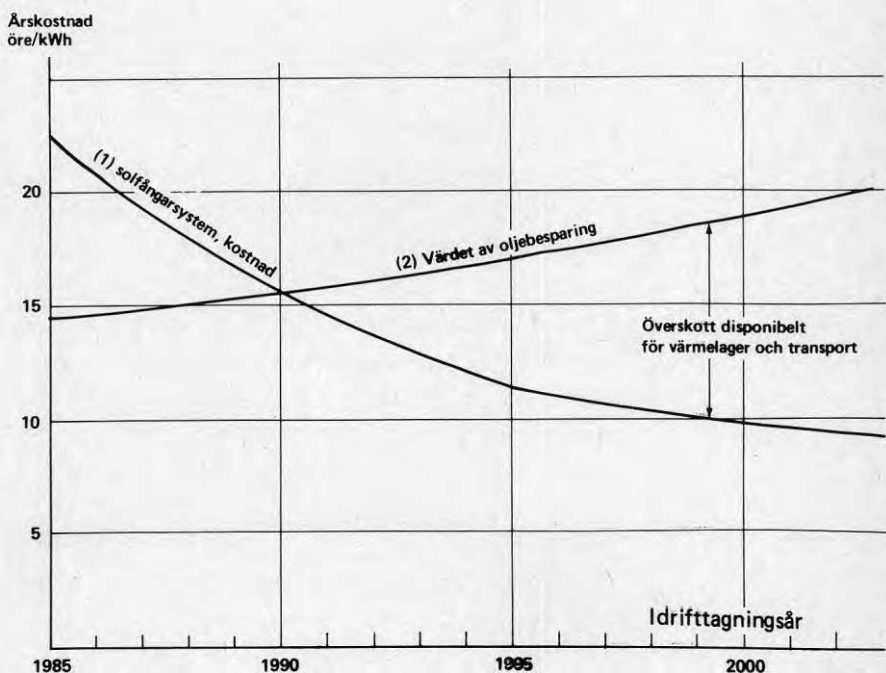
Det finns anledning att redan här ställa frågan hur stort gapet är mellan dessa kostnader och konkurrenskraftiga kostnader vid de mest gynnsamma förhållandena, dvs när all producerad energi kan utnyttjas utan årstidslagring och transportavståndet mellan solfångarfältets kant och mottagaren är försumbart.

Klarar solfångaranläggningen en livslängd på 25 år (vilket torde vara ett optimistiskt antagande för enheter tillverkade under de närmaste åren), antas realräntan vara 4 % per år och realpriserna för bränslet ökar med 2 % per år fr o m 1985, blir realkapitalkostnaden 5.1 % per år, vilket tillsammans med underhåll och drift kan ge en årskostnad på ca 7 % per år. Energikostnaden från ett system som tas i drift 1985 blir då $3.2 \text{ kr}/(\text{kWh}/\text{år}) \times 0.07 \text{ år} = 22.4 \text{ öre}/\text{kWh}$. Jämförelsevis bedöms bränslekostnaden på fjärrvärmesystem värmda med hetvattenpannor för tungolja bli ca 14.5 öre/kWh 1985 (i 1980 års penningvärde) inklusive kostnad för lagring och skatt). Solfångarsystemet kostar sålunda 55 % mer än den olja det ersätter under livstiden.

2.3.3 Trend för framtiden

Vi bedömer det som rimligt efter analys av bedömningar i flera länder och diskussioner i (2) att solfångarkostnaderna halveras mellan mitten av 80-talet och mitten av 90-talet dvs minskar med i medeltal 7 % per år på grund av utveckling samt ökad produktionsvolym. Ett undantag är tornsystemet för vilket mycket låga kostnader förutspåddes av tillverkaren som dock de flesta sansade bedömare anser vara orealistiska.

Med en kostnadsminskning på 7 % per år i 10 år från 1985 3 % per år efter 1995 samt 2 % öknings-takt i realpriset för bränslet från 1985, så korsar kurvorna för kostnaden och besparingen i Figur 2.5 vid år 1990. Vid denna tidpunkt blir solfångarsystemet konkurrenskraftigt i jämförelse med olja (3). Därefter skapar mellanskillnaden mellan kurvorna 1 och 2 ett finansiellt överskott som kan investeras i längre transportledningar och/eller årstidslager. Därmed blir även tillämpningar där solfångarfälten måste ligga längre bort från ett konventionellt fjärrvärmenät och/eller sådana där solvärme förväntas bidra med mer än 10 % av energiproduktionen konkurrenskraftiga.



Figur 2.5

Tidpunkt för genombrott av fjärrvärmesolfångare vid 60°C på system som använder tung eldningsolja.

I många fall kommer dock solvärme att behöva konkurrera även med andra energiformer än olja - bland dessa sådana som är billigare.

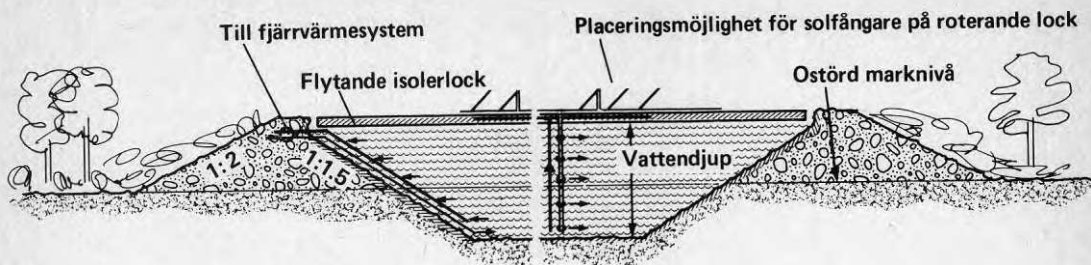
För att uppnå konkurrenskraft mot dessa och skapa ett överskott som kan investeras i transportledningarna och lager måste realkostnaderna för solfångarna sjunka med ännu mer än de 7 %, senare 3 % per år antagna för kurva 1, Figur 2.5. Försök att skapa mer påtagliga genombrott beträffande solfångarkostnader pågår nu på flera håll, se t ex (19), varför goda utsikterna bedöms föreligga för solfångarsystem att kunna konkurrera även under dylika hårdare betingelser.

2.4 Värmelager

2.4.1 Jordgropsmagasin (4, 5)

2.4.1.1 Principen

Jordgropsmagasin består av en naturlig eller grävd grop i marken, vanligtvis med en förhöjd kant som bildas genom att de bortgrävda jordmassorna dumpas vid gropens periferi så att en stabil damm omkring gropen bildas (Figur 2.6). Lägsta grävningsekostnaden erhålls när samtliga bortgrävda massor kan användas på detta sätt och diameter/djup-förhållandet är stort. Då behöver endast 1 m^3 jord flyttas för fler m^3 av volymen som skapas i gropen (t ex 1 på 2.5 vid $D/h = 10$). Då blir enligt diskussionen i kapitel 3 grävning- och dräneringskostnaderna 10 à 20 kr/m^3 volym beroende på markens beskaffenhet.



Figur 2.6

Jordgropsmagasin.

I normala fall måste gropen dräneras genom ett lager av singel och sand, varefter isolerblock placeras på botten och på slänterna. Ovanför isoleringen placeras en tätningsduk av temperaturbeständigt material, gummi eller plast. För stora gropar är avståndet mellan mittendelen av bottenytan och markytan omkring gropen så stort att marken utgör tillräcklig isolering. Bottenytan lämnas då oisolerad.

Gropen fylls med varmvatten och täcks med ett flytande isolerlock som består av en tätningsduk och isolerblock ovanpå. Locket kan användas för att bära en del av solfångarna och roteras så att solfångarna följer solen. Detta ökar infångningen per m^2 väsentligt utan att nämnvärt påverka kostnaden.

2.4.1.2 Status (5, 6)

En prototyp i liten skala (16 m diameter på marknivå, 6 m djup, $640 m^3$ vattenvolym) byggdes i Studsvik 1978/79 som en del av en solvärmecentral. Den dimensionerades för en maximal vattentemperatur på $70^{\circ}C$ och förseddes med koncentrerande CPC-typ (= Concentrating Parabolic Collector) solfångare monterade på locket, se Figur 2.3.d.

Anläggningen togs i drift i januari 1979 och fungerar bra. För prototypens temperaturdata kan typen nu anses vara "beprövad".

Under tiden har långtidsförsök pågått med tätningssduk som klarar högre temperaturer. Särskilt vissa stabiliserade polyetendukar har visat förmåga att i laboratoriemiljö klara högre temperaturer varför det nu anses möjligt att dimensionera nästa prototyp för 90 à 95°C.

2.4.1.3 Beräknade kostnader

Tabell 2.2 kolumn 1 redovisar den beräknade kostnaden för ett jordgropsmagsin för 80 000 m³ med medeldiameter 100 m och vattendjup 10 m. Siffrorna utan parentes gäller tekniknivå 1985, inom parentes skattad tekniknivå 1995. Energiinnehållet 93 kWh/m³ motsvarar förhållandena för en maximal vattentemperatur på 95°C en minimal temperatur på 5°C viss temperatursläpning i bottenskiktet samt beräknad värmeutbyte med marken på den oisolerade bottenytan.

Endast punkt 2, kostnad av utgrävning, dränage och pumpenergi m m påverkas i väsentlig grad av lokala markförhållanden, i enlighet med utförlig diskussion i Kapitel 3. De angivna värden 16 ± 6 kr/m³ gäller för typisk någorlunda torr morrån utan större stenblock eller sand. Isolering och tätning utgör dock den största kostnads-posten.

Underlaget för beräkningen redovisas i Bilaga 3.

Från bruttoinvesteringen, post 5 = 84 kr/m³ görs ett avdrag för det roterbara lockets användning

Tabell 2.2

Kostnad för värmemagasin: tekniknivå 1985 resp (1995).
1980 års penningvärde*

Magasintyp	Magasinets volym	m ³	Isolerad Jordgrop 80 000	Bergrum 100 000	Djupberg lager 1 000 000	Djuplera lager
1. Omfattning av de byggtkniska arbetena			Schaktning o dränage	Sprängning urlastning minus kre- ditering för värdet av spräng- sten	Borrning fodring nedsätt- ning av ledrör, ledrörs- kostnad	Plaströr för kyl- kanal och deras nedtryck- ning
2. Kostnad av de byggtkniska arbetena	kr/m ³	16±6		74	8	7
3. Isolering, tätningsmembran, läggning av isolering och membran	kr/m ³	56		-	-	-
4. Projektering, vattenfördelning, vatten	kr/m ³	12		20	5.3	3
5. Bruttoinventering	kr/m ³	84		94	13.3	10
6. Kreditering för värdet av roterbart lock som solfångarplattform	kr/m ³	-13		-	-	-
7. Nettokostnad av magasinet	kr/m ³	71(58)		94(88)	13.3(6.7)	10
8. Energiinnehåll per m ³	kWh/m ³	93		100	26.3	10 à 20
9. Nettokostnad av magasinet = (7)/(8)	kr/kWh	0.77(0.63)		0.94(0.88)	0.51(0.26)	1 à 0.5
10. Kapitaliserade värmeförluster vid 3.2 resp (1.6) kr//kWh/år		0.34(0.17)		0.48(0.24)		
11. Kreditering för avvikelser i laddningstemperaturen från 60°C		-0.22(-0.11)		-0.22(-0.11)	Ej värderad	Ej värderad
12. Kostnad för värmepump och dess kapitalerade elförbrukning (om el kostar 7 resp (14) öre/kWh mer än olja)		0.50(0.68)		0.55(0.74)		
13. Total kostnad		1.39(1.37)		1.75(1.75)		

* Se ref 22 för kostnad av dessa magasintyper vid tillämpningar där de laddas med gratis spillvärme.

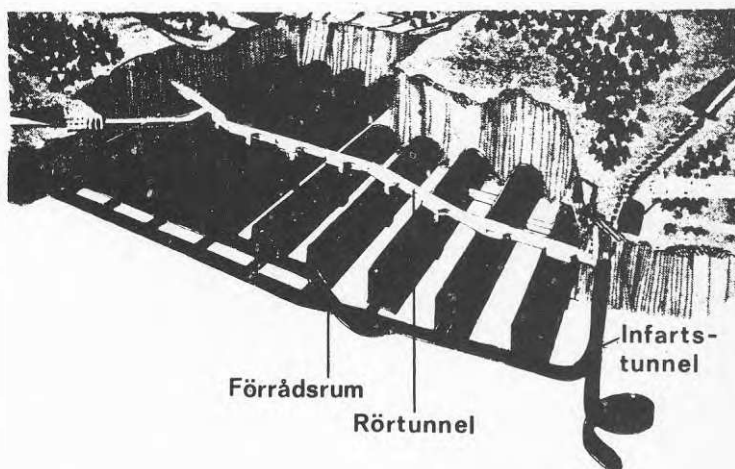
som rörlig plattform för solfångare, motsvarande kostnaden för att anordna en separat förlagt roterande plattform på billigaste sättet. Nettokostnaden för gropen blir 71 kr/m³ eller 0.77 kr/kWh.

De indirekta kostnaderna post 10 till 13 kommenteras i avsnitt 2.4.

2.4.2 Bergrumsmagasin

2.4.2.1 Grundprincip

Bergrumsmagasin för varmvatten kan bygga på den teknologi som utvecklats för lagring av varm olja. Såsom framgår av Figur 2.7 består oljelager ofta av många parallella tunnlar med en bredd på 15 à 22 m beroende på bergets hållfasthet, ett djup på ca 30 m och en längd på några hundratals meter. Volymen blir upp till 2 miljoner m³ per anläggning. De geotekniska förutsättningarna för att bygga dylika bergrum i olika slags berg diskuteras i Kapitel 3.



Figur 2.7

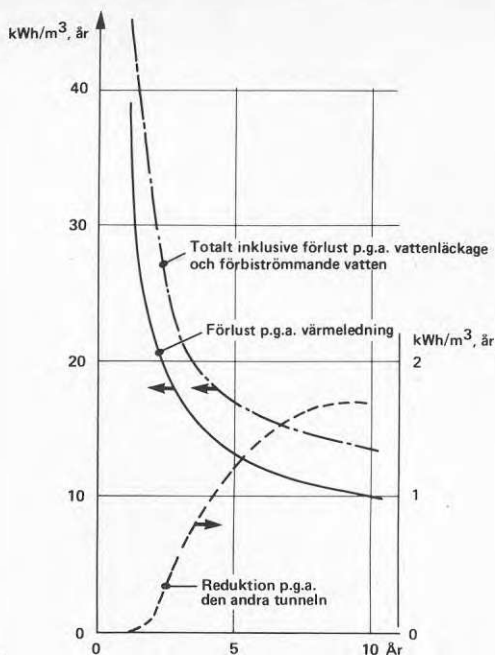
Oljelager i bergrum, princip.

Vid tillämpning avseende varmvattenlagring tillkommer kravet att berget skall tåla kraftiga temperaturändringar under en årscykel - t ex från 95°C till 5°C . Detta fordrar något mera varsam sprängningsteknik än för oljelager, vilket kan medföra något högre kostnader. Kravet att vatten fördelas jämnt över hela ytan för att i möjligaste mån bibehålla temperaturskiktningen leder till ett mera omfattande kanalsystem, i vissa fall med möjligheten att styra in vattnet på olika nivåer och ta ut vatten från olika nivåer. Även detta påverkar kostnaden.

Eftersom det är svårt att anbringa isolering till bergväggar till acceptabel kostnad, räknar man idag i huvudsak med nakna bergväggar. Berget självt utgör då den enda isoleringen. De nakna bergväggarna deltar dock även i själva värmelagringens processen och kan komplettera vattnets värmelagringsförmåga med i genomsnitt ca 10 %.

Figur 2.8 visar beräknad värmeförlust som funktion av tiden. Den vägda medelförlusten under 25 år uppgår till ca $15 \text{ kWh/m}^3/\text{år}$.

Med hänsyn till varmvattnets tendens att urlaka bergväggarna, måste värmeväxlare användas mellan bergmagasinet och fjärrvärmenätet, samt mellan bergmagasinet och solfångare med metalliska kylrör.



Figur 2.8

Beräknade värmeförluster från vatten lagrat i berggrum (100 000 m³ (10)).

2.4.2.2 Status

För att skapa underlag för problem som tillkommer vid varmvattenlagring i förhållandet till lagring av varm olja (temperaturcykler, urlakning, temperaturskiktning) byggs en prototypanläggning på 15 000 m³ vid Avesta för idrifttagning 1982 i Vattenfalls, och Befos regi med anslag från NE och BFR. Medel har även biviljats för att uppföra en fullstor anläggning (100 000 m³) vid Lyckebo, Uppsala. Kompletterande information lämnas i Bilaga 5.

2.4.2.3 Specifika kostnader

Tabell 2.2 kolumn 2 redovisar kostnader för berggrum i berg av god kvalitet, dvs relativt

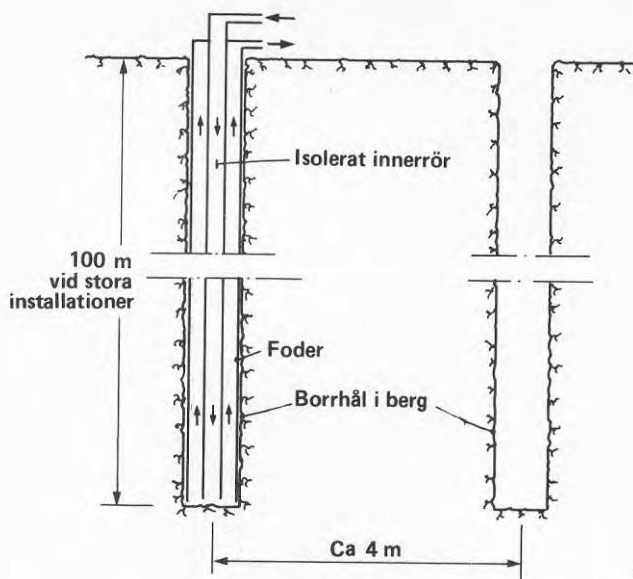
sprickfri granit, gnejs eller grönsten. Större delen av bruttokostnaden utgörs av bergtekniska arbeten (sprängning, utlastning, injektering) och påverkas sålunda av bergets kvalitet. Även krediteringen för sprängsten påverkas av lokala förhållanden. Den angivna kostnaden 94 kr/m³ kan lätt överstigas med ca 25 % vid något sämre lokala förutsättningar.

Bergrumstekniken är praktiserad sedan länge, vilket innebär att författarna till denna rapport (se kapitel 3) inte tror på en väsentlig kostnadsreduktion genom fortsatt utveckling. Andra experter (se t ex Lindblom, 12) är mera optimistiska betr potentialen av bergrum fylld med stenblock.

2.4.3 Djupa marklager

2.4.3.1 Allmänt

Marklager består av 20 - 100 m djupa markområden genomborrade av vertikala eller svagt lutande kylkanaler, se Figur 2.9. Varmt vatten cirkuleras genom kanalerna för att ladda marklagret, något kallare vatten för att urladda det. I Sverige är de mest lämpliga typerna av mark, berg resp lera. F n kan även torv användas om man med ett vattentät skjul omkring magasinet förhindrar att varmvatten läcker ut horisontellt. Själva principen föreslogs av Ove Platell 1973 och är föremål för vissa patent med Platell som uppfinnare och Sunstore KB som ägare (13). Tillämpning till lagring vid låga temperaturer beskrivs i (14).



Figur 2.9

Djupberg-värmelager (typ Sunstore).

En skillnad mellan djupa marklager och de tidigare behandlade varmvatten magasinen är att marklagret behöver en temperaturskillnad mellan uppvärmningsvattnet och marken för att ladda magasinet och ytterligare en temperaturskillnad mellan marken och kylningsvattnet för att urladda magasinet. Därigenom minskar det "temperatur svängningsområdet" som marken kan utsättas för, varför värmelagringsförmågan per m^3 blir lägre än för vattenmagasin. Temperaturskillnaderna begränsar även den effekt som kan överföras vid laddning och urladdning varför markmagasin är olämpliga som korttidslager. Som långtidslager däremot har de mycket låga kostnader per m^3 och en låg kostnad per kWh.

För att huvuddelen av marken skall kunna följa med i temperatursvängningarna bör för årstidslagring avståndet mellan hålorna ej vara större än ca 4 m för berg och 2 m för lera - varvid skillnaden förklaras i första hand av bergets större värmeledningsförmåga och lägre volymetrisk specifika värme.

2.4.3.2 Djupbergslagret

I berg tillämpas borrhål på t ex 110 mm diameter som är fodrade eller ofodrade. I det senare fallet måste värmeväxlare användas som måste placeras under eller vid grundvattennivån. Kylvattnet leds ned i berget genom ett särskilt rör, lämpligen av temperaturbeständig plast eller gummi, se Figur 2.9.

Om kanalerna har ett avstånd på 3.85 m i ett kvadratisk gitter blir volymen berg per m kanal $(3.85 \text{ m})^2 = 15^3/\text{m}$. Kostar borrhålet, ledningsröret, det ev fodret och samlingsrören på marken 200 kr/m så blir kostnaden $200/15 = 13.3 \text{ kr}/\text{m}^3$, dvs mycket mindre än för t ex ett bergrum.

Så som framgår av exempel i Bilaga 6 är det lämpligt med ett temperatursvängningsområde för berget på ca 39°C om man önskar att bevara ungefär samma medeltemperatur för solfångaren som för de tidigare berörda magasintyperna, och måttliga temperaturer för värmepumpens förångare. Då förmår magasinet att lagra $26.3 \text{ kWh}/\text{m}^3$, motsvarande en specifik kostnad på $0.51 \text{ kr}/\text{kWh}$. Besparingspotentialen bedöms vara stor bl a genom att övergå från "brunnsborrningstekniken" till en nyare multiborrningsteknik.

Det första djupbergslagret byggdes under ett enfamiljshus (Platells hus i Sigtuna) och förseddes med 30 m djupa fodrade hål som injekterats med cement. Mätningarna hittills visar bra överensstämmelse med beräkningarna. Ytterligare borrhål av större djup vid Stora Skuggan, Stockholm ingår i ett av STU finansierade provprogram som genomförs av Sunstore AB. Arbeten som bedrivits inom Sunstore i regi har rapporterats i en omfattande lägesrapport (14). Även i Luleå byggs ett demonstrationsprojekt i förminskad skala.

Den viktigaste delen av de planerade FoU arbetena är att få fram billiga och pålitliga metoder att bilda kanaler och att kartlägga deras karakteristika.

2.4.3.3 Djupleramagasinet

Lera har en hög värmelagringsförmåga per m^3 - ca $1 \text{ kWh}/m^3$ - en högre ledningsförmåga än torra jordsorter och är ofta homogen och lättbearbetad så att kylkanaler kan pressas ned med en hydraulisk metod billigt. Däremot har den väsentligt lägre värmeledningstal än berg och en övre temperaturgräns där sprickbildning och förskjutningar kan äga rum. Inom ett lågt temperaturområde är det ett gnysamt material för ett marklager.

Tekniken är att pressa ned en stålkanal som skyddar ett U-rör av plast med liten diameter. Sedan dras stålroret upp och lämnar lera att sluta sig omkring plaströret.

En kanal i lera kostar ca 30 kr/m inklusive samlingsrören på marknivå. Ett lämpligt avstånd mellan kanalerna vid ett kvadratisk gitter är ca 1.7 m. Då värmer och kyler varje m kanal

$1.7^2 \text{ m}^3 = 3 \text{ m}^3$ mark och kostnaden blir bara ca 10 kr/m³. Med hänsyn till lerans begränsade förmåga att tåla temperatur torde i regel temperatursvägningsområdet vara begränsad till 10 a 20°C motsvarande 10 a 20 kWh/m³. Då blir kostnaden för själva lagret 1 a 0.5 kr/kWh. Lagret kan dessutom värmas med mycket billiga lågtemperatursolfångare eftersom den inte fodrar stora temperatursvängningar för att uppnå detta resultat. Sålunda blir den sammanlagda kostnaden för lagret och solfångarna låga. En nackdel med systemet är att den är helt beroende av värmepumpar när det gäller att värma system för existerande byggnader. För nya byggnader kan däremot även extrema lågtemperatursystem installeras enligt Platells ursprungliga förslag.

Mätningar har gjorts på kanaler i lera (14). Nyligen har ett större lager (Sunclay-projektet i Kungsbacka) färdigställts med en volym på 85 000 m³. Den är avsedd att laddas med hjälp av lågtemperatursolfångare på taket av en skola och att ge av sin värme till skolans värmesystem med hjälp av en värmepump. Lagrets temperatur svänger mellan 12°C och 20°C, (15).

2.4.4 Sammanfattning av kostnadstrenderna

Tabell 2.2 sammanfattar kostnadsberäkningar för de olika magasinstyperna. Utöver de redan kommenterade direkta kostnader redovisas även kostnader för värmeförluster som antas bli ersatta genom extra solfångare i kostnadsläge 1985 resp 95, (= post 10) en korrektion för skillnaden mellan medeltemperaturen av laddningsenergin för magasinet och medeltemperaturen av energin som

levereras till fjärrvärmenätet (= post 11 som sålunda beaktar att den erforderliga solfångarytan påverkas av solfångarnas verkliga medeldrifttemperatur) och slutligen kostnaden för hjälpsystem inklusive den kapitaliserade kostnaden för värmepumpens drivenergi (post 12). Den sistnämnda posten är känslig för antaganden beträffande kostnaden av drivel jämfört med oljebaserad värme under anläggningens livstid (5 öre/kWh för anläggningar byggda 1985 resp 10 öre/kWh för anläggningar byggda 1995). Dessa indirekta kostnader har inte hunnit beräknas för djupmarksmagasinen.

Figur 2.10 visar den direkta magasinskostnaden resp totala kostnaden (motsvarande post 9 resp 13 i Tabell 2.2) som funktion av magasinets energiinnehåll.

Den specifika investeringskostnaden för olika typer av lager utan hjälpsystem skiljer sig inte väsentligt i storleken $100\ 000\ \text{m}^3$, men jordgropsmagasinet är billigare än bergrumsmagasinet i små enheter. Den totala lagringskostnaden för jordgropsmagasinet blir lägre än för oisolerade bergrummen främst på grund av bergrummens större värmeförluster.

Djupmarkslagren har en mycket intressant kostnadspotential, särskilt när det gäller stora lager i berg. Dock måste deras speciella egenskaper beaktas - t ex begränsningar i effekt-mottagningsförmågan samt påtagliga temperaturskillnader mellan inmatad och uttagen värme.

För djupmarksmagasinen har tilläggskostnaderna (punkterna 10 till 13) ej värderats inom nu-

varande utredning. På grund av djuplarmagasinet temperaturbegränsning krävs dock i detta fall en större andel drivenergi för värmepumpen för att kunna höja temperaturen av den lagrade energin till fjärrvärmenätets temperaturnivå. Därför blir post 12 större för detta alternativ än för de övriga energilagren.

För djuplarmagret tillkommer begränsningen i lagrets maximalt tillåtna temperatur som ökar erforderlig drivenergi för värmepumpen. Denna lagertyp kommer bäst till rätta när värme levereras till lågtemperaturuppvärmningssystemet.

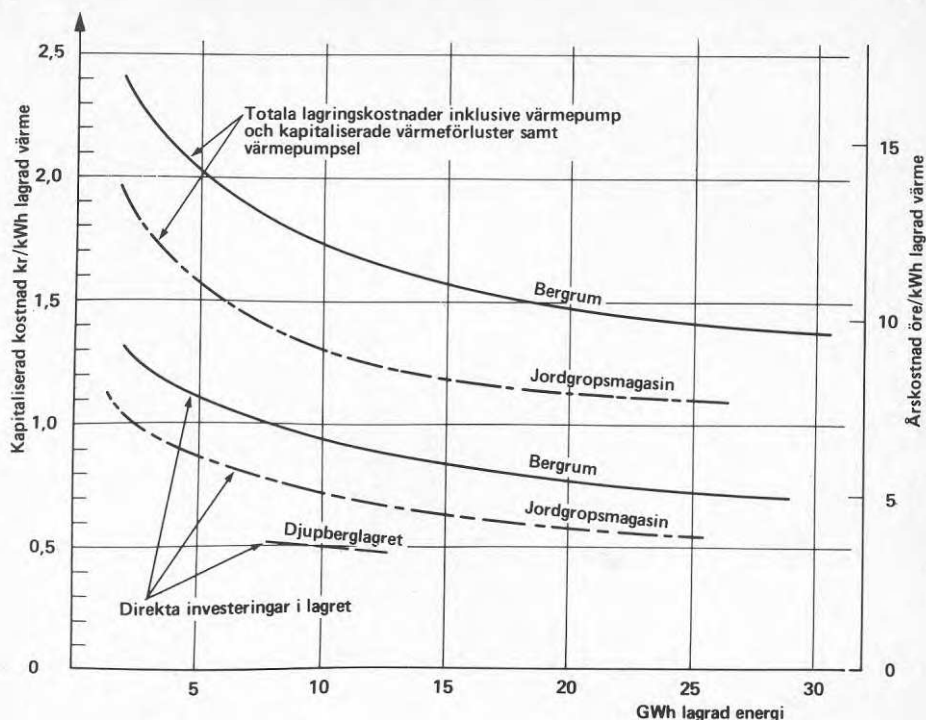
Samtliga magasintyper har vid gynnsamma lokala förhållanden totala lagringskostnader som gör det möjligt att öka den försvarbara energiandel av solenergi i fjärrvärmenät från de ca 10 % som är möjliga utan årstidslagring till 50 a 70 % ett fåtal år efter solgångningssystem utan årstidslagring blivit konkurrenskraftiga. Utvecklingspotentialen förefaller att vara störst för djupbergsmagasinet.

2.5 Värmepumpar

Värmepumpar kopplade enligt schemat i Figur 2.2 (i vissa fall utan de på schemat redovisade värmeväxlarna) kan användas på två sätt:

- a) för att höja värmelagrets lagringsförmåga per m^3
- b) för att höja temperaturen på den energi som solfångarna levererar

eller en kombination av a) och b).



Figur 2.10

Storleksberoende av den specifika kostnaden av olika värmelager, 1985 års kostnadsläge, vid laddning en gång/år.

2.5.1 Höjning av lagret värmelagringsförmåga per m³

I en krets enligt Figur 2.2, men utan värmeväxlare förmår returvattnet från fjärrvärmesystemet bara kyla lagret till returvattentemperaturen - dvs 50°C vid våra referensantaganden. Om utgångstemperaturen av de fullt laddade magasinet är 95°C, kyls vattnet sålunda med 45°C.

Med värmepumpens hjälp kan vi däremot gradvis kyla vattnet till exempelvis 5°C (som ligger betryggande över fryspunkten samt över temperaturen 4°C där temperaturvidgningstrenden vänder) dvs med 90°C så att lagrets värmeinnehåll fördubblas. Om värmepumpen har en värmefaktor 3.8

(se uträkningen i Bilaga B.2.5) så måste man tillsätta 1 kWh drivenergi (vanligtvis el) för varje $(3.8 - 1) = 2.8$ kWh värme hämtat ur lagret med värmepumpens hjälp, och 1 kWh el per $2 \times 2.8 = 5.6$ kWh värme som lagrats.

Drivenergin tillförs också fjärrvärmesystemet som nyttig värme men kostar i regel mera än värme tillsatts på annat sätt t ex genom olja. Om denna merkostnad är t ex 7 öre/lagrad kWh blir merkostnaden per kWh lagrad värme $5/5.6$ öre/kWh, eller kapitaliserad vid 7 %/år, 0.18 kr/kWh.

Kostar värmepumpen 800 kr/kW uteffekt och utnyttjas den 2 500 fulleffekttimmar/år så tillkommer $0.5 \times (3.8/2.8) \times 800$ (kr/kWh)/2 500 h/år = 0.22 kr/kWh. Den totala kostnaden blir sålunda $0.18 + 0.22 = 0.4$ kr/kWh lagrad energi. I vissa fall t ex för bergrumsmagasin måste värmepumpen dessutom återvinna vissa värmeförluster som överförs till bergväggen så att elförbrukningen ökar. Dessutom behövs i vissa fall en värmeväxlare mellan fjärrvärmesystemet och lagret som medför att energin som måste hanteras med värmepumpens hjälp ökar ytterligare samt att själva kostnaden för värmeväxlaren tillkommer.

Av dessa anledningar kan kostnaderna för värmepumpsystemet dess elförbrukning samt värmeväxlare variera mellan de ovan angivna 0.4 kr/kWh och ca 0.6 kr/kWh lagringsförmåga.

År 1995 kan kostnadsskillnaden mellan elpriset och värmepriset från olja har fördubblats om kärnkraftutbyggnadsstoppet kvarstår, samtidigt som investeringskostnaden för värmepumpar torde

minskats genom vidareutveckling med uppskattningsvis 20 %. Dylika förändringar i kostnader förvandlar den ovan härledda kostnaden på 0.4 kr/kWh till $0.18 \times 2 + 0.22 \times 0.8 = 0.54$ kr/kWh, en ökning med 0.14 kr/kWh.

2.5.2 Höjning av temperaturen från solfångarna

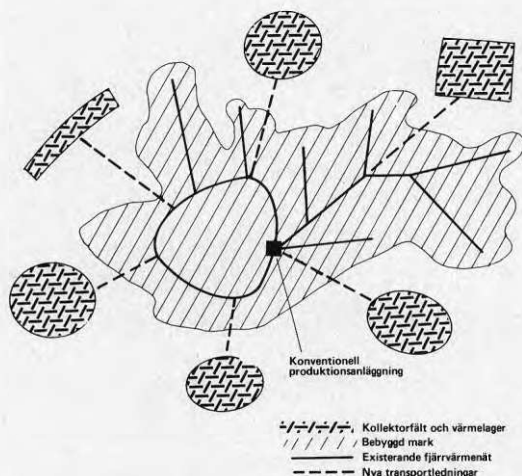
Värmepumpen i schemat, Figur 2.2 kan även användas för att höja temperaturen av energi producerad i billiga lågtemperatursolfångare från t ex 20°C till fjärrvärmesystemets medeltemperatur, 60°C. enligt en beräkning i Bilaga B.2.5 är den sammanlagda kostnaden av värmeproduktion med lågtemperatursolfångare och värmepump på ovan beskrivet sätt något lägre än produktion av värme vid 60°C direkt i högtemperatursolfångare, om man utgår från solfångarkostnader i Figur 2.4 i 1985 års kostnadsläge. 1995 däremot blir förhållandena motsatta, dvs högtemperatursolfångare utan värmepump beräknas ge lägre kostnad än lågtemperatursolfångare med värmepump. Anledningen härtill är bedömningen att 1995 värmepumpens elbehov kommer att kosta mera än 1985 samtidigt som solfångarna kommer att kosta mindre.

2.6 Värmetransport, mark och distribution (16)

2.6.1 Problemställningen

Det framgår av Kapitel 4 att det ofta är svårt att hitta tillräckligt stora disponibla ytor inom stadsbebyggda områden för att bygga solfångarfält av den storlek som behövs om solenergi skall svara för en betydande del av orternas värmeförsörjning. Därför måste möjligheten att lägga solfångarfälten längre utanför städerna prövas. Principen illustreras av Figur 2.11

som visar en hypotetisk stad med befintligt fjärrvärmenät i heldragna linjer och nya transportledningar till solfångarfälten och lagren i sträckade linjer. Man ställer sig frågan hur långt man har råd att transportera värmen för olika storlekar på solfångarfält och magasin och vad som är billigast - stadsplanerad mark (när den får användas) eller en lång transportledning till icke stadsplanerad mark. Även sättet att koppla in ledningen i nätet måste beaktas för att fastställa hur långt in i de befintliga nätet man måste gå för att hitta ledningar av tillräckligt stora dimensioner för en effektiv inkoppling.



Figur 2.11

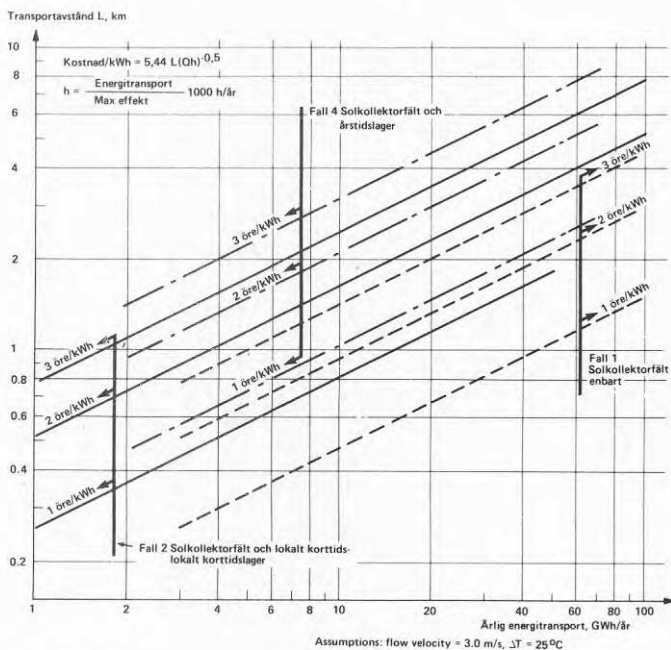
Schema av fjärrvärmesystem för större stad försörjd till stor del genom solkollektor helt utanför det stadsplanerade området.

2.6.2 Kostnaden för transportledningen

Figur 2.12 visar det maximalt tillåtna transportavståndet, i km som funktion av den årliga

transporterade energin Q GWh, om man har råd med en transportkostnad på 1.2 eller 3 öre/kWh - motsvarande t ex ca 6 %, 13 % och 19 % av det totala värdet av en oljebesparing genom solvärme år 1990. Kurvorna baseras på en kostnad för ett ledningspar på 10 D kr/m, där D = rördiamtern i mm, en dimensionerande hastighet på 3 m/s och en dimensionerande temperaturskillnad mellan fram- och returledningarna på 25°C. Summan av kostnaderna för kapital i realtermer, underhåll, pumpning och värmeförluster antas vara 10 %/år. Fyra fall behandlas, nämligen, transport från,

1. solkollectorfält utan lager (utnyttjningstid 900 h/år)
2. solkollectorfält med korttidslager (" 2 700 h/år)
3. årstidslager enbart (" 2 700 h/år)
4. samförlagt solkollectorfält och årstidslager (" 4 500 h/år)



Figur 2.12

Kostnad för värmetransport mellan solvärmecentral och existerande fjärrvärmennät.

Givetvis medför en ökning i utnyttjande för given årlig transporterad energi Q , en lägre maximal effekt och sålunda en lägre specifik kostnad per kWh (eller större försvarbar transportavstånd för given kostnad per kWh). Därför är det bäst när långtidslager och solfångarfält kan samförläggas, under förutsättning att för båda ändamål lämpliga platser finns på samma ställe. Finns inte denna förutsättning är det ofta motiverat att förlägga åtminstone ett korttidslager vid solfångarfält som ligger långt från fjärrvärmenätet, eftersom transportkostnaden per kWh då minskar betydligt. För samma transportkostnad har man för fall 4 råd att transportera värmen mer än två gånger så långt som för fall 1 - solfångarfältet utan lager. Sättet att inkoppla ledningen i fjärrvärmenätet diskuteras i Bilaga 8 och ref 17.

Figuren visar att man har råd att transportera värmen långt. Antas att man har råd att spendera 2 öre/kWh på transport kan man för en stad av Linköpings storlek med dess uppskattade värmebehov på 1990-talet (1 200 GWh/år) transportera ex 75 % av energibehovet från 10 solfångarfält (90 GWh/år var) 5 km, om korttidsmagasin läggs vid solfångarfälten. Vid en lägre ambitionsnivå av 10 % av energibehovet från bara sex solfångarfält (20 GWh/år per fält) har man råd att transportera i medeltal 2.3 km.

Dessa avstånd gäller när man inte tvingas bygga särskilda vägar till solfångarfälten för att klara transport av utrustning och driftpersonal. Tillkommer behov för särskilda vägar kan deras kostnad minska det försvarbara transportavståndet i viss mån. Vid de fall studierna undersökta

lokaliseringarna (se Kapitel 4 och 5) fanns inget behov att bygga särskilda vägar. Exempelen visar att man har råd att acceptera förhållandevis stora avstånd och sålunda kan lokalisera solfångarfälten i icke stadsplanerad mark.

2.6.4 Markkostnad

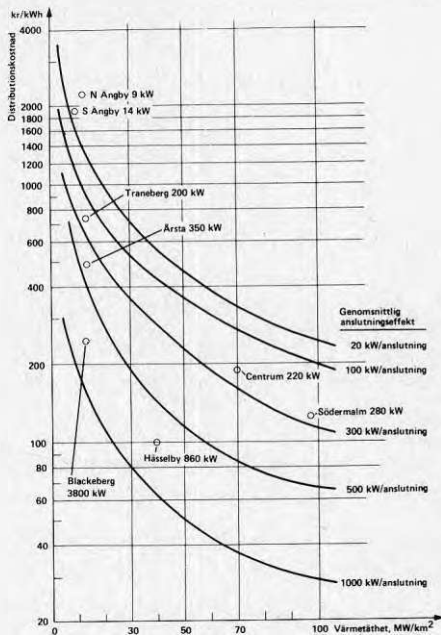
För stadsplanerade områden kostar mark mellan 50 och 150 kr/m² och för icke stadsplanerade områden mellan 5 och 15 kr/m². Solfångarfälten behöver ca 2 m² mark per m² solfångare i den aktiva delen av fältet eller i genomsnitt ca 2.5 m²/m² inklusive underhållsvägar, uppställningsplatser m m. I icke stadsplanerat område blir sålunda markkostnader helt försumbart jämfört med resterande del av solkollektoranläggningen - ofta storleksordning 1 000 kr/m². Dessutom torde det i regel vara onödigt att betala amorteringar för marken eftersom den inte förstörs genom uppställning av solfångarna.

Vid stadsplanerad mark som kostar 100 kr/m², ett markbehov av 2.5 m² per m² solfångare en kapitalkostnad för marken (realränta plus vissa avgifter) på 5 %/år, och en årsproduktion av 500 kWh per m² solfångare, bidrar marken med en investering på 0.5 kr/(kWh/år) och en årskostnad på 2.5 öre/kWh. Figur 2.12 visar att det lönar sig i de två exemplen för Linköping (90 resp 20 GWh/år) att förlägga solfångarna upp till 7.7 km resp 3.5 km från närmaste inkopplingsledning på fjärrvärm nätet för att slippa betala för stadsplanerad mark. Analysen i Kapitel 4 visar att man i praktiken inte behöver flytta så långt för att hitta icke stadsplanerad mark av olika slag lämplig för solfångarfält.

2.6.5 Distributionskostnader

När solvärmecentraler kopplas in på befintliga fjärrvärmenät eller sådana som ändå skulle komma till även utan solvärme, påverkar distributionskostnaden inte solvärmecentralernas konkurrenskraft. För små orter med låg belastnings-täthet är däremot fjärrvärme med konventionella pannor olönsamt på grund av de höga distributionskostnaderna. Solvärmens måste i dessa fall belastas med den oräntabla delen av distributionskostnaden.

Figur 2.13 redovisar ett kostnadssamband mellan konventionella distributionssystem och belastningstätheten samt konsumentens genomsnittliga anslutningseffekt.



Figur 2.13

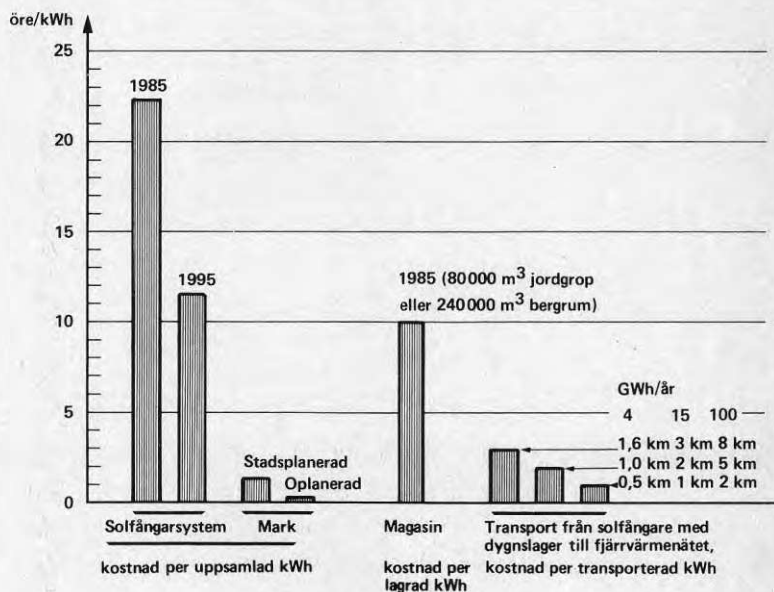
Investeringskostnad i distributionsnät (Stockholms energiverk, Liljekvist 1976 indexjusterat till 1980).

Idag byggs fjärrvärmesystem ned till en belastningstäthet på ca 8 till 15 W/m² mark i olika system. På nittiotalet torde däremot de tills dess höjda oljepriserna och elpriserna leda till att fjärrvärmenät försörjda med billigare produktionskällor än olja kan motiveras för ännu lägre belastningstäthet. Denna tendens kan ytterligare förstärkas genom vidareutveckling av billigare fjärrvärmesystem - en utvecklingsfråga som BFR framtonat i sitt nya programförslag. Främjar detta utvecklingsarbete lågtemperatursystem så förbättras solvärmecentralernas konkurranskraft ytterligare genom de minskade kostnaderna per kWh av solfångarsystem.

2.7 Konkurrenskraften mot andra system

2.7.1 Konkurransen med tung olja

Figur 2.14 sammanfattar i ett stapeldiagram kostnadsbedömningarna refererade i tidigare avsnitt betr olika systemdelar. Kostnaderna redovisas i öre/kWh för såväl 1985 som 1995 års tekniknivå. För solfångarna gäller referenstemperatur 60°C, för lagret det tidigare angivna temperaturförhållandena. Kostnaderna för lagret uttrycks per kWh lagrad energi så att siffran måste t ex halveras för att få kostnaden per kWh levererad energi i fall där lagret bara lagrar hälften av solvärmesystemets nettoenergileverans. Transportkostnaderna har uppgivits för flera avstånd och transporterade energimängder.



Figur 2.14

Relativ storlek av kostnadsposter i solenergisystem (årskostnad).

De fallstudier som behandlas i Kapitel 4 tyder på att man oftast kan hitta icke stadsplanerad mark till en försumbar kostnad inom ekonomiskt tillått transportavstånd. Stapeldiagrammet visar att markkostnaden för icke stadsplanerad mark är försumbart och transportkostnader vid rimliga transportavstånd små i förhållande till kostnaderna för övriga komponenter i systemet.

Redan 1995 ger enligt kostnadsbedömningen, Figur 2.5 solfångarsystem en tillräckligt stor kostnadsfördel jämfört med kostnaden av värmeproduktion från tung olja för att kunna försvara kostnaderna för mark, transportledningar och magasin för en solvärmeandel av ca 75 % av det totala energibehovet i de tre fallstudier som

behandlas närmare i kapitel 4.2 och 5. Så länge konkurrenten i huvudsak är tung olja kan sålunda solvärmecentraler förväntas att erövra en stor marknadsandel under 1990-talet, förutsatt att de här uppskattade kostnadstrenderna blir realiserade.

2.7.2 Konkurransen mot andra energislag

Hetvattenpannor eldade med tung olja svarar idag för den övervägande delen av produktionen på fjärrvärmenät. Oljans höga kostnad och vårt beroende av ett enda energislag skapar dock starka incitament för att byta till andra energiformer. Kol är förmodligen bränslet som tidigast kommer att svara för betydande energibidrag. Det är idag väsentligt billigare än olja och ger en påtaglig besparing även när den ökade investeringskostnaden beaktats. Å andra sidan finns ett hårt tryck från myndigheter och miljöintressen att införa diverse kostnadsökande förbättringar som minskar miljöpåverkan. Vissa experter anser att detta kommer att fortsätta tills priset på koleldad värme bara marginellt understiger priset för oljeeldad värme. Mera sannolikt är att koleldade pannor i varje fall på de större fjärrvärmesystemen kommer att minska kostnaden för värmeproduktionen i viss mån och därigenom även försvåra solvärmecentralernas konkurrans. En följd kan bli att solvärmecentralerna kommer att koncentreras till de mindre orterna som inte kan ta på sig komplikationerna av hanteringssystem för kol och aska.

Även för inhemska energikällor såsom torv, ved eller annan biomassa kan liknande situationer uppstå, dvs priset för värmen i vissa fall understiga värmen från olja, främst vid använd-

ning av lokala förekomster. Då minskar även i dessa fall solvärmecentralernas konkurrenskraft och sannolika marknadsandel.

Sopförbränning kan bara svara för ca 5 % av landets uppvärmningsbehov om alla sopor tillvaratagas på detta sätt. Därför kan på sikt högst 10 % av fjärrvärmebehovet täckas genom sopförbränning. Sopförbränning sker dock i relativt stora centraler som hämtar sopor från en större region än den som förses med fjärrvärme. Därför svarar fjärrvärmeproduktionen från sopor ofta för en betydande andel av dessa näts värmeproduktion, t ex 30 %. I dessa fall (t ex sopförbränningsstationen vid Sävenäs) föreligger värmeöverskott från sopvärme på sommaren, eftersom sopor inte kan lagras. Dyliga sopförbränningsstationer konkurrerar med solvärme om sommarlasten. Finns en stor sopförbränningsstation på ett fjärrvärm nät tvingas sålunda solvärmecentralen att lagra all solenergi som produceras, vilket försenar tidpunkten då solvärme kan slå igenom ekonomiskt på detta system.

Även värmepumpar drivna med el eller andra bränslen kan bli konkurrenter för solvärme. Med de kostnadsantaganden för el som redovisats i avsnitt 2.5 torde dock eldrivna värmepumpar från och med mitten av 90-talet inte kunna konkurrera med solvärme. Mycket beror på den faktiska utvecklingen av elpriset, dvs hurvida kärnkraftutbyggnadsstoppet kommer att bestå och vad priset blir för det näst billigaste bränslet (troligen kol) som får komplettera de befintliga kärnkraftverken eller ev vindkraft om de prognoser (visserligen av många betraktat som optimistiska) som görs i NEs lägesrapport, 1980, om vindkraft skulle slå in (18).

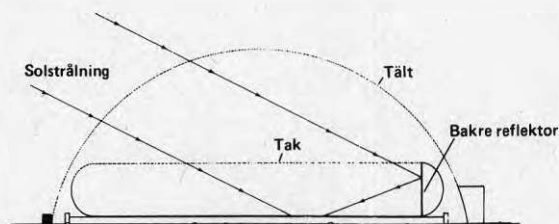
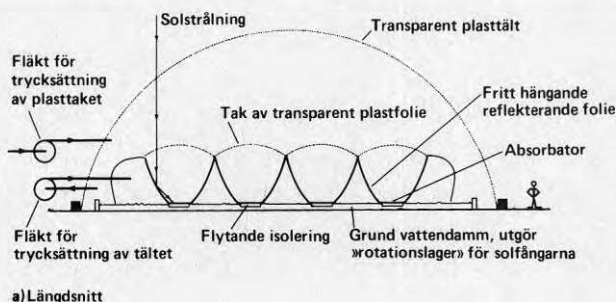
På ännu längre sikt kunde solceller om de infriade vissa förväntningar om fortsatt kraftiga prisminskningar och verkningsgradökningar konkurrera dels i små system (t ex för tappvarmvatten i flerfamiljshus), dels i stora system, ev, som kombinationsceller där även värmen tas till vara inom ett fjärrvärmenät och där solcellernas yta kan begränsas genom användning av billiga koncentrationer. Kombinationsceller kan dock betraktas som en ytterst avancerad typ av solfångare för de i övrigt oförändrade systemen, behandlad i denna utredning.

Sammanfattningsvis kan konstateras att den gradvisa introduktionen av andra bränslen (och ev även andra energislag) än olja torde minska solvärmecentralernas marknadsandel. Ändå bör dessa ha en betydande marknad kvar, särskilt för medelstora och mindre orter.

Den ovan beskrivna trenden av en marknadsminskning för solvärme genom konkurrens från andra bränslen än olja kan motverkas av mera radikala genombrott för solvärmeteknologin, t ex utvecklingen av en solkollektor som principiellt kostar väsentligt mindre än de kostnader med en minskningstakt på initialt 7 % per år senare 3 % per år vi har antagit. Det finns redan idag stora företag som utvecklar tornsystem som menar att vid massproduktion av speglar kommer kostnaderna att minska med ytterligare en faktor 2 (per kWh producerad värme) jämförd med de här antagna kostnaderna för 1995. Stämmer denna bedömning lär solvärmens konkurrera ut de flesta övriga alternativ utan svårighet.

Men det finns även andra förslag om nya solfångar-typer som inte är beroende av produktion i så stor skala men ändå lovar radikala kostnadsminskningar. Slår det för någon av dessa konstruktioner kompenseras inverkan av introduktionen av billigare bränslen.

Ett exempel är en konstruktion bestående av billiga plastfolier uppburna av en luftkudde som bearbetas i Studsvik, Figur 2.15 (20).



Figur 2.15

Exempel på ny angreppsmetod till solfångarproblemet.

2.7.3 Samhällsnyttan

Resonemangen i Avsnitt 2.7.1 och 2.7.2 är baserade på solvärmecentralernas ekonomi ur nationalekonomisk synpunkt i den vanliga snäva bemärkelsen där bara direkta kostnader beaktas. Samhällets kostnader för miljöeffekter, bränsleförsörjningstrygghet, åtgärder för att korrigera handelsbalansen m m försummas med undantag av den del som

reflekteras genom bränsleskatter. När det gäller solvärmens konkurrans med olja har solvärmens klara fördelar i samtliga dessa avseenden som väger tyngre än den partiella kompensation som statsmakterna ger genom att bestraffa annat importerat bränsle med skatt. Beaktas dessa fördelar till fullo genom att räkna med ett ekvivalent högre oljepris än det verkliga priset, förstärks solvärmens konkurrenskraft och "break even" punkten inträffar tidigare än indikerat i Figur 2.5. I huvudsak samma resonemang gäller i konkurransen mot kol, men försörjningstryggheten väger mindre tungt i detta fall och miljöeffekt-erna troligen tyngre.

Är statsmakterna beredda att i sin policy beaktar dessa extra värden av solvärme, ökar solvärmens motiverade marknadsandel ytterligare.

2.8 Betydelsen av ortstorlek och typ

2.8.1 Ortstorlek

För en större stad fordras ett antal stora solfångarfält och årstidslager placerade i en ring kring staden.

För en mindre ort minskas i första hand antalet solfångarfält och lager utan att enhetsstorleken behöver påverkas. Därmed förändras inte den specifika enhetskostnaden av magasin för likvärdiga geotekniska förhållanden. Dock minskar transportavståndet något om den mindre orten har en smalare zon med gles bebyggelse i utkanten och den kortare omkretsen per objekt kan leda till ett snävare val bland lämpliga förläggningsplatser. Den första av dessa faktorer kan något

minska kostnaderna den andra något öka dom.
Ingen betydelsefull nettoskillnad i ekonomin kan
skönjas.

Blir ortstorleken så liten att ett enda värme-
lager används per ort och dessutom lagrets
storlek minskar väsentligt, så ökar dess speci-
fika kostnad påtagligt. Tabellen nedan ger
exempel på de resulterande ökningarna i genom-
snittspris för värme på fjärrvärmesystem vid en
minskning under 4 000 lägenheter (80 GWh),
varvid det antages att lagret är dimensionerat
för att lagra hälften av ortens värmebehov.
Siffrorna är baserade på Figur 2.10.

Tabell 2.4

Kostnadsökning i öre/kWh värme levererad till
lägenheterna vid minskning från 4 000 lägenheter
till:

	1 000 lägen- heter	300 lägen- heter	100 lägen- heter
Bergrumsmagasin	1.7 öre/kWh	4.2 öre/kWh	6.6 öre/kWh
jordgropsmagasin	1.1 "	3.3 "	5.7 "

Som synes blir effekten påtaglig vid radikal
minskning i ortstorlek.

Inverkan av denna kostnadsminskning kan dock
motverkas av följande faktorer:

1. För små orter är det lättare att bygga
sekundärnät för relativt låga temperaturer
än för stora orter där förhållanden
oftast påverkas av befintliga nät i de
centrala distrikten. Lägre användnings-
temperaturer minskar kostnaderna för
solfångarna (med t ex 2.8 öre/kWh för
10°C temperaturreduktion) och värmelagret
eller värmepumpen.

2. Små orter har enklare pannor än stora orter, vilket oftast leder till användning av lätta oljor som är dyrare än tunga oljor. Kostnadsskillnaden mellan E05 och E04 är t ex ca 1 öre/kWh, och skillnaden mellan E04 och E03 2 à 3 öre/kWh.

Sammanlagt kan dessa två faktorer kompensera kostnadsökningen för magasinet, inom området 4 000 till 400 lägenheter.

De största orterna har såsom tidigare nämnts lättare att använda billigare produktionskällor t ex kol, kraftvärmeverk och sopförbränningsverk. Därför kommer solvärmecentraler att ha svårare att bryta sig in i en del av de största orterna.

2.8.2 Belastningstäthet

Har orten för låg belastningstäthet blir fjärrvärmenät för dyra för att kunna betalas av den begränsade produktionskostnadsskillnaden mellan individuella oljepannor för småhus och den gemensamma pannan för ett litet fjärrvärmenät. Idag går denna gräns vid 8 till 15 W/m² anslutningsvärde. Kommer man under denna gräns så belastas en solvärmecentralers ekonomi även med den oräntabla delen av kostnaden av fjärrvärmenätet.

Genom att de mindre orterna oftast har den lägsta belastningstäthet kan denna faktor indirekt bidra till att göra en viss proportion av småorterna oekonomiska för solvärmecentraler.

I framtiden kommer den minsta ekonomiska belastningstätheten av fjärrvärmenät försedda med gemensamma oljeeldade pannor att sjunka genom

utveckling av billigare ledningsteknik. Dessutom kan denna nyare teknik utföras för lägre temperaturer som gynnar solvärmesystemen. Därför blir denna faktor inte lika besvärande i framtiden.

3. GEOTEKNIK OCH DESS BETYDELSE FÖR VAL AV TYP AV VÄRMELAGER OCH DEN SPECIFIKA KOSTNADEN

I avsnitt 2.4 beskrivs de fyra typerna av lager som studerats för denna undersökning. I Bilaga 2 till 5 diskuteras de geotekniska förutsättningarna i Sverige och deras betydelse för tillämpbarheten och kostnaden av de olika typerna. Här sammanfattas slutsatserna.

3.1 Geotekniska förutsättningar för berg- rumslager och djupbergslager

För dessa typer av lager erfordras relativt sprickfritt berg. Villkoren uppfylls i första hand av hårda kristallina bergarter, dvs graniter, gnejser och grönsten medan däremot leptiterna i regel är mindre gynnsamma. Kartan, Figur 3.1, visar att om vi undantar Skåne, Gotland och Öland förekommer de lämpligaste bergarterna nära de flesta tätbefolkade områdena i Sverige. I vissa delar av Värmland och större delen av Småland är förutsättningarna något sämre trots förekomsten av i princip lämplig bergart.

Förhållandena är alltid avgörande för om bergrum går att utföra eller icke, speciellt då det gäller varmvattenlagring, eftersom följande huvudvillkor måste uppfyllas:

1. Bergrummet resp den effektiva delen av djupbergslagret skall ligga under grundvatten ytan.
2. Vatteninläckningen skall vara måttlig.
3. Strömningsgradienten i bergmassan runt bergrummet skall vara låg.

Detta betyder att lagret skall förläggas så att det icke kommer i kontakt med större vattenförande sprickzoner. Detta är speciellt viktigt om strömningsgradienten är hög.

Vilka förhållanden som lokalt råder i detta avseende måste utredas från fall till fall.

För djupbergsmagasinet gäller punkt 1 om man använder ofodrade borrhål. Vid användning av foder som tål tryckskillnad kan dock även den delen av berget som ligger ovanför grundvattennivån användas som lager.

Diskussionen visar att förutsättningar finns för att bygga bergrumslager eller djupbergslager inom rimligt avstånd av fjärrvärmenät för tätorter i de flesta regioner i Sverige. Dock kan man för varje fjärrvärmenät behöva undersöka flera platser förrän man hittat den eller de som är lämpliga. Även inom regionerna där berggrunden består av granit, gnejs och grönsten kan de lokala bergförutsättningarna dessutom påverka kostnadsnivån med ungefär $\pm 25\%$.

3.2 Jordgropslager

För jordgropslager erfordras tillräckligt djupa ytskikt av någorlunda lättgrävd och framförallt stabil jord. Låg grundvattennivå är en fördel för isolerade gropar. Sandåsar är bland de mest fördelaktiga markslag men även morän är gynnsam.

Såsom framgår av Figur 3.2 och 3.3 förekommer dessa jordarter rikligt i Sverige - särskilt morän som är det mest utbredda markslaget. Även

grusåsar finns dock på många håll varför man nära många av tätorterna borde kunna hitta lämpliga grusåsar. Däremot är lera inte lämplig eftersom den tillåter bara mycket flacka slänter.

I kostnadsberäkningen i avsnitt 2.4.1 har vi räknat med magasin som har ett vattendjup på 10 m motsvarande ett djup under marknivå på 4 à 6 m. Dylika djup finns inom en stor del av arealen betecknad med morän resp grusås i Figur 3.2 och 3.3.

För dessa markslag bör man så länge man håller sig ovanför grundvattennivån kunna räkna med en släntlutning på 1:1.5 på insidan där marken täcks av en gummiduk och 1:2 på utsidan med ett krön på 4 m dem emellan. Givetvis fordras packning av jorden för att erhålla stabilitet. Ligger man delvis under grundvattennivån kan ofta grundvattennivån sänkas genom pumpning om inte markens permeabilitet är allt för hög eller närheten till bebyggelsen gör detta olämpligt.

För en magasinsstorlek på 80 000 m³ har kostnaderna för jordarbeten och dränage beräknats till 10 à 20 kr/m³ beroende på markens beskaffenhet. Fordras pumpning för sänkning av vattennivån tillkommer ytterligare några kr/m³ som kapitaliserad kostnad av pumpenergin. I avsnitt 2.4.1 har sålunda räknats med 16±6 kr/m³ totalt.

Tvingas man däremot bygga en del av magasinet under grundvattennivån kan ytterligare kostnader tillkomma för inkapsling av isoleringen - eller i oisolerade magasin för en kjol omkring magasinet som "låser in" det uppvärmda grundvattnet, dvs förhindrar utbredning i horisontell riktning.

Även dessa åtgärder medför dock begränsade merkostnader jämfört med den totala direkta kostnaden på ca 80 kr/m³.

3.3 Djuplarmagasin

Såsom framgår av Figur 3.5 finns mäktiga skikt av lera främst i Bohuslän samt vid vissa äldre floddalar där några av landets större tätorter är belägna. Mäktigheten varierar mellan 20 m och ca 5 m. Mycket djupa skikt (ca 30 m) finns bl a vid Kungsbacka där det första lagret av denna typ byggdes (15) och nära Linköping där lera nu bryts för produktion av Leca.

Kostnadsexemplet i avsnitt 2.4.3.2 är baserad på ett magasineringsdjup på 20 m. Blir djupet mindre ökar de specifika värmeförlusterna samt kostnadsandelen från de sammanbindande rörsystemet ovanför mark. Dess kostnadsbidrag är dock måttlig varför lagerdjup ned till ca 10 m fortfarande ger acceptabla kostnader och förluster i de flesta fall. Är diametern begränsad kan värmeförlusterna till grundvatten begränsas genom att anlägga en kjol med samma teknik som den som tillämpas för nedtryckning av själva kylkanalerna.

Som helhet konstateras att för denna typ av lager särskilt gynsamma förhållanden förefaller vara begränsade till Bohuslän och vissa områden av begränsad utsträckning. Därför torde denna typ av lager ha en något mera begränsad tillämpning för stora system än de övriga typerna.

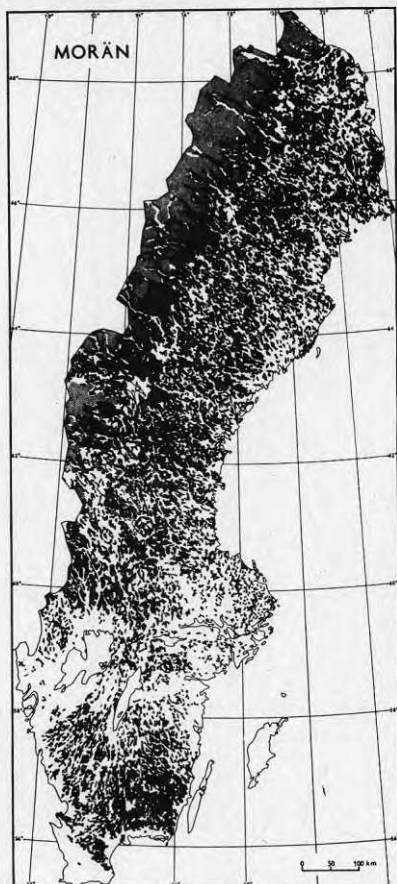
Tekniken att införa kanaler i lera är enkel och känd. Däremot är inverkan av temperatur på

lerans hållfasthet mindre väldokumenterad varför osäkerhet ännu råder betr det maximalt tillåtbara temperaturerna i denna typ av lager.

3.4 Sammanfattning

Diskussionen i detta kapitel visar att de flesta av Sveriges regioner har berggrund eller ytmarkslag som lämpar sig för någon av lagertyperna. De lokala förhållandena kan dock avvika betydligt från de inom regionen förhärskande markslaget varför man vid varje tillämpning får göra lokala undersökningar för att få fram de bästa möjligheterna. Därför är det svårt att från den begränsade kartstudien som utförts inom detta projekt uttala sig mera definitivt om den relativa frekvensen av gynnsamma markförhållanden för de olika typerna av lager.

Figur 3.1



Moränen är landisens avlagring, den vanligaste av alla våra jordarter. I de flesta fall underlagrar den även de övriga jordarterna. Enda undantaget är när någon av dessa, t ex lera, vilar direkt på berggrunden. Kartan borde därför ha varit nästan helt svart. På denna bild har moränleran icke räknats som morän. Den redovisas på kartan över lera (jfr Skåne, Öland, Gotland och Jämtland, sid 548).
Grå yta = kalfjäll.

Kartan hämtad från:
Magnusson, Lundqvist, Granlund:
"Sveriges Geologi"

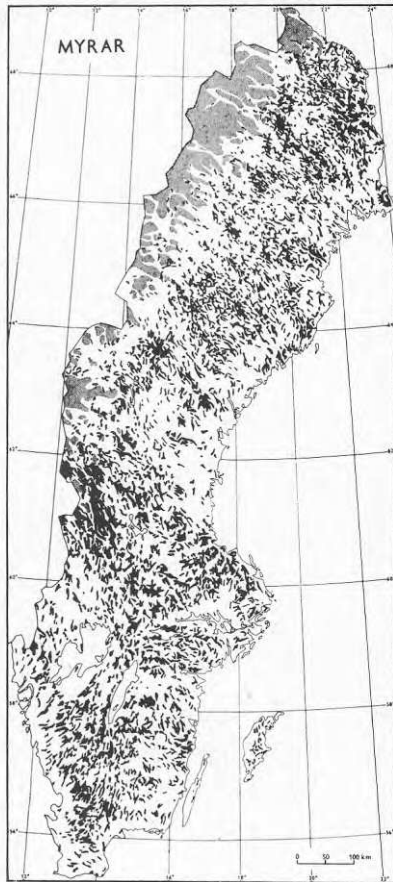
Figur 3.2



Isälvsavlagringar:
rullstensåsar och vissa deltan. Oaktat åsarna är mycket smala har bredden måst göras betydligt överdriven. Avståndet mellan åsarna är därför i naturen större än kartbilden synes utvisa.
Grå yta = kalfjäll.

Kartan efter:
"Atlas över Sverige" blad 17-18.

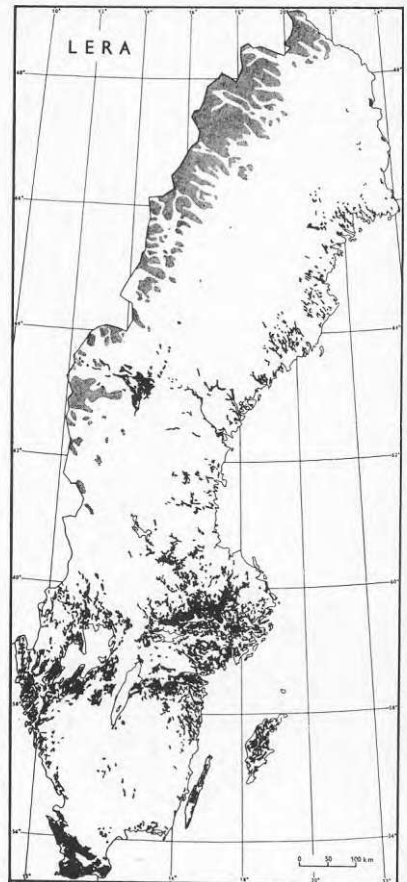
Figur 3.3



Myrarna, torvmarkerna, synes vara samlade till större ytor inom vissa områden (norra Skåne, väster om Vättern, västra Dalarna, Jämtlands silurområde, Kirunatrakten). Nykarteringen i Jämtland visar emellertid, att även området upp emot fjällen är mycket rikt på myrar. Möjligen är det likadant inom övriga Norrland. Grått = kalvfjäll.

Kartan efter:
"Atlas över Sverige" blad 41-42.

Figur 3.4



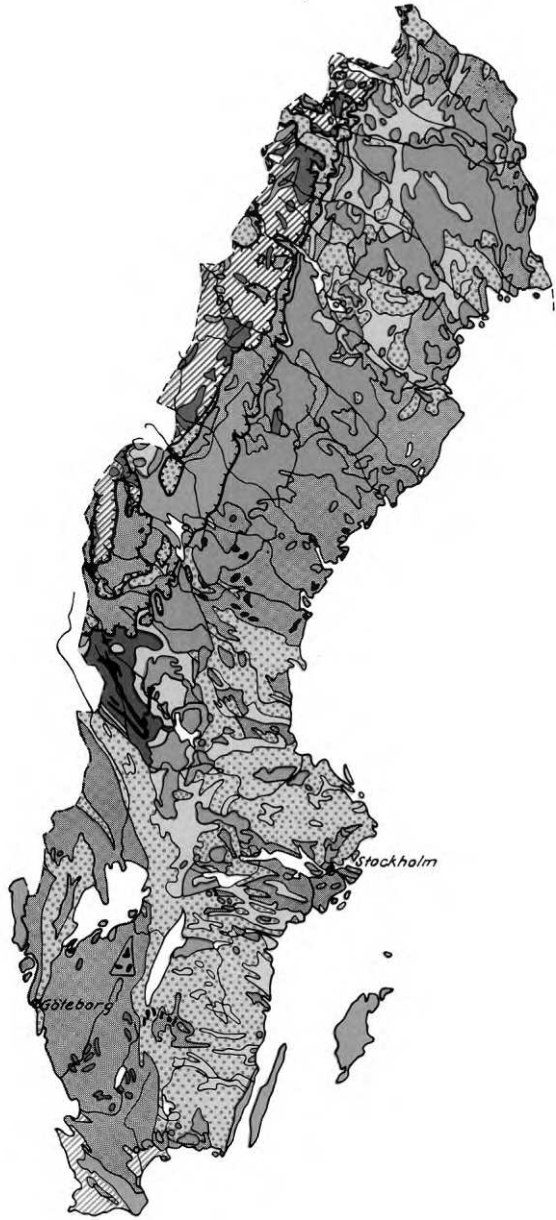
Leran redovisas här kollektivt, alltså både glaciallera (varvig lera) och postglacial lera. Därtill kommer moränlera (Skåne, Öland, Gotland och Jämtlands Storsjöområde), vilken under vissa omständigheter knappast kan skiljas från sedimentär lera. Inom Norrland torde en stor del av lerbeteckningen markera både mjåla och finmo. Grått = kalvfjäll

Kartan efter:
"Atlas över Sverige" blad 15-16.

Figur 3.5

Geologisk karta över Sverige. (SGU) →

-  Mesozoiska sedimentbergarter
-  Paleozoiska (kambrosiluriska) sedimentbergarter
-  Fjällkedjans sevekölibergarter
-  Diabas
-  Jotnisk sandsten
-  Yngre granit
-  Äldre granit
-  Grönsten, amfibolit
-  Gnejs, äldre sedimentbergarter
-  Leptit, porfyr



4. SAMHÄLLSPLANERING

4.1 Inventeringsmetod

4.1.1 Problembeskrivning

Med de systemlösningar som beskrivs i kapitel 2 fordrar en långtgående användning av solenergi i centrala försörjningssystem, såsom fjärrvärmenät och mindre nät för individuella bostadsområden, att relativt stora solfångarfält placeras på lämpliga markytor, varvid man kan acceptera en placering utanför de tätbebyggda områden, om värmetransportavstånden blir måttliga. Dessa solfångarfält ställer stora krav beträffande disponibla markytor - dvs ca $200 \text{ m}^2/\text{kWh}$ per år värmebehov eller i runda tal 100 m^2 per lägenhet med ett värmebehov på $20\,000 \text{ kWh/år}$. När det gäller värmelager så ligger berggrumsmagasin under mark och ställer sålunda inga krav på disponibel markyta. Gropmagasin däremot leder till en upphöjning av marknivån inom ett visst område. För ett fall där hälften av den producerade solenergin behöver lagras och värmemagasinet är 10 m djupt och lagrar 90 kWh/m^3 fordras (med typiska dimensioner) 800 kWh/m^2 lockyta, motsvarar lockytan 25% av erforderlig markyta för placering av solfångare. Eftersom solfångare effektivt kan placeras på magasinets lock leder dock gropmagasin ej till en nämnvärd ökning av anspråken på yta för solfångarfält och värmelager.

När det gäller djupmarklager så fordras ett rör-system i marknivå. I vissa fall kan det grävas ned i markens övre skikt, varvid marken då blir tillgänglig för andra ändamål - t ex placering av solfångare. Även när man önskar ha direkt

tillgång till ledningarna för underhåll och placerar dem sålunda fritt ovanför marken, kan solfångare placeras på ett fakverk ovanför så att marken kommer till en viss användning. Djupbergslagret är dessutom mycket djupt (ca 100 m), varför markarealen är mycket liten i förhållande till solfångarfältens markbehov.

Det är således solfångarfältens behov av markareal som vanligtvis blir den mest väsentliga faktorn att beakta i samhällsplaneringen. Därvid bör inte enbart det direkta markbehovet för placering av solfångarna beaktas, utan även erforderlig mark där man önskar begränsa bebyggelse, trädplantering m m för att undvika skuggning.

Huvudintresset ur samhällsplaneringssynpunkt blir att kartlägga i vilken utsträckning och hur markanvändningsintressen och restriktioner av skilda slag kan kombineras med intresset för mark som är speciellt lämplig för placering av solvärmecentraler, särskilt solfångarfält.

Markanvändning

Nuvarande och planerad markanvändning är intressant av bl a följande anledningar:

- För att kunna utläsa var och när ny bebyggelse är planerad.
- För att förstå varför vissa friytor är outnyttjade idag (t ex reservat av olika slag)
- För att kunna göra överslagberäkningar för dimensionering av olika system (täthet, typ av bebyggelse etc)

Konkurrerande och alternativ markanvändning påverkar bl a bedömningar av kostnaden för marken.

Restriktioner

Restriktioner kan försvåra och ibland omöjliggöra utnyttjandet av viss mark. Det kan t ex vara:

- Juridiska hinder av olika slag (t ex fastställda detaljplaner, ägoförhållanden)
- Bevarandeintressen som avser t ex kulturminnesvård och naturvård.
- Estetiska hinder bl a i känslig landskaps- och bebyggelsemiljö
- Restriktioner av skyddskaraktär, t ex säkerhetszon med hänsyn till brand- och explosionsfara

"Lämplig mark"

Med beteckningen "lämplig mark" för placering av solvärmecentraler avses följande:

- Markytan skall ha tillräcklig storlek för ett rationellt utnyttjande för en stor anläggning
- Avståndet bör vara förhållandevis litet till det fjärrvärmenät eller den bebyggelse som skall värmeförsörjas
- Goda geotekniska förutsättningar önskas (för värmelager) såsom mycket lättschaktade massor och gynnsam topografi, respektive ett mycket tätt berg
- Orientering och lutningsförhållanden skall vara lämpliga (solfångarfält) och skuggfrihet råda från omgivningen
- Visst vindskydd skall föreligga särskilt vid användning av enkla oglasade typer av solfångare

- I första hand studeras samlokalisering av magasin och solfångarfält

4.1.2 Studier på olika planeringsnivåer

Riksnivån

Det är osannolikt att solvärmesystemen kan få någon större inverkan på bebyggelsens utveckling eller Ortsstrukturer i riksperspektiv. Därför utförs ej särskilda studier på riksnivå inom detta kapitel.

Tätortsnivån

Med tätortsnivå menas en planeringsnivå som normalt omfattar centralorten i kommunen. Redovisningar som görs på denna nivå kallas vanligtvis för generalplan, i vissa fall tätortsplan eller kommundelsplan. Aktualiteten och omfattningen av innehållet i en generalplan varierar mycket mellan olika kommuner (tätorter).

Tätortsnivån är i det här sammanhanget den mest intressanta planeringsnivån vid val av lokalisering, systemval och försörjningsnivå för en hel ort.

Områdesplanenivån

Områdesplaner upprättas t ex inför en tätortsutbyggnad och omfattar vanligtvis bara en mindre del av en tätort. Planerna visar i grova drag hur områdena kan användas för bebyggelse, vägar och grönområden.

En områdesplan har vanligtvis en god detaljeringsgrad (bättre än en generalplan). Relativt noggranna bedömningar kan därför göras av en lokaliseringslämplighet, lägesbestämning, ytbedömning m m med

hjälp av planens information. Områdesplanenivån är den naturliga planeringsnivån då man mer exakt skall göra bedömningen beträffande placering av en stor solvärmecentral.

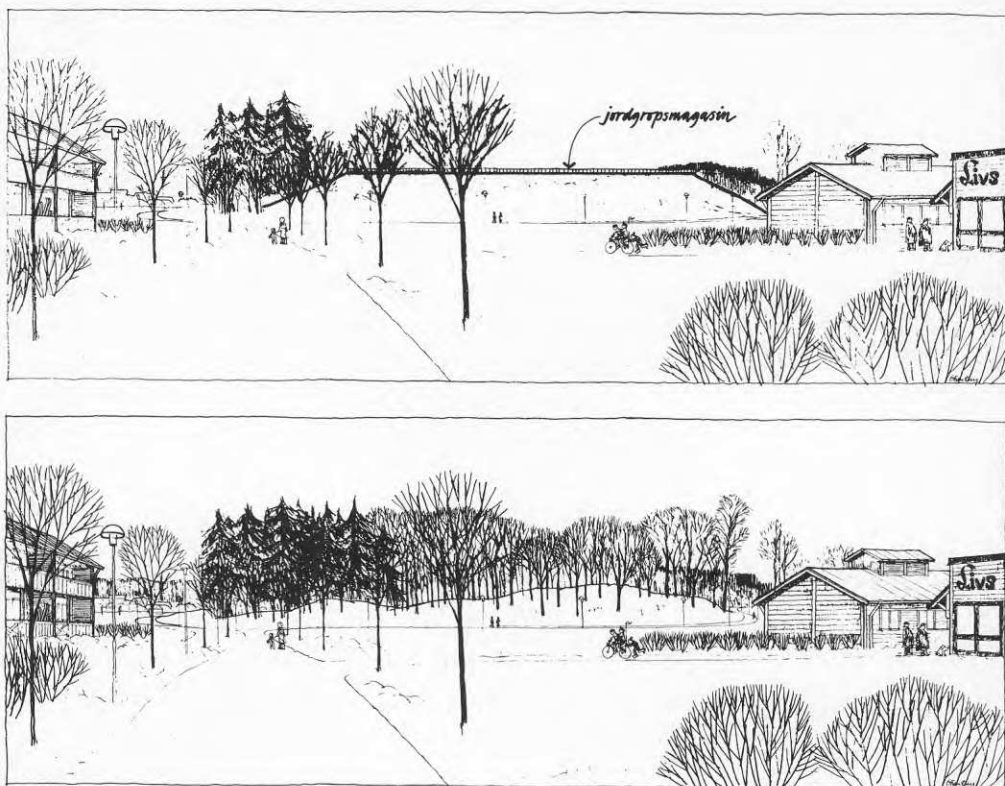
4.1.3 Arbetssätt

Letandet efter lämpliga markområden måste utföras i ett flerstegsförfarande.

Man kan inte finna "idealiska" lägen för en solvärmearläggning genom generella inventeringar på riksnivå. Möjligen kan vissa extremt gynnsamma, lokala förutsättningar (t ex grönstenspartier för bergrum) ge sådana utfall.

På tätortsnivå bör man emellertid kunna finna områden inom vilka bra lägen troligtvis kan finnas. För att med någorlunda säkerhet kunna uttala sig om att mycket gynnsamma förhållanden föreligger krävs dock en detaljerad utredning av de lokala förutsättningarna inom ett mindre delområde.

Följande exempel visar hur man på områdesplanenivå i detalj kan studera konsekvenserna av olika förslag till lokalisering. Bilderna illustrerar ett jordgropsmagasin förlagt inom kvartersmark i ett bostadsområde. (Områdesplan för Kasen-Kurveröd, Uddevalla).



Figur 4.1

Konsekvens vid lokalisering av jordgropsmagasin inom ett bostadsområde.

Med den lokaliseringsmetod som mera allmänt antagits i denna utredning blir dock magasinet oftast förlagd utanför de bebyggda områdena varför konsekvensen minskar.

Det stegvisa sökandet kan illustreras med följande tabell:

Tabell 4.1

Arbetsätt vid sökandet efter lämpliga markområden

Framtagande av tillgängligt utredningsmaterial, t ex kartor. Begränsning av utredningsområdet.	Tätortsnivå
Preliminär indelning i områden enligt "listan" och noteringar om vilken information som saknas.	"
Kontakt med kommunala tjänstemän för att klarlägga det aktuella planläget - Revidering av områdesindelningen.	"
Beskrivning av områdena. En preliminär totalbedömning för tätorten kan göras.	"
Bedömning av vilka områden som skall bli föremål för fortsatt utredningsarbete. Modeller för solfångarfält och värmelager prövas.	"
Detaljerad utredning av lokala förhållanden inom valt område	Områdesplanenivå
Förslag till lokalisering av anläggningen (inom området). Totalbedömning för tätorten.	"
Förprojektering av anläggningen.	Anläggningsnivå

4.1.4-----Checklista

För studierna har en checklista över olika "marktyper" (eller friytor) tagits fram. Den kan lämpligen användas vid det succesiva sökandet efter lämpliga områden.

1. Impediment
2. Befintlig ler- eller grustäkt
3. Kommunal tipp
4. Bullerzoner vid genomfartsleder
5. Skyddszoner vid skjutbanor och flygplatser
6. Optionsområden och ej utnyttjade delar inom nyare industriområden
7. Stora industritak (bef industri)
8. Rekreatjonsmark med lågt utnyttjande
9. Militärt övningsområde med lågt utnyttjande
10. Skogsbruksmark
11. Hällmark
12. Jordbruksmark med låg produktivitet
13. Jordbruksmark med högre produktivitet
14. Övrigt

Kommentarer till listan över marktyper

1. Impediment

Mark som saknar egentlig markanvändning. Restmark som av olika anledningar ej har kunnat ges ett rationellt utnyttjande.

2. Befintlig ler- eller grustäkt

Framför allt grustäkter är speciellt gynnsamma. Även här är det lagerekonomi och ekonomi för återställningsarbeten efter nedlagd täktverksamhet, som kan samverka. Eventuellt kan man även samordna tippverksamhet under återställningsskedet. I bästa fall fungerar den färdigutnyttjade täkten som magasin utan något ytterligare schaktarbete.

3. Kommunal tipp

Genom en väl planerad samordning kan den kommunala tippen arrangeras så att man successivt bygger upp stommen till ett värmelager. Därmed kan ekonomin för lagrets uppbyggnad hållas nere samtidigt som man får en utmärkt lösning av återställningsarbetet för tippen.

4. Bullerzoner vid genomfartsleder

Bullerzoner kan användas där de har tillräcklig omfattning för ett rationellt utnyttjande.

5. Skydds zoner vid skjutbanor och flygfält

För att man skall kunna ta i anspråk dessa zoner för solfångarplaceringar måste man först klarlägga säkerhetsaspekterna - t ex hur risken för bländning skall elimineras.

6. Optionsområden och ej utnyttjade delar inom nyare industriområden

Denna typ av områden som kan utnyttjas under en begränsad tidsperiod t ex 5 - 10 år blir speciellt intressanta då "mobila" solfångaranläggningar av enklare typ kan användas.

Om energiproduktion kommer att högprioriteras kan man även konkurrera med annan typ av industri inom etablerade industriområden.

7. Stora industritak

Stora industritak kan med fördel användas att placera solfångare på. Speciellt lätta solfångartyper är att föredra. Av praktiska skäl bör takytan per industri vara stor, eftersom de juridiska och avtalsmässiga frågorna annars kan bli alltför besvärliga att lösa.

8. Rekreatjonsmark med lågt utnyttjande

Inom större rekreatjonsområden kan man troligtvis finna delar som har lågt utnyttjande. Det kan bli a förekomma områden som mer tjänar som buffertzoner än "aktiv" rekreatjonsmark.

9. Militärt övningsområde med lågt utnyttjande

Det är troligt att man kan hitta delområden med lågt utnyttjande som exempelvis skulle kunna arrenderas för en tidsperiod. Intill skjutbanor och liknande anläggningar finns skydds zoner som kan användas med beaktande av säkerhetsfrågorna.

10. Skogsbruksmark

Röjningsarbetena kan komma att påverka anläggningskostnaderna allt för mycket. Om solfångarfält placeras inom skogsbruksmark ställer dessutom rymdfriheten krav på skuggfrihet från stora delar av omgivningen.

11. Hällmark

Denna marktyp förekommer främst på västkusten i kustnära områden.

12. Jordbruksmark med låg produktivitet

Härmed avses jordbruksmark som av lantbruksnämnden värderats till klass 5 eller lägre. (Bästa värden = klass 7). Konflikten med jordbruksintressena kan bedömas vara mindre här än i de fall marken givits de högsta värdena.

13. Jordbruksmark med högre produktivitet

Härmed avses jordbruksmark som av lantbruksnämnden värderats till de högsta klasserna (6 och 7). Ju högre prioritet som alternativ energiproduktion kommer att ges, desto större blir möjligheten att utnyttja även högproduktiv jordbruksmark.

Beskrivning av områdena

För bedömning av områdenas förutsättningar görs en mer noggrann beskrivning av dem.

Följande punkter är härvid av intresse att beskriva:

- Nuvarande markanvändning
- Planerad eller alternativ markanvändning
- Bedömning av det potentiella energibidraget
- Beskrivning av restriktioner, t ex:

fastställda planer
 förordnande el dyl
 bevarandeintressen
 miljöintressen
 övrigt

- Beskrivning av de tekniska förutsätt-
ningarna

avstånd till befintligt fjärrvärmenät
 avstånd till bebyggelse
 tillgänglighet (väg m m)
 teknisk försörjning (el, VA)

- Beskrivning av markens förutsättningar

geoteknik
 topografi
 vegetation (rymdfrihet)

- Beskrivning av övriga förutsättningar

markägoförhållanden
 markpris etc

4.2 Fallstudier

4.2.1 Val av referensorter

Man kan antaga att ortstorleken har en viss betydelse för hur och var man kan finna så kallad lämplig mark för solvärmecentraler. Det bedömdes därför som lämpligt att få en viss spridning på ortstorlekarna vid val av referensorter.

Av landets 278 kommuner har:

71 st mer än 30 000 invånare
 142 st mellan 10 000 och 30 000 invånare
 65 st mindre än 10 000 invånare

Vi har preliminärt valt ut några orter i storleksklasserna:

ca 100 000 invånare
 ca 30 000 invånare
 < 10 000 invånare

från Svenska Värmeverksföreningens publikationer "Kraftvärme 1975" och "Plan 80" har uppgifter om fjärrvärme och kraftvärme hämtats.

Preliminärt utvalda orter redovisas i följande tabell:

Tabell 4.1

Data för några orter med ca 5 000, 30.000 respektive 100 000 invånare.

Ort	Antal inv (1976)	Utbyggd fjärrvärme	Utbyggd kraftvärme (dec 1979) MWv	Planerad kraftvärme MWe	Planerad kraftvärme
Linköping	109 236	Ja	220	89	1985, 1996
Borås	105 177	Ja	100	30	1980, 1990
Örebro	117 837	Ja	300	140	1990
Jönköping	108 500	Nej			1987
Partille	27 151	Ja			-
Lerum	28 162	Ja			-
Kungälv	28 311	Nej			-
Alingsås	27 791	Nej			-
Kungsbacka	38 353	Nej			-
Orsa	7 005	Nej			-
Gullspång	6 923	Nej			-
Linghem	2 000	Nej			-

Av resursskäl var det nödvändigt att välja mellan att genomföra en översiktlig analys för samtliga preliminärt utvalda orter eller en mer detaljerad analys för t ex tre orter. Det senare alternativet valdes, och de tre orter som föreslogs var Linköping, Kungsbacka och Linghem. Därigenom fick man tre storleksklasser representerade. Man fick vidare exempel från en ort med utbyggd fjärrvärme (Linköping), en ort med planerad fjärrvärme (Kungsbacka) och en ort där man saknar och ej planerar utbyggnad av fjärrvärme (Linghem).

Tabell 4.2

Kompletterande data för studerande referensorter.

	Linköping	Kungsbacka	Linghem
Antal invånare i tätorten 1975 (FoB)	80 274	11 986	1 655
Antal invånare i tätorten 1990 (prognos)	83 000	16 000	2 600
Antal lägenheter 1975, totalt	37 935	4 500	475
Antal lägenheter i småhus, 1975	5 853	1 845	402
Antal lägenheter 1990 (enligt prognos)	42 000	6 000	800
Bostadsbebyggande 1980 - 1985 i antal lägenheter per år	590	100	50
Tätortens yta (ha)	ca 2 500	ca 675	ca 120
Täthet = antal lägenheter/ha	17	9	7
Totalt värmebehov (GWh/år) Prognos för 1990	1 200	150	20
Värmetäthet (kWh/m ² , år) (Genomsnitt för hela tätorten)	48	22	17

4.2.2 Linköping

Tillgängligt utredningsmaterial

Av det kartmaterial som kunde tas fram före det att kontakt togs med kommunen, var den topografiska kartan (1:50 000) aktuell (ajourhållen) medan den ekonomiska kartan var helt oanvändbar (från 1947).

Kommunen har en bra översiktskarta från 1976 som kan fås i skalorna 1:10 000, 1:5 000 och 1:4 000, och som täcker all tätbebyggelse inom kommunen.

Förutom grundkartor tillhandahöll kommunen följande utredningsmaterial:

- Värmeplan, som bl a visar fjärrvärmenätets utbredning
- Bostadsförsörjningsprogram, som bl a visar var och i vilken omfattning ny bostadsbebyggelse planeras 1980 - 1984
- Inventering av jordbruksmarkens värde
- Förslag till industribyggnadsprogram, som visar var och när industriområden planeras bli utbyggda 1980 - 1989

Utredningsområdets avgränsning

En yttre gräns för utredningsområdet valdes till 3 km från de delar av fjärrvärmenätet som har en ledningsdimension på 300 - 600 mm.

Kontakt med kommunen

Kommunala tjänstemän på stadsbyggnadskontoret (generalplaneavdelningen) och tekniska verken har deltagit i projektet.

Ett preliminärt utkast till val av områden har bearbetats under några arbetsmöten. Tjänstemännens detaljkunskaper om markanvändning, restriktioner m m har tillsammans med geoteknikernas synpunkter legat till grund för det slutliga valet av 13 områden. Områdena beskrivs i bilagan.

Med användande av föreslagna områden skulle man således kunna få ett energibidrag av ca 500 GWh/år, vilket motsvarar ca 40 % av tätortens totala fjärrvärmebehov för 1990 (1 200 GWh/år). Medelvärde på värmetransportavståndet är därvid bara 1.1 km. Med en uppskattad utökning av sökområdet från det tillämpade värdet, 3 km, till ett större värde t ex 5 km, torde 75 % av det totala energifjärrvärmebehovet kunna täckas i enlighet med antagandet i den ekonomiska analysen, kapitel 5, fall 2.

Endast ett område (nr 13) är föreslaget på mark som idag enbart används för jordbruksändamål. Eftersom Linköping gränsar till jordbruksbygden "Östgötaslätten" finns det stora arealer jordbruksmark inom utredningsområdet.

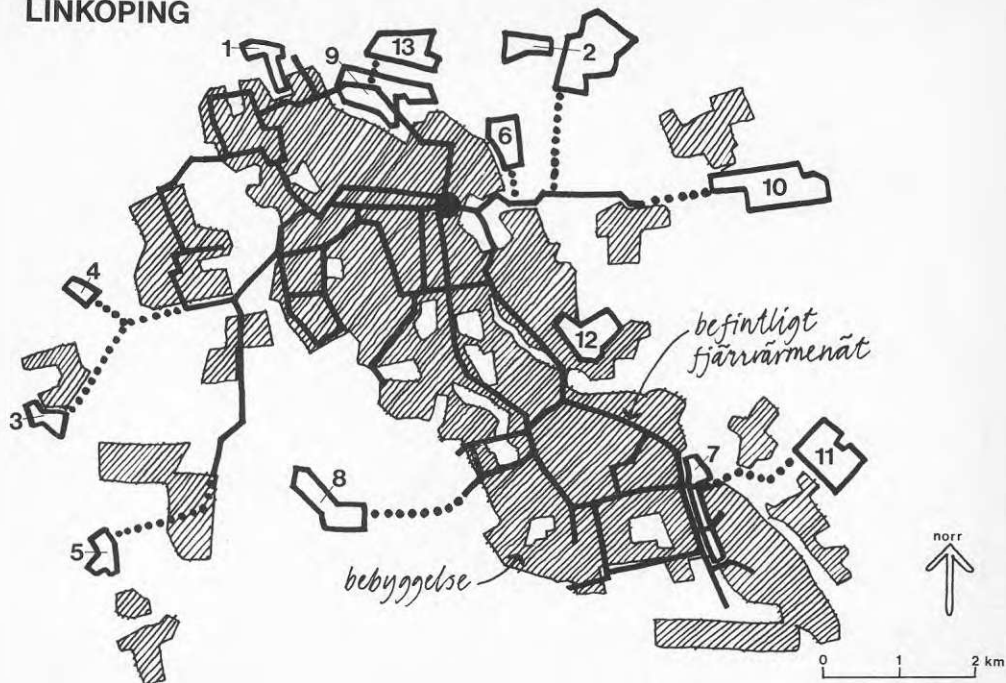
Om man hamnar i en sådan försörjningssituation att energiproduktion med solvärme kommer att högprioriteras - till förmån för jordbruksintressena - finns det jordbruksmark att tillgå av tillräcklig areal och på mycket kort avstånd.

Tabell 4.3

Sammanställning över undersökta markområden i Linköping.

Område	Beskrivning	Solfångarfält	Magasin	Avstånd till fjärrvärmenät (km)	Potentiellt energibidrag GWh/år
1	Impediment vid Tornby/Skäggetorp	Ja	-	0.5	25
2	Leca-området. Lertäkt och soptipp	Ja	Ja	1.5	50
3	Grustäkt (med asfaltverk som skall läggas ned) söder om Jägarvallen	Ja	Ja	2.5	15
4	Grustäkt (med asfaltverk). På F3s mark, Malmen	Ja	Ja	1.5	10
5	Grustäkt väster om Lambohov	Ja	Ja	2.0	25
6	Kallerstad-området. Äldre soptipp, nödlandningsstråk m m	Ja	Ja	0.5	30
7	Bullerzon utmed Brokindsleden	Ja	Ja	-	30
8	Skyddszoner intill skjutbanorna på det militära övningsfältet, Smestad	Ja	Ev	2.0	30
9	Utbyggnadsreserv inom Tornby industriområde	Ja	-	-	50
10	Industrimarksreservat för Malmskogens industriområde	Ja	-	1.0	115
11	Industrimarksreservat för Sviestad industriområde	Ja	-	1.5	60
12	Industritak, SAAB	Ja	-	-	20
13	Jordbruksmark norr om motorvägen, Tornby	Ja	Ja	1.0	75
	Totalt				535
	Medelvärde			1.1	41

LINKÖPING



Undersökta markområden i Linköping.
(Se Tabell 4.3.)

Av bostadsförsörjningsprogrammet framgår att tätorten planeras byggas ut med 2 350 lägenheter till 1984. Det innebär en genomsnittlig utbyggnadstakt på ca 600 lägenheter per år under närmaste femårsperioden. Utbyggnaden är framför allt koncentrerad till områdena Lambohov och Ullstämna.

4.2.3 Kungsbacka

Tillgängligt utredningsmaterial

Den topografiska kartan (1:50 000) för Kungsbacka är aktuell (ajourhållen).

Kommunen har för hela tätorten så kallad ortofotokarta och dessutom aktuella översiktskartor i skalorna 1:10 000 och 1:4 000.

Under arbetet har även följande utredningsmaterial varit tillgängligt:

- Bostadsförsörjningsprogram
- Fjärrvärmeutredning
- Utredningsmaterial för tätortsplanering

Utredningsområdets avgränsning

Utredningsområdet har begränsats till ett område inom högst 3 km från planerat fjärrvärmenät.

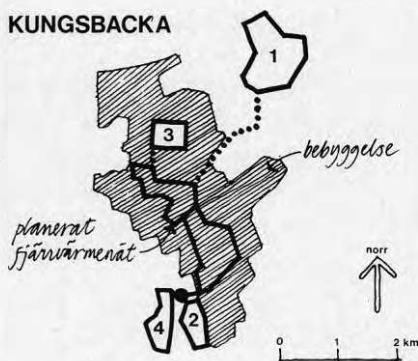
Kontakt med kommunen

Kommunala tjänstemän (plankontoret) och förtroendemän (kommunalråd) har deltagit i projektet.

Valet av områden har framför allt skett med utgångspunkt från var speciellt gynnsamma geotekniska förutsättningar finns. Kommunens inriktning från tidigare projekt (värmelagring i lera) har också varit bestämmande för valet. Varje område finns beskrivet i bilagan.

Tabell 4.4

Undersökta markområden i Kungsbacka.



Område	Beskrivning	Solfångarfält	Magasin	Avstånd till fjärrvärmenät (km)	Potentiellt energibidrag GWh/år
1	Voxlövberg. Grönstensberg med mycket goda geotekniska förutsättningar	Ja	Ja	2.0	40
2	Berget norr om Hammargård	Ja	Ja	0	25
3	Varla. Industrimarksreservat. Lerjord.	Ja	Ja	0.5	40
4	Jordbruksmark väster om Hammargård	Ja	Ja	0	40
Totalt					145

Med användande av föreslagna områden skulle man således kunna få ett energibidrag av ca 145 GWh/år, vilket kan jämföras med tätortens totala fjärrvärmebehov för 1990 som är ca 50 GWh/år.

Kungsbacka gränsar till stora arealer jordbruksmark. Tillgången på mark för solvärmecentraler är därför mycket god även på korta avstånd om energiproduktion kommer att prioriteras framför jordbruk.

Av bostadsbyggnadsprogrammet framgår att utbyggnaden i tätorten planeras till 514 lägenheter till 1984. Det innebär en genomsnittlig utbyggnadstakt på ca 100 lägenheter per år under närmaste femårsperiod.

Utbyggnaden är framför allt koncentrerad till områdena Varla, Fors och Västra Hammerö.

Det finns ännu inga beslut om när eller hur fjärrvärmeutbyggnaden skall ske. Redovisat planerat fjärrvärmenät illustrerar hur nätet visas i den mest aktuella utredningsskissen.

4.2.4 Lingham

Lingham är en tätort som ligger inom Linköpings kommun. Tillgängligt utredningsmaterial och kommunala kontakter överensstämmer därför med vad som redovisas för Linköpings tätort. Områdesplanen för Lingham kompletterade utredningsmaterialet.

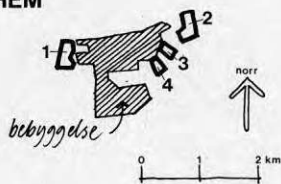
Utredningsområdets avgränsning

Utredningsområdet har begränsats till ett område inom högst 2 km från nuvarande bebyggelse.

Tabell 4.5

Undersökta markområden i Lingham.

LINGHEM



Område	Beskrivning	Solfångarfält	Magasin	Avstånd till fjärrvärmenät (km)	Potentiellt energibidrag GWh/år
1	Impedimentsmark mellan nya vägen till Vårdsberg och friluftsbadet	Ja	Ja	0.5	13
2	Skyddszon vid skjutbanan	Ja	Ja	1.0	13
3	Reservmark för industri	Ja	Ja	0.5	8
4	Reservmark för bostadsbebyggelse	Ja	Ja	0.5	5
Totalt					39

Inom föreslagna områden skulle man således kunna få ett energibidrag på ca 31 GWh/år, vilket kan jämföras med tätortens totala värmebehov för 1990 som är ca 10 GWh/år.

Enligt bostadsförsörjningsprogrammet planeras en utbyggnad av 200 lägenheter till 1984, vilket motsvarar en utbyggnadstakt på ca 50 lägenheter per år. Detta är en onormalt hög utbyggnadstakt jämfört med andra tätorter av samma storleksklass.

4.3 Slutsatser

Samhällsplaneringsstudierna ingår endast som en mindre del i detta projekt. Detta innebär att någon genomgripande analys av frågeställningarna ej har varit möjlig att genomföra. Arbetet har därför kommit att framför allt inriktas på metodutveckling samt vissa fallstudier för att, trots de begränsade resurserna, få ett visst djup på studierna.

Fallstudierna har visat att det är mycket svårt att hitta "lämplig mark" för lokalisering av stora solvärmecentraler inom stadsbebyggda områden. Nästan all mark används redan och på ett sådant sätt att en solvärmecentral har svårt att konkurrera om markanvändningen.

Vissa "fria ytor" förekommer inom stadsbebyggelsen. Dessa används dock vanligen intensivt som parker, rekreatiomsområden, planteringar m m. Rena impedimentsytor förekommer endast till mycket liten del (t ex branta bergssluttningar) och är antingen för svåra att utnyttja, eller består av för små samlade arealer.

Stora värmelager i bergrum är, eftersom de inte konkurrerar med annan markanvändning, lätta att placera in i stadsbebyggelsen.

Fallstudierna visar att det är möjligt att finna tillräckligt med lämplig mark för solvärmecentraler. Tillgängligheten till föreslagna områden är emellertid svår att bedöma. Man kan dock förvänta att ett ökat intresse för att utnyttja jordbruksmark kommer att uppstå, speciellt om en hög försörjningsgrad väljs.

Markanvändningskonflikten mellan jordbruksintressen och solvärmecentraler är av generell art. Övergripande riktlinjer bör därför utarbetas (på riksnivå) för att bedömningar och prioriteringar på kommunnivå skall kunna göras på ett enhetligt sätt.

Letandet efter speciellt lämpliga markområden för placering av stora solvärmecentraler måste göras stegvis. På tätortsnivå kan översiktliga studier ge anvisningar om lämpliga lägen. För att med full säkerhet uttala sig om ett områdes lämplighet krävs dock noggranna utredningar på områdesplanenivå.

Gjorda studier i områdesskala visar att solvärmecentraler ger upphov till stora "miljöstörningar" om de placeras inom stadsdelarna med bostadsbebyggelse. Anläggningarna för således placeras utanför tätortsytorna även av detta skäl. Kulvertkostnader och värmeförluster är inte avskräckande då det gäller rimliga avstånd.

Studierna visar också att det är enklare att finna tillräckligt med lämplig mark för en liten

ort än för en stor i ortens omedelbara omgivning. Detta kompenseras delvis av de större transportavstånden som blir acceptabla för den stora ortens större solfångarfält.

Energiproduktion i stora solvärmecentraler bör då det gäller den kommunala planeringen betraktas på samma sätt som t ex annan industriell näring. Markreservat i strategiska lägen bör tas fram och upprätthållas för framtida behov. Det kan inte vara riktigt att man skall vara hänvisad till att leta bland olika typer av "överskotts-
mark" vid planeringen för något så viktigt som energiproduktion.

5. FALLSTUDIERNAS EKONOMISKA ANALYS

Syftet med fallstudierna är att identifiera typiska lokala problem och att illustrera en metodik för att behandla frågorna, däremot ej att göra verkliga prognoser för de utvalda orterna. För att kunna göra verkliga prognoser erfordras en väsentligt större insats än den som kunnat disponeras inom nuvarande studie.

Tre orter valdes - Linköping, Kungsbacka och Lingham som representanter för stora medelstora och små orter. Bakgrunden framgår av Kapitel 4 och när det gäller geotekniska förutsättningar för värmelagren även Kapitel 3. I detta kapitel utnyttjas informationen för att utföra förenklade schematiska kalkyler över ekonomin. Kalkylerna redovisas i Tabell 5.1.

5.1 Linköping - den stora orten

Linköping hade 1979 ett fjärrvärmebehov på ca 1 000 GWh/år. Ytterligare ett antal områden förväntas bli anslutna till fjärrvärmenätet under kommande år. Den resulterande belastningsökningen förväntas dock bli delvis kompenserad av energibesparingsåtgärder i befintlig bebyggelse. Vi har antagit att en viss nettoökning ändå skall äga rum så att behovet år 1995 blir 1 200 GWh/år.

Analysen i Kapitel 4 leder till 13 områden inom ett sökområde av 3 km som kunde vara lämpliga för att lokalisera stora solfångarfält. Totalt sett kunde dessa områden svara för ca 535 GWh/år dvs en solvärmeförsörjningsgrad på 44 % av det skattade behovet. Vid en noggrannare analys skulle troligen flera av de utpekade områdena finnas mindre lämpliga av olika skäl. Medelav-

ståndet för de 13 identifierade områden är 1.1 km. Vid en utökning av sökområdet till ca 5 km bör dock ytterligare relativt stora solfångarfält kunna placeras. Analysen tyder på att det kan vara rimligt att räkna med att 10 särskilt lämpliga områden kan identifieras med avstånd mellan något 100-tals meter och 2.5 km från närmaste fjärrvärmeledning av tillräckligt grov dimension.

Två fall illustreras i kalkylerna. I den första dimensioneras solfångarna bara för att ta den del av belastningen, 10 %, som kan klaras utan årstidslager. På grund av den låga energiproduktionen utnyttjas bara 6 av de möjliga 10 solfångarfälten. Härvid väljs placeringar som är relativt nära fjärrvärmenätet dvs 1 km avstånd i medeltal.

För fall 2 väljs en mycket hög målsättning, nämligen 75 % energiproduktion genom sol. 10 solfångarfält utnyttjas. På grund av de erforderliga utökade sökområdet räknas med att medelavståndet är något större än i den preliminära inventeringen, dvs 1.5 km i stället för 1.1 km. Kostnaden för solfångare 11.4 öre/kWh är tagen från Figur 2.5, år 1995 och motsvarar 7 % av investeringen 1.63 kr/(kWh/år), dvs drygt hälften av värdet 1985.

Kostnadskalkylen i Tabell 5.1 visar att medelkostnaden för solenergi under dessa omständigheter med 1995 års teknisknivå är 12.4 öre/kWh för 10 % sol och 17.3 öre/kWh för 75 % sol.

När det gäller värmelager så finns bland de identifierade lokaliseringarna 7 till 8 som är lämpliga. I flera fall gäller det grustäkt som

är mycket lämpliga för jordgropsmagasin genom låg grävningsskostnad och låg grundvattennivå. I ett fall finns befintliga gropar efter utgrävning av lera för lekaproduktion som kan utnyttjas som korttidslager och bidrag till årstidslager. Leran under dessa gropar torde kunna utnyttjas som kompletterande djuplerlager.

I kostnadsanalysen har vi utgått ifrån att lager byggs vid fem ställen med kostnadsfunktionen för jordgropslagret Figur 2.10 vid ett medeldjup på 10 m och en gropstorlek på 540 000 m³ som motsvarar två gropar per förläggingsplats dvs $10 \text{ kr}/(\text{kWh}/\text{år}) \times 0.07 = 7 \text{ öre}/\text{kWh}$. Transportkostnaden hämtas ur Figur 2.12.

Vi har valt att i tabellen jämföra kostnaden av solvärme med kostnaden för att producera samma energi i hetvattenpannor eldad med tung eldningsolja - eftersom detta är det enda alternativ som kan preciseras utan relativt godtyckliga antaganden. Jämfört med detta alternativ ger varianten med 10 % solvärmebidrag en beräknad vinst på 4.3 öre/kWh och varianten med 75 % solvärmebidrag samma kostnad.

I verkligheten kommer Linköping år 1995 att förfoga över produktionsalternativ med lägre rörlig kostnad än det här valda jämförelsealternativet av oljeeldade pannor. Till dessa produktionsalternativ hör dagens kraftvärmeverk med oljeeldade pannor, troligtvis framtida koleldade pannor för kraftvärmeverket eller hetvatten och en sopförbränningsanläggning av en sådan storlek att den torde kunna ta hand om hela eller nästan hela värmebehovet under sommarmånaderna.

Tabell 5.1

Ekonomi av solvärme i fallstudierna. (Årskostnader för solfångare och lager tagna som 7 %/år av de i tabellerna och figurerna i Kapitel 2 angivna investeringskostnader eller kapitaliserade kostnader. 1980 års penningvärde. 1995 års teknologi.

Kol			1	2	3	4
Ort			Linköping		Kungs- backa	Linghem
1	Solförsörjningsgrad	%	10	75	75	75
2	fjärrvärmebehovet, 1995	GWh	1 200	1 200	60	10
3	Maximal simultaneffekt	MW	400	400	24	2.5
4	Producerad solenergi	GWh/år	120	900	45	7.5
5	Antal solfångarfält	-	6	10	1	1
6	Medelproduktion/solfångarfält	GWh/år	20	90	45	
7	Antal årstidslager	-	-	5x2**	1	1
8	Totala lagringsbehov	GWh		540	27	4.5
9	Lagringsbehov per magasin	GWh	Kort tid enbart	54	27	4.5
10	Specifik kostnad, solfångare	ö/kWh	11.4	11.4	10.0	10.0
11	Specifik kostnad, lager inklusive förluster & värmepum:					
	a) per lagrad kWh	ö/kWh		7.0	9.3	10.9
	b) per producerad sol-kWh	"	0.2	5.2	5.6	8.2
12	Medeltransport avstånd	km	1	1.5	2	0.5
13	Transportkostnad för					
	a) samlokaliserad solfångare & årstidslager	ö/kWh	-	0.5	1.5	0.9
	b) separata solfångarfält	"	0.8	0.9	-	-
	c) medelkostnad per producerad sol-kWh	"	0.8	0.7	1.5	1.0

Tabell 5.1 forts

Kol Ort		1 Linköping	2	3 Kungs- backa	4 Linghem
14	Totala solvärmekostnad = (10) + (11) + (13c) ö/kWh	12.4	17.3	17.0	19.2
<u>Jämförelse kostnad från oljeeldade hetvattenpannor:*</u>					
15	Inbesparad panneffekt MW	40	240	8	1.0
16	Inbesparade fasta pann- kostnader a 20 kr/kW per år ö/kWh sol	-	0.5	0.4	0.6
17	Oljekostnad "	<u>16.7</u>	<u>16.7</u>	<u>16.7</u>	<u>18.4</u>
18	Total jämförelsekostnad	16.7	17.2	17.1	19.0
19	(Jämförelsekostnad) - (solkostnad) ö/kWh	+ 4.3	- 0.1	+ 0.1	- 0.2
	%	26	0	0	0

* För Linköping kommer dock konkurrensen till solvärmre 1995 troligen från kraftvärmeverk, koleldade pannor & sopvärme, dvs billigare alternativ än jämförelsealternativet.

** Två magasin per förläggingsplats i medeltal.

Tas denna anläggning i drift så måste nästan all solenergi årstidlagras. Därigenom ökar solsystemets kostnad med ca 1.7 öre/kWh till 19 öre/kWh. Även denna kostnad överstiger dock kostnaden för oljeeldade hetvattenpannor med bara knappa 20 % vilket torde kunna försvaras mot bakgrunden av betydelsen av minskad oljeberoende.

Sammanfattningsvis kan konstateras att i Linköping kommer solenergi ej att te sig så gynnsamt som jämförelse i Tabell 5.1 kol 1 och 2 antyder - om kostnadsuppskattningar för solfångare och lager 1995 visar sig vara riktiga. Däremot kvarstår möjligheten att ev kvarvarande oljeproduktion kan ersättas delvis med solvärme till en obetydligt ökad kostnad.

I de mera allmänna fallen av mindre orter som kan disponera solfångarfält och lager av ungefär den i kol 1 och 2 antagna storleken och på motsvarande transportavstånd visar exemplen att ekonomin för solvärme är god så länge alternativet är oljeeldade hetvattenpannor. Då kan en mycket hög andel solvärme (75 %) ekonomiskt förvaras.

5.2 Kungsbacka

Kungsbacka har inte ännu fjärrvärme men planerar ett nät med ett uppskattat behov av 60 GWh/år år 1995. I diskussionerna ingår möjligheten att bygga ett fjärrvärmenät för låg temperatur. Därför har vi räknat med en medeltemperatur för solfångarnas direkta värmeproduktion för nätet på 50°C i stället för de vanliga 60°C i övriga beräkningar i denna rapport.

Flera möjligheter att placera solfångare och magasin finns. Den mest intressanta är vid Voxlövberget där man förfogar över berg av ovanligt hög kvalitet och tillräcklig utsträckning för hela fjärrvärmenätets behov. Dessutom finns på samma lokalitet bergslanter med sluttning åt söder lämpliga för placering av solfångarna - under förutsättning att naturvårdsynpunkter ej lägger hinder i vägen.

Kalkylen i kol 3 av Tabell 5.2 har utförts för en försörjningsgrad genom sol av 75 %. Erforderlig magasinstorlek är 270 000 m³ med ett energiinnehåll på 27 GWh. Genom den höga kvaliteten för berget och höga värdet av sprängsten uppskattas att nettokostnaden är ca 15 kr/m³ lägre än för berg av mera normalkvalité, motsvarande en reduktion i investeringen med 0.15 kr/kWh lagringsförmåga och reduktion i årskostnaden på ca 1 öre/kWh. För den aktuella storleken blir då den totala lagringskostnaden $0.07 \times (1.48 - 0.15) \text{ kr}/(\text{kWh}/\text{år}) = 9.3 \text{ öre}/\text{kWh}$.

Genom den mycket låga kostnaden av magasinet och låga temperaturen av fjärrvärmenätet blir ekonomin god trots transportavståndet 2 km. Kostnaden per kWh värme producerad genom solenergi beräknas till 17.0 öre/kWh dvs ungefär samma som för jämförelsealternativet med tungt oljeeldade hetvattenpannor. Härvid antas att solvärmecentralens magasin får ersätta den största pannan motsvarande ca 30 % av systemets simultaneffektbehov även 1995. Genom de mycket goda förutsättningarna för berglagret torde den studerade förläggningen vara av intresse för en stor demonstrationsanläggning i framtiden.

5.3 Linghem

För Linghem har tätortens värmebehov uppskattats till 10 GWh/år 1990, vilket motsvarar ca 12 GWh/år 1995. Den genomsnittliga belastningstätheten ligger ungefär vid det lägsta värdet som idag anses vara ekonomiskt försvarbart för fjärrvärmeanslutning av nya områden. Eftersom det här rör sig om delvis befintlig bebyggelse kan det behövas måttliga kostnadsminskningar för distributionstekniken för att försvara en fjärrvärmeutbyggnad. Det är rimligt att anta att en dylik kostnadsminskning kan ske under de närmaste 15 åren. Vi har antagit att man under dessa omständigheter finner det försvarbart att planera för ett fjärrvärmesystem för ca 80 % av tätortens värmebehov, dvs 10 GWh/år 1995, samt att distributionssystemet görs för relativt låga temperaturer med en medeltemperatur mellan framledning och returledning sommartid på 50°C.

Beräkningen i Tabell 5.1 kol 4 gäller 75 % solvärmebidrag. Den låga medeltemperaturen medför ett lågt pris för solfångarna - 1.4 kr/(kWh/år) x 0.07 = 10 öre/kWh. Kostnaderna för magasinet är baserat på data för jordgropsmagasin, Figur 2.10 som vid 45 MWh (48 000 m³) ger en kostnad på 1.56 kr/(kWh/år) x 0.07 = 10.9 öre/kWh.

Den totala kostnaden för solenergi blir 19.2 öre/kWh. Kostnaden är nästan identisk med kostnaden (19.0 öre/kWh) för jämförelsealternativet baserad på fjärrvärmepannor eldad med lågsavvlig eldningsolja 4. Kostnaden för detta bränsle per producerad kWh har antagits ligga 15 % över kostnaden för tung eldningsolja 5.

Allmänt kan sägas att fallstudierna ger indikationer på att stora inslag av solvärme kan försvaras ekonomiskt i orter där konkurrensen helt eller delvis kommer från hetvattenpannor eldade med olja. Fallstudierna bör dock betraktas som illustrationsexempel och ej detaljerade studier för de valda platserna. För detaljerade studier måste lokala förhållanden, utbyggnadsplaner m m studeras mera ingående än som varit möjligt i denna översiktliga studie.

6. SLUTSATSER

Rapportens viktigare slutsatser kan sammanfattas på följande sätt:

6.1 Komponenternas kostnadsnivå

Med en rimligt takt för kostnadsminskning av solfångare på grund av ökad produktionsvolym och tekniska förbättringar torde solvärme bli konkurrenskraftigt med oljeeldade hetvattenpannor fr o m början av 1990-talet på många fjärrvärmesystem. I början blir energiandelen begränsad till ca 10 % som kan klaras utan årstidslagring. Efter hand när kostnadsgapet mellan energi från olja och energi från allt bättre solfångare ökar kan solenergens andel ökas till ca 75 % mot slutet av 1990-talet genom att mellanskillnaden investeras i årstidslager. Flera typer av magasin har förutsättningar att klara de kostnads mål som fodras för att motsvara detta scenario. bland dessa är varmvattenmagasin i jordgrop resp berggrum och djupmarklager i berg respektive lera.

6.2 Marktillgång/transportavstånd

För att få låga kostnader för solfångarsystem och uppsamlingssystem fodras stora sammanhängande markytor eller stora sammanhängande takytor för solfångarnas placering. De flesta tätorter saknar tillräckligt stora sammanhängande ytor för att kunna ge en hög andel solvärme inom det stadsbebyggda området. Skall solvärme svara för stora andelar av produktionen måste sålunda solfångarfält lokaliseras utanför tätorten.

Ytor som har relativt lågt värde i andra avseenden finns inom rimligt avstånd i de flesta fall. Transportkostnaderna för värme från sol-

fångarfält lokaliserade till sådana ytor till närmaste fjärrvärmeledning av tillräcklig dimension är måttlig även vid relativt stora transportavstånd (några km). Detta gäller under förutsättning att solfångarfälten är tillräckligt stora så att stora energimängder transporteras per ledning.

Förutsättningarna förbättras ytterligare vid lokaliseringar där årstidslager och solfångarfältledning kan samförläggas eller att minstone ett korttidslager kan ordnas vid solfångarfält med stora transportavstånd.

Denna slutsats är mycket viktig och delvis ny. Målet för utvecklingen av solvärmecentraler har hittills oftast varit att få fram solvärmecentraler för mindre orter delvis i samband med nybyggnation eller att bygga solfångarfält lokaliserade inom stadsplanerat område som lämnar begränsade solvärmebidrag till stora fjärrvärmenät. I stället anges här ett sätt för solenergi att svara för stora delar av värmeproduktionen i fjärrvärmenät av varierande storlek genom lokalisering av stora solfångarfält på större avstånd från tätorterna.

6.3 Markbeskaffenhhet/lagertyp

Kartläggning av regionala förekomster av olika typer av mark och berg räcker inte för att förutsäga frekvensen av förekomsten av geotekniska förhållanden lämpliga för den ena eller andra magasintypen. Därtill är de lokala variationerna särskilt i floddalarna nära de större orterna för stora. Ett stort antal fallstudier skulle sålunda behövas för att kunna bedöma dessa frekvenser. Vad som kan konstateras från de

studier som har genomförts är att i de flesta fall förhållande inom räckhåll passar någon av de aktuella magsintyperna - t ex grävbar jord av tillräckligt djup (några m) för att bygga jordgroper med en damm som höjer vattennivån över markytan, berg av god kvalité för bergrum eller djupbergslager, eller lera för djuplerlager.

6.4 Konkurrerande produktionsalternativ

Slutsats 6.1 är baserad på en ekonomisk jämförelse med oljeeldade hetvattenpannor. I framtiden kommer i många fall även andra produktionsalternativ finnas - t ex koleldade enheter med eller utan kraftvärme särskilt vid större kuststäder, anläggningarna eldade med torv eller biomassa nära områden där dessa bränslen skördas eller uppsamlas, sopstationer på orter utvalda för sopförbränning. I dessa fall kan konkurrensen försvåras eller inskränkas till en konkurrens med hetvattenpannor om topplasten (ur effektsynpunkt däremot ej temperatursynpunkt). En snabbare utveckling av solfångare t ex genombrott för en väsentligt billigare konstruktion skulle däremot kunna leda till att solvärme även i dessa orter kan erövra en större marknadsandel.

6.5 Ortstorlek och art av bebyggelsen

Med undantag för den ovannämnda inverkan av ortstorlek på konkurrerande produktionsalternativ (större orter är bättre lämpade för koleldning och kraftvärme än små orter) har ortstorlek bara en svag inverkan på solvärmecentralernas konkurranskraft. Inverkan blir dock mera markant när orterna blir allt för små dvs under några hundra lägenheter. Då försämras solvärmecentralernas konkurranskraft särskilt på grund av stigande

specifik kostnad av värmelagren, en trend som dock kan motverkas i viss omfattning i fall där de mindre orterna lättare kan förses med lågtemperaturfjärrvärmesystem.

6.6 Distributionstemperatur

Vi har utgått ifrån att man i de flesta fall inte markant kan påverka temperaturnivån på fjärrvärmenät som redan existerar. Möjligheten att i viss mån reducera temperaturerna genom förbättringar i undercentralerna samt energibesparingsåtgärder i bebyggelse tillvaratas dock. För nya bostadsområden eller för mindre orter som inte ännu har fjärrvärmesystem kan mera långtgående åtgärder för att reducera temperaturen vidtagas. Dessa förbättrar solvärmens ekonomi påtagligt, t ex med ca 1 ½ öre/kWh för 10°C temperatursänkning.

6.7 Planeringssätt

Inom studien har en metod för beskrivning av olika markytors lämplighet för uppställning av solfångare framtagits och värmelagring framtagits. Det är viktigt att detta sättet prövas praktiskt i aktuella fall. Riktlinjer bör skapas för avvägningar av mera generella slag t ex mellan mark lämplig för jordbruk och mark för solenergi. De översiktliga studierna som genomförts kan ge anvisningar om lämpliga lägen däremot fordras mera noggranna studier för att komma till säkra rekommendationer och beslut.

6.8 FoU och demonstration

Den antagna kostnadsutvecklingen för solfångare och lager kommer inte att inträffa utan en medveten satsning på FoU och på en demonstra-

tionsverksamhet som hjälper till att bygga upp en marknad för solfångare och därigenom möjliggör mera effektiv produktion i ökande skala. För den mest ambitiösa målsättningen till konkurrens med produktionsalternativ som är väsentligt billigare än olja fordras dessutom viss satsning på "genombrottsforskning" dvs satsning på lösningar som om de lyckas kan pressa kostnaderna radikalt speciellt för solfångarna, men även för värmelagren.

Som demonstrationsobjekt bör väljas solvärmecentraler som principiellt har goda förutsättningar att nå relativt låga kostnader och som är förlagda vid särskilt gynnsamma lokala förhållanden för att dels begränsa den oräntabla delen av investeringen dels även psykologiskt visar hur nära konkurrenskraft systemen är. Flera lägen som kan vara lämpliga för dylika demonstrationsobjekt identifierades under studien.

6.9 Rekommendationer angående fortsatt arbete

- a) Den systemanalys som kunnat genomföras har gett vissa utgångspunkter för systemplanering. I en fortsatt studie borde systemanalysen fördjupas i bl a följande avseenden för att skapa ännu bättre definerade utgångspunkter för systemplaneringen:
- i) parameterarna som bestämmer optimal storlek av solfångarfält studeras för olika transportavstånd för system optimerade med avseende på vattenhastighet, temperaturskillnaden mellan framledning och returledning av transportsystemet, solfångartyp m m
 - ii) den nedre lönsamhetsgränsen för solvärmecentraler med

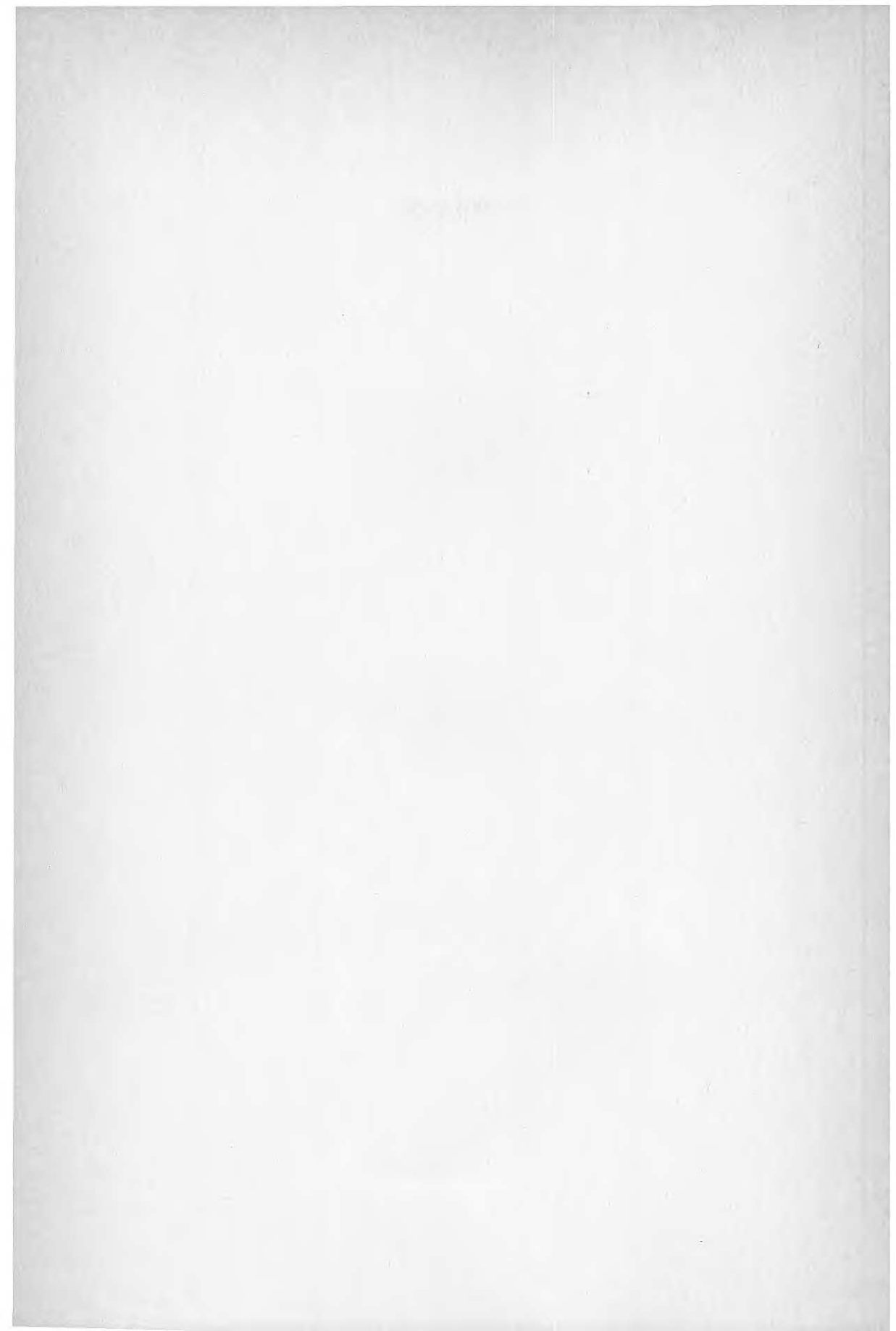
avseende på ortsstorlek och belastningsstorlek studeras som funktion av specifik solfångarkostnad, konkurrerande bränslepris m m

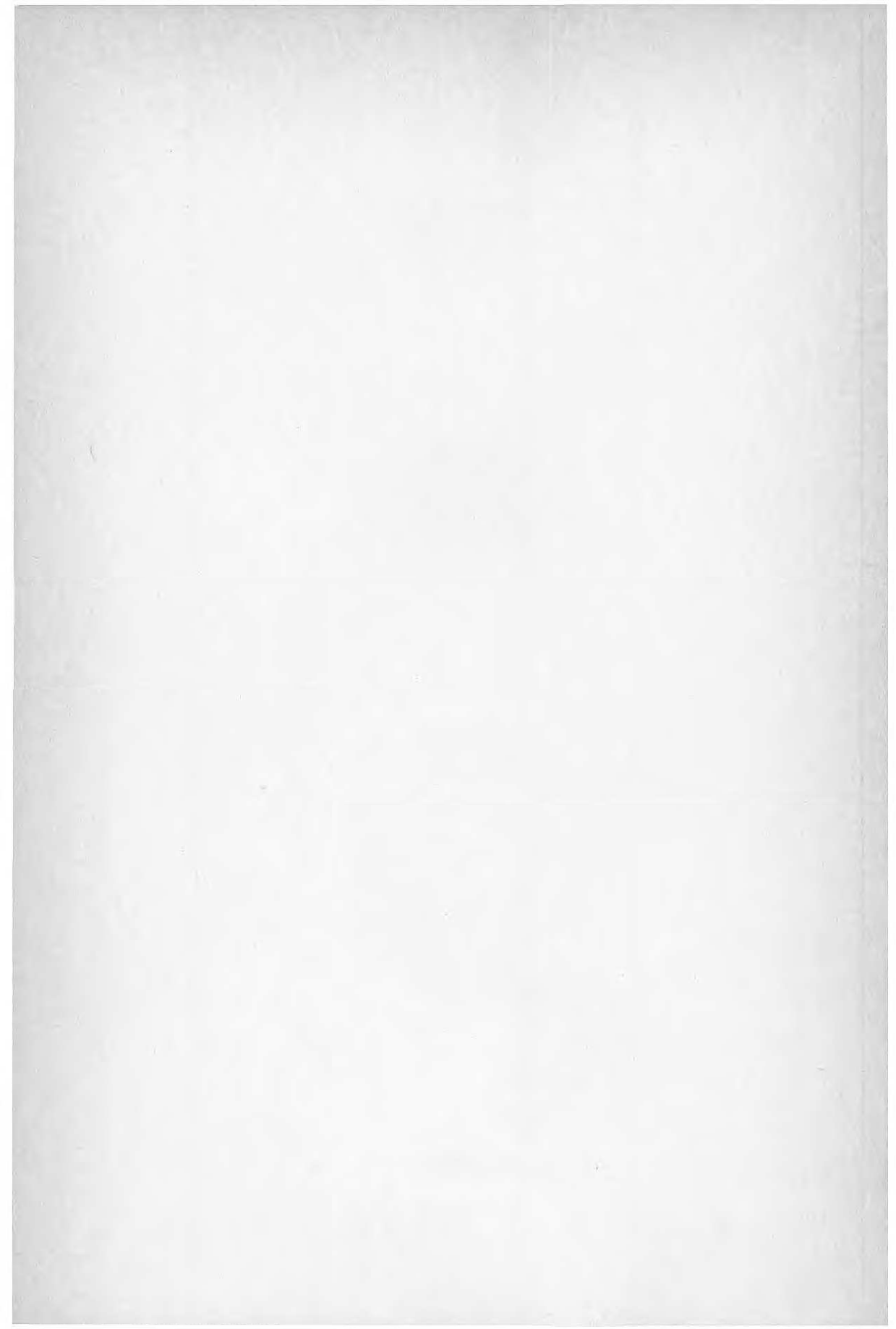
- b) Metoden att identifiera och värdera lämpliga markområden för solvärmecentraler som tagits fram inom denna utredning borde tillämpas i detalj för en ort. Därvid bedöms såväl markens speciella lämplighet för solvärmecentralens funktion samt dess värde för konkurrerande ändamål. Erfarenheterna från denna tillämpning utnyttjas för att förbättra metodiken och utarbeta detaljerade anvisningar
- c) De inventeringar av markområden som genomförts ger indikationer på att vi funnit ett antal områden som förefaller vara lämpliga för byggandet av demonstrationsobjekt för magasin typer som inte ännu demonstrerats i attraktiv skala och vid gynnsam geoteknisk miljö. Indikationerna bör prövas noggrannare (bl a i samband med punkt b) ovan för att få fram rekommendationer betr lokaliseri-
ning av ett begränsat antal dylika demonstrationsanläggningar

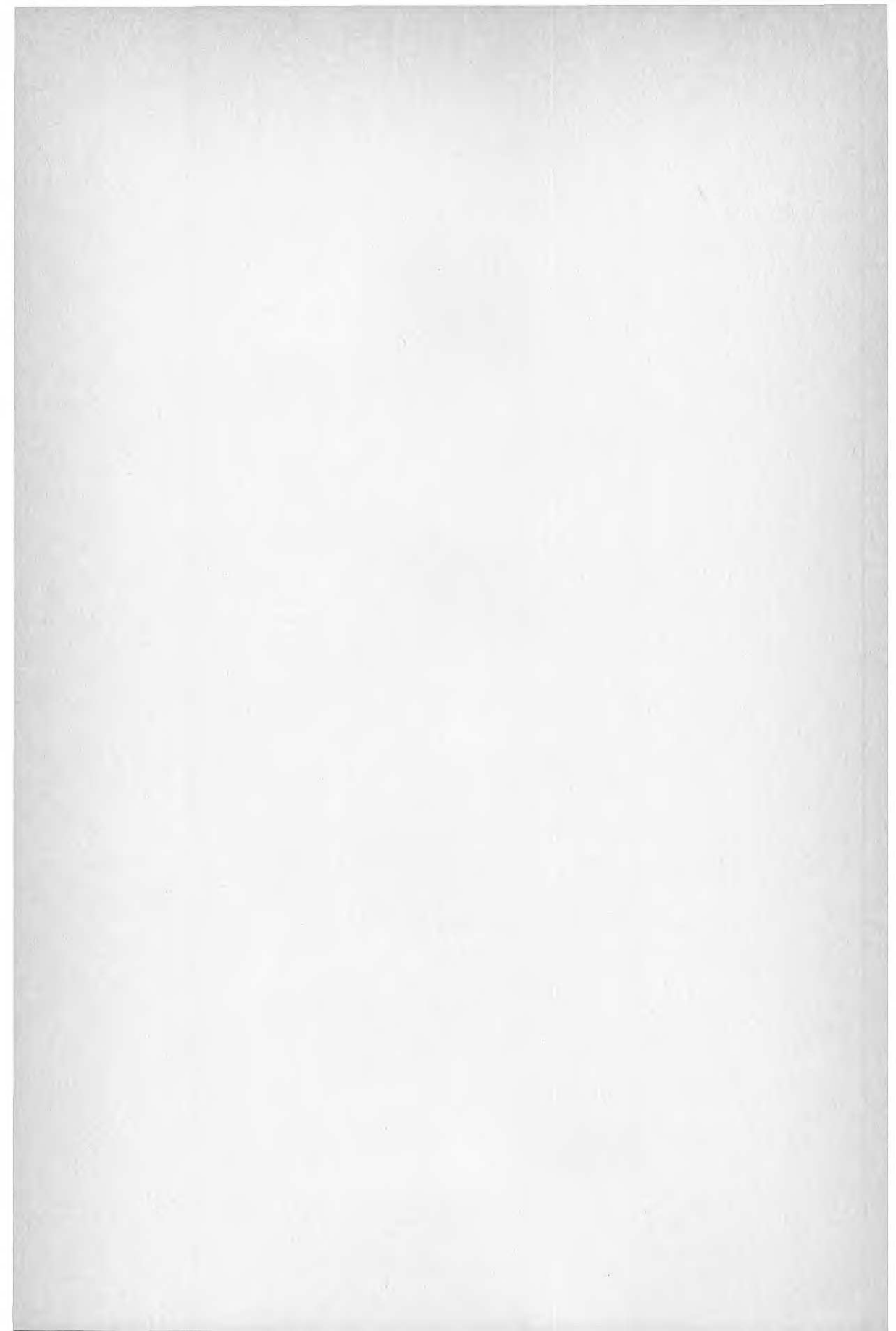
REFERENSFÖRTECKNING

1. PLAN 80
Svenska Värmeverksföreningen, december 1979.
2. ZINKO, H och HEDMAN, H
Solenergitillämpningar inom industrin.
STUDSVIK/E3-80/19.
3. MARGEN, P
Solvärmecentraler - En ekonomisk lösning för användning av solenergi i Norden.
Byggmästaren nr 3, 1980.
4. MARGEN, P och ROSEEN, R
Solar heat for small district heating systems.
International Total Energy Congress, Köpenhamn, 8 - 12 oktober, 1979.
5. ROSEEN, R och PERERS, B
A solar heating plant in Studsvik: Design and first-year operational performance.
D21:1980, Swedish Council for Building Research.
6. IFWARSON, M
Utveckling och utvärdering av material för stora varmvattenmagasin.
Slutrapport 3.
STUDSVIK/E1-80/45, 1980-04-24.
7. SVEDINGER, B, et al
Värme i jord, berg och vatten: Utvinning och lagring.
BFRs T-skrift, koncept 2, 1980-10-03.
8. BJURSTÖRM, S, KARLSSON, P O och MARTNA, J
The Avesta project - A test plant for storage of heated water in rock caverns.
Conference on Subsurface Space, ROCKSTORE 80, Stockholm.
9. ÅSTRAND, L
Uppsala-projektet.
VVF:s årsmöte, 29 oktober 1980, Karlstad.
10. MARGEN, P
Beräkningar av värmeförlusterna i berg- rum för Lyckebo.
Studsvik Arbetsrapport EM-79/231, 1979-12-21.
11. LJUNG, T
Beräknad värmeförlust i gropmagasin under 25 år.

12. LINDBLOM, U
Blockfilled rock chambers.
Chalmers University of Technology,
May, 1980.
13. PLATELL, O
Sätt att i en markkropp lagra termisk
energi.
Svenskt patent (Sunstore).
14. PLATELL, O, WIKSTRÖM, H
"Projekt Sunstore - Verksamheten 1977-
1980".
Maj 1980, Statens Råd för Byggnadsforsk-
ning.
15. HULTMARK, G
SUNCLAY-PROJEKTET. Förprojektering av
Lindälvs-skolan i Kungsbacka.
R38:1980, Statens Råd för Byggnads-
forskning.
16. MARGEN, P
Seasonal Thermal Storage: Swedish
practice, developments and cost pro-
jections.
D4:1981, Swedish Council for Building
Research.
17. MARGEN, P
Solar district heating - The earliest
competitive use of solar heat in cold
and temperate climates?
SUNWORLD No. 4, 1980.
18. ANDERSON, F Ö
Vindenergi: Resultat, utvecklingsläge
och förutsättningar.
NE 1980:18.
19. MARGEN, P
Solar heat station feeding into existing
district heating network.
1980-08-04. (Internal Studsvik Memorandum)
20. MARGEN, P, et al
Giant Inflated Solar Collector (GIS).
STU-report 79-6834, December 1980.
21. GRÄNSELL H, GRYNBLAT J
Förutsättningar för solfjärrvärme. Etapp 1
Markinventering.
Koncept 134 037 02, Rejlers, 1981-09-01.
22. MARGEN P
Principal possibilities of large scale
energy storage and present status of
technologies.
IEA Energy Conservation Conference,
Berlin, April 6-10, 1981.







Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
781548-1 samt 810700-8 från Statens råd för
byggnadsforskning till Studsvik Energiteknik AB,
Nyköping.

R20: 1982

ISBN 91-540-3645-3

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700520

Abonnemangsgrupp:
X. Samhällsplanering

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirka pris: 35 kr exkl moms