



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

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



Rapport

R81:1989

Möjligheter för solvärme med säsongsvärmelager i stora värmeförsörjningssystem

Hans Lundborg

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	Ser

472

Byggeforskningsrådet

R81:1989

MÖJLIGHETER FÖR SOLVÄRME
MED SÄSONGSVÄRMELAGER I
STORA VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSYSTEM

Hans Lundborg

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 890333-2
från Statens råd för byggnadsforskning till Statens
energiverk, Stockholm.

REFERAT

I rapporten redovisas vilka möjligheter som finns för solvärmesystem med säsongsvärmelager i stora värmeförsörjningssystem på 10 till 15 års sikt. Studien omfattar fjärrvärmesystem och stora blockcentraler med ett värmebehov som motsvarar 600 m³ olja per år eller mer. Både tekniska och ekonomiska aspekter behandlas.

Den tekniska potentialen i svenska fjärrvärmesystem beräknas vara högst 6 TWh värme vilket kan ersättas med solvärme per år. Teknisk potential för stora blockcentraler beräknas vara högst 50 st centraler vilket grovt uppskattas motsvara högst 0,5 TWh värme per år.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R81:1989

ISBN 91-540-5096-0

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1989

	Sid
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	1
FÖRORD	3
1 SAMMANFATTNING	4
2 BAKGRUND	6
2.1 Problembeskrivning	6
2.2 Syfte	6
2.3 Avgränsningar och tidsaspekter	6
3 GENOMFÖRDA STORA SVENSKA PROJEKT	8
3.1 Allmänt	8
3.2 Genomförda svenska projekt	8
3.3 Teknikutvecklingsläge	9
4 NYCKELUPPGIFTER OM SOLVÄRMESYSTEM OCH LAGER	12
4.1 Systemutformning, krav på mark- ytor m m	12
4.2 Komponenter	12
4.3 Lager	15
4.4 Meteorologiska data	17
4.5 Ekonomi	17
5 POTENTIAL I FJÄRRVÄRMESYSTEM	20
5.1 Allmänt	20
5.2 Statistik och prognoser	20
5.2.1 Fjärrvärme	20
5.2.2 Kraftvärme	21
5.2.3 Fastbränsle	24
5.2.4 Värmepumpar	25
5.3 Enkät för insamling av uppgifter	25
5.4 Besök för komplettering med uppgifter	28
5.5 Nyinvesteringar	42
5.6 Potentialbedömning	43

		Sid
6	POTENTIAL I BLOCKCENTRALER	46
6.1	Allmänt om blockcentraler	46
6.2	Statistik och prognoser	46
6.3	Enkät för insamling av uppgifter	46
6.4	Besök för komplettering med uppgifter	48
6.5	Nyinvesteringar	56
6.6	Potentialbedömning	56
7	EKONOMI	57
7.1	Fjärrvärmesystem	57
7.2	Blockcentraler	63
8	SLUTSATSER	64
8.1	Tekniska förutsättningar för solvärme	64
8.2	Ekonomi med hänsyn till energipriser m m	64

LITTERATUR

BILAGOR

FÖRORD

Idag saknas en aktuell potentialbedömning av solvärmens framtida marknadsförutsättningar och möjligheter i Sverige. Sådana bedömningar och underlag är nödvändiga vid statliga prioriteringar av medel till solvärmeprojekt som är inriktade på forskning, teknikutveckling och marknadsintroduktion.

Statens energiverk, Vattenfall och Byggforskningsrådet har gemensamt tagit initiativet till detta projekt och har finansierat arbetet. Projektet har följts av en referensgrupp som har bidragit med värdefulla synpunkter. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

Ingvar Engvist, Statens energiverk
Björn Karlsson, Statens vattenfallsverk
Mats Larsson, Statens vattenfallsverk
Hans Lundborg, Theorell+VBB Energikonsulter AB
Michael Rantil, Byggforskningsrådet
Carin Åberg, Statens energiverk

Både Mats Larsson och Björn Karlsson är verksamma vid Vattenfalls Älvkarlebylaboratorium.

Gunnar Wernstedt, Theorell+VBB Energikonsulter AB, har till stor del svarat för avsnitt 6 om blockcentraler och Börje Ahlgren, VBBkonsult AB, har bedömt möjligheterna för säsongslager i bergrum. Dessutom har Staffan Lagergren, Roslags Energi AB, inledningsvis medverkat i projektet.

Innehållet i rapporten har redovisats och diskuterats vid ett seminarium hos Statens energiverk 1989-05-17 före slutlig sammanställning av denna rapport.

Jag vill här framföra ett varmt tack till alla som medverkat i projektarbetet med syfte att få en allsidig beskrivning av solvärmens möjligheter.

Stockholm i juni 1989

Hans Lundborg

1 SAMMANFATTNING

Svängningar hos energipriserna har förändrat det svenska energisystemet det senaste decenniet. Vid oljeprishöjningen utvecklades flera uppvärmningsalternativ varav ett alternativ är storskalig solvärme. Solsystemen har vidareutvecklats och erfarenheter har vunnits från genomförda projekt.

Idag saknas en aktuell bedömning av solvärmepotentialen i Sverige. Denna rapport syftar till att göra en potentialbedömning och ge underlag för statlig prioritering av medel till solvärmeprojekt som syftar till teknikutveckling m m.

Rapporten behandlar solsystem på 10-15 års sikt med tillämpningar i fjärrvärmearläggningar och blockcentraler där värmebehovet överstiger 2 MW. Utgångspunkten är tillämpning av stora solvärmesystem med säsongslager och drift utan värmepump.

Fjärrvärmesystem

Energianvändningen i svenska fjärrvärmesystem har förändrats kraftigt under 1980-talet. Från oljedominans med nära 90 % av värmeproduktionen baserad på olja 1980, till endast 14 % olja 1988.

Fastbränsleanvändningen har ökat kraftigt och många nya anläggningar för fastbränsle har uppförts under 1980-talet.

Genom enkätutskick och besök hos representativa energiverk har tekniska förutsättningar för solvärme undersökts. En enkät har skickats till 50 st kommunala energiverk med frågor om tekniska förutsättningar för storskalig solvärme. En sammanfattning av enkäten redovisas i rapporten. Två av fem uppger att man planerar för ombyggnad av hetvattencentral. Planerna domineras av konvertering till gasol eller naturgas. Två av 34 st redovisade ombyggnadsplaner gäller solvärme. 38 % av de som svarat uppger "medel" eller "stort" intresse för solvärmeprojekt.

I samband med fallstudier har ett 15-tal energiverk besökts. Besöken har gjorts för att sammanställa aktuella underlag beträffande dagens tekniska utformning och förutsättningar för solvärme. Fallstudien visar att 40 % av besökta energiverk skulle kunna vara aktuella för solvärme inom 15 år med hänsyn till dagens tekniska förutsättningar.

Omfattningen av fallstudien är så begränsad att nationella slutsatser inte kan göras på statistiskt säkra grunder. Antas ändå att samma förhållande råder för övriga orter blir solvärmepotentialen (bruttopotential) i Sverige ca 6 TWh/år. Kraftvärme, naturgas och andra ekonomiskt konkurrerande alternativ gör att potentialen begränsas ytterligare. Se avsnitt 7.

Blockcentraler

Ett minskat antal blockcentraler och på samma sätt som hos energiverk, en kraftigt minskad oljeanvändning, har påverkat blockcentralernas energianvändning kraftigt under 1980-talet.

En enkät och fallstudie för 6 st anläggningar har genomförts på likartat sätt som för energiverk. Fallstudierna har inriktats på enkätsvar där de tekniska förutsättningarna för solvärme bedömts vara goda.

Ca 50 st blockcentraler med energianvändning motsvarande 600 m³ olja/år eller mer, bedöms maximalt vara möjliga eller lämpliga för solvärme. Andra ekonomiskt konkurrerande alternativ begränsar även här potentialen ytterligare. Även mindre blockcentraler kan vara lämpliga/möjliga för solvärmesystem med groplager. Ingen bedömning av denna potential har gjorts.

2 BAKGRUND

2.1 Problembeskrivning

Under de senaste femton åren har Sveriges energisystem genomgått en kraftig förändring. Inte minst den kraftiga oljeprishöjningen har framtvingat forskning och utveckling av alternativ för framtiden.

Under sjuttioalet ökade bl a satsningen på solvärme och såväl flera små som stora solvärmesystem har byggts. Större delen av solfångarna installerades i början på åttiotalet. Senare har bl a oljepriset fallit och allt färre solfångare har installerats. Senaste årens utvärdering av genomförda projekt och systemutveckling påvisar olika möjligheter för stora solvärmesystem i fjärrvärmeanläggningar och gruppcentraler.

Idag saknas en aktuell potentialbedömning av solvärmens framtida marknadsförutsättningar i Sverige. Ett sådant underlag är nödvändigt vid statliga prioriteringar av medel till solvärmeprojekt som rör teknikutveckling, marknadsintroduktion och forskning.

2.2 Syfte

Projektet avser att ge underlag för en bedömning av solvärmens tekniska och ekonomiska möjligheter att introduceras i Sveriges energisystem på 10-15 års sikt.

2.3 Avgränsningar och tidsaspekter

Studier de senaste åren har visat att den totala energikostnaden för solvärmesystem minskar med ökande storlek. Både för system med värmepump och utan värmepump, planar kostnaden ut vid dimensionerande effekt över 1 till 2 MW (Källa Abel, E R148:1984). Senare forskning och beräkningar visar också att ekonomin är betydligt bättre för stora system framför allt med hänsyn till kostnad och förluster från berglager (lager större än 100 000 m³).

Redovisningen här inriktas på solvärmeanläggningar för stora värmesystem som gäller fjärrvärme eller blockcentraler (ibland benämns dessa gruppcentraler). Ingen klar definition finns för dessa system men här studeras värmesystem med värmebehov större än ca 2 MW. Vid dessa värmebehov är det möjligt att

anlägga bergrumslager av den typ som redovisats i rapporten "Säsongslagrad solvärme i Kungälv", Byggnadsforskningsrådet R104:1988, utan att lagerförlusterna blir för stora. Här behandlas således ej blockcentraler för mer begränsad bebyggelse. I grova tal kan man utgå från att värmesystemet betjänar bebyggelse med mer än ca 400 lgh eller 30 000 m² våningsyta.

Företrädesvis inriktas studien på solsystem med säsongslager i berg vid höga temperaturer (upp till 100°C) och drift utan värmepump.

Potentialbedömningen inriktas på de närmaste 15 åren. Med hänsyn till knapp tillgång på mark och höga markpriser i Sveriges tre största städer, behandlas ej dessa i denna rapport.

3 GENOMFÖRDA STORA SVENSKA PROJEKT

3.1 Allmänt

Det finns ett stort antal skrifter och forskningsrapporter som de senaste åren behandlat solenergi eller lager. Däremot finns endast ett fåtal färdigbyggda stora solvärmeanläggningar med säsongslager. I Sverige har bl a sex större fullskaleanläggningar byggts den senaste tioårsperioden. Dessa anläggningar har givit praktiska erfarenheter och kunskap om kostnader för solvärmesystem.

Nedan sammanfattas kort fakta om svenska anläggningar men naturligtvis finns även viktiga erfarenheter utomlands som också utnyttjats i de genomförda svenska projekten.

3.2 Genomförda svenska projekt

Följande sex stora solvärmeanläggningar har byggts och tagits i drift i Sverige:

Nr	Anläggning	Idrift år	Solfångararea, m ²
1	Ingelstad 1a	1979	1 300
2	Lambohov	1983 *)	2 700
3	Torvalla	1982	1 800
4	Lyckebo	1983	4 300
5	Ingelstad 1b	1984	1 400
6	Nykvarn	1985	4 000

*) 1978 byggdes en första solanläggning.

I rapporten "Storskalig solvärmeteknik i Sverige" (BFR R24:1988) beskrivs anläggningarna översiktligt. De behandlas också med forskares kommentarer och synpunkter i "Säsongslagrad solvärme i Kungälv" (BFR104:1988). Beskrivningen här begränsas därför till några korta kommentarer om respektive system.

Ingelstad 1a

Solvärmeanläggningen uppfördes med markuppställda koncentrerande solfångare (enaxligt solföljande). Lagret består av en vattenfylld isolerad betongtank

ovan mark. 1984 byggdes anläggningen om till Ingelstad 1b.

Lambohov

De plana solfångarna har 1-glas och är integrerade med tak. Lagret är en vattenfylld isolerad berggrop. En eldriven värmepump ingår i systemet.

Torvalla

Markförlagda solfångarfält har här försetts med samlingsrör längs solfångarmodulers kortsidor. Anläggningen är ansluten till ett fjärrvärmesystem och är den första med markuppställda solfångarmoduler.

Lyckebo

Anläggningen har markuppställda plana högtemperatursolfångare. Lagret är ett vattefyllt, oisolerat och ringformat berggrum. En elpanna används för simulering av solfångare.

Ingelstad 1b

Vid ombyggnaden av Ingelstad 1a till 1b ersattes solfångarna med nya plana högtemperatursolfångare som är fast monterade. Värmeväxlare i solfångarkretsen byttes och flödesstyrningen ändrades. Samma värmelager utnyttjas som tidigare.

Nykvarn

Högtemperatursolfångare används här i ett relativt enkelt system kopplat till fjärrvärme. Ackumulator utnyttjas för korttidslager. För närvarande planeras en utbyggnad av anläggningen.

3.3 Teknikutvecklingsläge

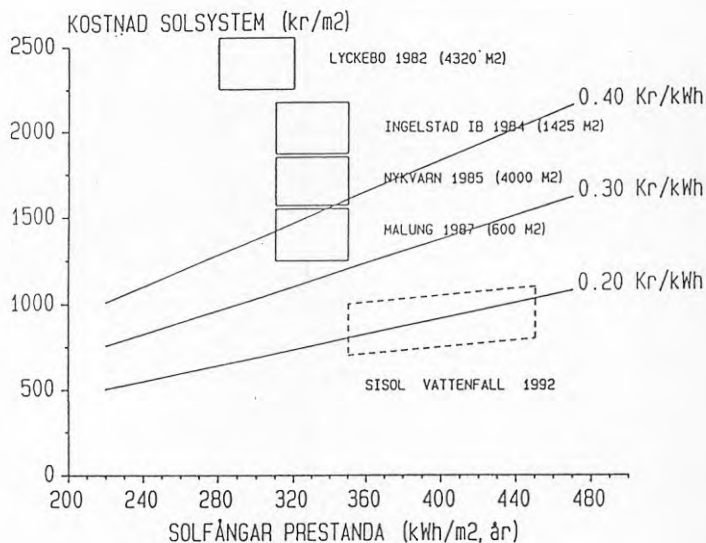
Mot bakgrund av erfarenheterna från de första svenska solvärmeexperimenten i slutet på 1970-talet har tekniken under 80-talet utvecklats. Detta har inneburit lägre kostnader, högre prestanda och bättre beständighet. Resultaten, som kan avläsas i de projekt som genomförts de senaste åren, sammanfattas i korthet här.

Under 80-talet har utvecklats:

- teknik för byggnad av storskaliga solvärmeanläggningar

- plana, fast monterade solfångare med goda prestanda i temperaturområdet 60-90°C
- konstruktioner baserade på beprövade åldersbeständiga material
- effektivare, förenklade systemlösningar

Under 80-talet har ett antal anläggningar byggts med jämförbar prestanda men till successivt lägre kostnader, se figur. Utvecklingen har drivits av entreprenörer och tillverkare. Kostnaderna har nu nått en nivå så att en ökad någorlunda kontinuerlig produktionsvolym krävs för att kostnaderna skall kunna reduceras nämnvärt ytterligare. (För närvarande finns i Sverige två konstellationer av tillverkare/entreprenörer som kan offerera storskaliga solvärmeanläggningar.)



Figur 1: Kostnad - prestanda för solfångardelen i några solvärmeprojekt. Energipriset är beräknat med 6 % real ränta och 20 års avskrivningstid.
Källa: Föredrag Larsson M, Vattenfall

Mätningar och beräkningar har påvisat möjligheterna att öka det årliga utbytet från dagens 330 kWh/m², till mellan 400 och 500 kWh/m². Laboratorieförsök och experiment i pilotskala visar att detta är tekniskt möjligt, men det är osäkert vilka åtgärder som kommer att visa sig kostnadseffektiva. Statligt stödda forskningsinsatser pågår.

Systemmässigt har den storskaliga solvärmens för-enklats och effektiviserats. Högskolesatsningar på systemanalys och utveckling av simuleringshjälp-medel har lett till effektivare rördragningar i solfångarfält, lägre kulvertförluster och till vedertagna dimensioneringsnormer för val av sol-fångarytor och lagerstorlekar. Utvecklingsarbetet har generellt stimulerats genom ett omfattande internationellt samarbete framför allt inom ramen för IEA.

Tekniken för värmelagring i berggrum anses i allmän-het vara känd. Viss osäkerhet kvarstår kring vär-meförlusternas storlek vid högtemperaturlagring. Analys- och utvecklingsinsatser pågår från de prak-tiska erfarenheterna från Lyckeboprojektet.

De specifika kostnaderna för värmelagring i berggrum ökar med minskad lagervolym vilket gör att berg-rumslager inte är kostnadseffektiva när lagervo-lymen understiger 80 - 100 000 m³ t ex för mindre blockcentraler. Här krävs annan teknik som ger lägre specifika kostnader. För närvarande pågår utveckling av groplager med och utan isolering. Det är nödvändigt att en sådan utveckling lyckas för att solvärme skall kunna bli ett alternativ med stor potential i mindre system.

4 NYCKELUPPGIFTER OM SOLVÄRMESYSTEM OCH LAGER

4.1 Systemutformning, krav på markytor m m

Internationellt men även nationellt förekommer olika systemlösningar och utvecklingen har visat olika egenskaper hos respektive system. Lokala förhållanden gör t ex att en lagertyp kan utnyttjas i ett fall medan en annan lagertyp utnyttjas i nästa fall. Dessutom står valet naturligtvis inte bara mellan ovan nämnda lagertyper utan en rad hänsyn måste tas innan lämplig ekonomisk systemutformning kan fastslås.

Här är några viktiga faktorer som måste analyseras i förstudier och beaktas vid systemval:

- lagringsmöjlighet
- värmebehov (effekt och energi)
- temperaturbehov hos värmesänka
- markutrymme för solfångare
- klimat, skuggningsförhållanden m m
- avstånd från solfångare till värmesänka
- miljöhänsyn, utseende m m

Det är svårt att generellt rangordna dessa faktorer efter betydelse. Ett viktigt utgångskriterium för att solvärme över huvud taget skall vara möjlig är naturligtvis att disponibelt markutrymme finns. Speciellt i storstadsområden och tätbebyggda områden kan marktillgången vara knapp och marken är samtidigt dyr. Svenska forskares erfarenheter från senaste året ger ett riktvärde; ca 15 000 m² markyta krävs per MW ansluten värmeeffekt vid säsongs-lager med ca 75 % solenergitäckning (dagens prestanda).

Även andra faktorer måste beaktas liksom vid andra typer av förstudier och projektering. Speciella hänsyn måste tas till befintligt värmesystems standard, renoveringsbehov och förväntad förändring av värmebehov.

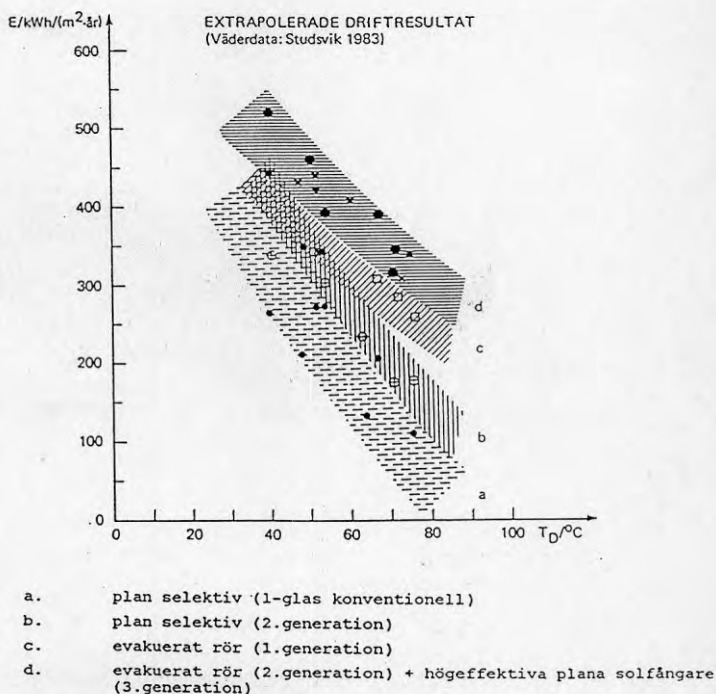
4.2 Komponenter

Solfångare

Tekniken med olika typer av solfångare har utvecklats kraftigt och plana solfångare har visat sig vara konkurrenskraftiga även vid anläggningar för höga temperaturer. (Nära 100°C.)

Prestanda för plana solfångare har också närmat sig vakuumrör-solfångare och därför kan det vara tillräckligt att som här i en studie av potentialen för de närmaste 15 åren, beakta lösningar med plana solfångare. Ytterligare förbättringar och nya konstruktioner kan ge bättre konkurrenskraft men egenkaperna hos dessa solfångare är idag dåligt kända.

Av plana solfångare finns de som är utformade för låg respektive hög temperatur. Valet av solfångare beror bl a på värmesystemets (värmesänkans) temperaturkrav. Generellt är det visat att värmeproduktionen hos solfångaren starkt påverkas av drifttemperaturen. Se figur.

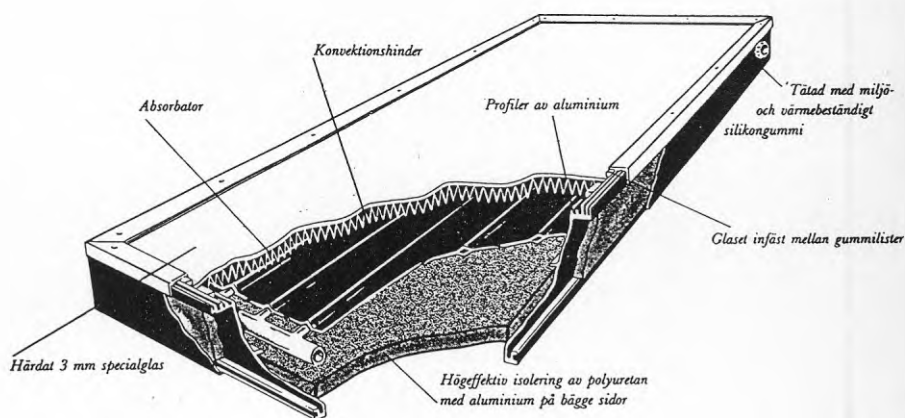


Figur 2: Drifttemperaturens inverkan på solfångares värmeproduktion.

Källa: Wahlman, E; R147:1984

Senaste tidens provning av solfångare i laboratorium, visar att verkningsgraden har kunnat ökas på plana solfångare. Exempel på solfångarkonstruktion som provats den senaste tiden visas nedan.

Provning av solfångare hos Statens provningsanstalt i Borås har bl a visat intressanta resultat beträffande ytskydd, tekniska prestanda och korrosion. Bl a kan glastäckskivor spricka eller lossna, absorbatörer kan bågna så att täckskivor krossas, absorbatörernas ytbeläggning kan skadas efter korrosion vid olämplig utformning. Erfarenheter från de svenska stora solprojekten, t ex Nykvarn, visar att problemen varit små.



Figur 3: Exempel på solfångarkonstruktion 1988.
Källa: Solsam.

Svenska tillverkare och leverantörer av solfångare idag har här undersökts genom sökning i Bonniers databas Kompass Sverige, information inhämtad från Byggtjänst och kontroll av Provningsanstaltens listor över provade solfångare. Mot bakgrund av den stagnerande marknaden återfinns endast ett fåtal aktiva leverantörer av solfångare i Sverige.

Informationssökningen visade att följande företag tillhandahåller solfångare idag:

<u>Företag</u>	<u>Solfångarbeteckning</u>
Bolin Konstruktion AB	Bolin VTS
Finsun energi AB	Solsam, högtemperatur
TeknoTerm	Modulbygge
	Teknoterm HT
	Teknoterm ST
Goterm AB	Goterm C2
	Goterm C2S

Även andra tillverkare och importörer förekommer i Sverige men flertalet av dem inriktar sig på småhusmarknaden och kräver ibland självbyggeri. Vissa är enkelt utformade och har låga prestanda.

Det är inte känt att någon marknadsundersökning på senare år behandlat tillgängliga leverantörer av solfångare. Det har heller inte ingått i detta projekt att beskriva utbudet på marknaden.

4.3 Lager

Värmelager för stora system kan utformas på ett antal olika sätt och valet beror naturligtvis på de lokala geologiska förutsättningarna. I Sverige har vi exempelvis normalt sett gynnsamma bergförhållanden för att kunna anlägga lager. 1985 gjorde VBB en studie av potentialen för säsongslager i svenska fjärrvärmesystem. Inriktningen var då ej solvärme men geologiska förhållanden analyserades. (BFRs R112:1985)

Lagring kan ske vid lägre temperatur eller vid högre temperatur än värmesänkan. I det senare fallet krävs inte temperaturhöjning med t ex värmepump vid urladdning av lagret. I vissa rapporter, t ex BFRs "Energi i byggd miljö" G16:87, har man konstaterat att drift utan värmepump i stora system måste medges av ekonomiska skäl och därför måste lagertyp för tillräckligt hög temperatur väljas.

I BFRs rapport "Solvärmeteknik" (G12:1987), anges följande lagertyper som möjliga för drift utan värmepump:

- Bergrum
- Borrhållager i berg
- Akvifer större än 1 miljoner m³ t ex sandsten på stora djup
- Gropar

Den senaste tidens studier visar på många tänkbara utvecklingslinjer inom lagerområdet. Högtemperatur-lager i berg och i isolerade gropar förefaller idag vara de mest närliggande möjligheterna för fjärrvärmesystem och stora gruppcentraler. I området 5 000 - 50 000 m³ lagervolym anses isolerade lager ha sin plats. Stora resurser läggs ned på forskning och kan påverka möjligheter för små och medelstora system.

För bedömning av solvärmepotential i detta projekt studeras bara stora anläggningar av den typ där värmepump inte används men det utesluter inte att det även finns framtida möjligheter för system med värmepump.

Berglager för hetvatten

Möjligheterna att utföra berggrum i Sverige kan generellt sägas vara goda.

Detta gäller i första hand den huvuddel av landet där berggrunden utgörs av urberg. Vidare förutsätts att berggrummen ges lämpliga dimensioner samt att viss flexibilitet finns vid lokalisering och orientering.

Med rimliga dimensioner menas i detta sammanhang konventionella mått i likhet med de som används för exempelvis oljelagring med spännvidd om ca 20 m och höjd ca 30-40 m.

I de delar av landet som upptas av sedimentära bergarter är förhållandena mera skiftande och här bedöms möjligheterna att ekonomiskt utföra berggrum med de volymer som är aktuella, ca 100 000 - 1 milj m³, generellt som mindre goda.

Sedimentära bergarter finns i stora delar av Skåne, på Öland och Gotland, längs Smålandskusten, inom ett mindre område i Östergötland, i Närke, i Siljansringen i Dalarna samt i ett band längs stora delar av fjällkedjan.

Vid en ekonomisk optimering av ett berglageralternativ får de bergtekniska förutsättningarna, förstärkningsbehov, avstånd till värmeverk eller gruppcentral samt möjlighet att utföra tillfartstunnlar etc vägas samman.

En total lagerkostnad på 130 kr/m³ bergvolym i 1988 års prisnivå som kalkylerats i Kungälvsfallet (BFRs R104:1988) bör betraktas som en relativt låg, men

möjlig kostnad för bergrum. Kostnaden kan variera från fall till fall p g a andelen sprickbildning etc.

4.4 Meteorologiska data

Solinstrålningen indelas i direkt och diffus strålning. Koncentrerande solfångare kan bara utnyttja direkt solinstrålning medan plana solfångare som behandlas i denna rapport, utnyttjar både direkt och diffus strålning. Det är den direkta solinstrålningen som av klimatparametrar har störst inverkan på prestanda.

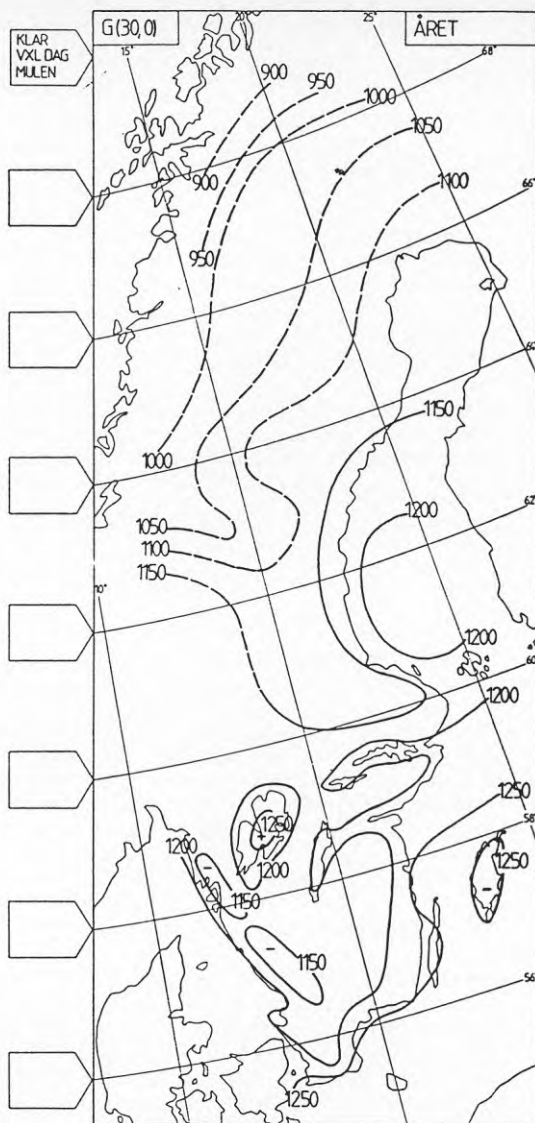
Värden på solinstrålningen i Sverige redovisas utförligt av Weine Josefsson i rapporten R112:1987 från Bygghörsningsrådet. Både värden beträffande globalstrålning och direkt strålning redovisas. Isolinjer för års- och månadsmedelvärden redovisas på kartor över Sverige.

Nedan visas som illustrerande exempel isolinjer för årsvärden av globalstrålning mot sydvänd 30° lutande yta för perioden 1961 - 1983. Medelårsvärdena i Sverige ligger i stort sett mellan 800 och 1 100 kWh/m².

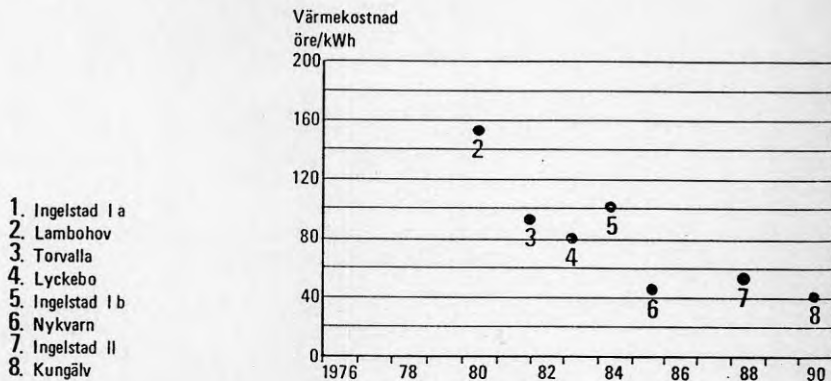
Här kan vi konstatera att stora skillnader i meteorologi förekommer mellan olika platser och en planering av ett solvärmesystem bör behandla dessa hänsyn. I nedanstående fallstudier har det inte varit möjligt att gå in på meteorologiska frågor utan utgångspunkten har varit att inga meteorologiska begränsningar finns.

4.5 Ekonomi

Kostnaden för nyttiggjord värme från stora solfångaranläggningar har minskat i fast penningvärde samtidigt som anläggningskostnaden per m² har minskat. Total värmekostnad räknat i 1985 års kostnads-läge har närmast sig 40 öre/kWh enligt forskningsrapporter. Vid omräkning till 1989 års kostnads-läge måste hänsyn tagas till pågående kostnads- och prestandautveckling inom solenergiområdet.



Figur 4: Isolinjer för årsmedelvärden av globalstrålning i kWh/m² mot sydvänd 30° lutande yta. Källa: Josefsson W. Solinstrålningen i Sverige. BFR-rapport R112:1987.



Figur 5: Verklig värmekostnad inkl drift och underhåll. Kostnadsläge 1985. Kalkylränta 4 % (realränta).

Källa: BFR, Energi i byggd miljö; G16:1987

Observera i figur 5 att anläggning 7 och 8 endast är förprojekterade och inte genomförda som övriga anläggningar i figuren.

I den senaste Kungälvsvärnsrapporten (R104:1988) redovisas 35 öre/kWh som värmeproduktionskostnad vid 4 % realränta.

5 POTENTIAL I FJÄRRVÄRMESYSTEM

5.1 Allmänt

Här görs en grov indelning av svenska fjärrvärmesystem i kraftvärmeorter, värmepumporter, fastbränsleorter och övriga orter. En beskrivning görs här såväl av statistik om hittillsvarande utbyggnad som prognoser om fortsatt utbyggnad.

Dessa orter med kraftvärme, värmepumpar och fastbränsle kan vara "konkurrenter" till solvärmesystem i den mån man gjort stora investeringar som skall avskrivas och därmed har låst sina möjligheter till nyinvesteringar. Dessutom finns speciella temperaturrekord på fjärrvärmesystemet när man har kraftvärme eller värmepumpar.

Indelningen nedan tjänar som underlag till ytterligare dokumentation av fjärrvärmesystem med hänsyn till anläggningsstandard och investeringsbehov m m i avsnitten nedan. Uppgifter från en enkät redovisas i ett särskilt avsnitt.

5.2 Statistik och prognoser

5.2.1 Fjärrvärme

Enligt Värmeverksföreningen levererades vid utgången av 1986 fjärrvärme till 1,32 milj flerbostadshus och till 0,10 milj småhus. Därav har 49 000 småhus individuella abonnemang. Av värmeleveranserna gick 55 % till flerbostadshus medan 6 % gick till småhus.

Enligt FoB 1985 var 0,12 milj lägenheter i småhus anslutna till fjärrvärme. Energistatistiken för samma år från SCB anger ett lägre tal; 0,09 milj småhus. Enligt FoB 1985 var 1,24 milj lägenheter anslutna till fjärrvärme. Energistatistiken från SCB anger 1,23 milj lägenheter.

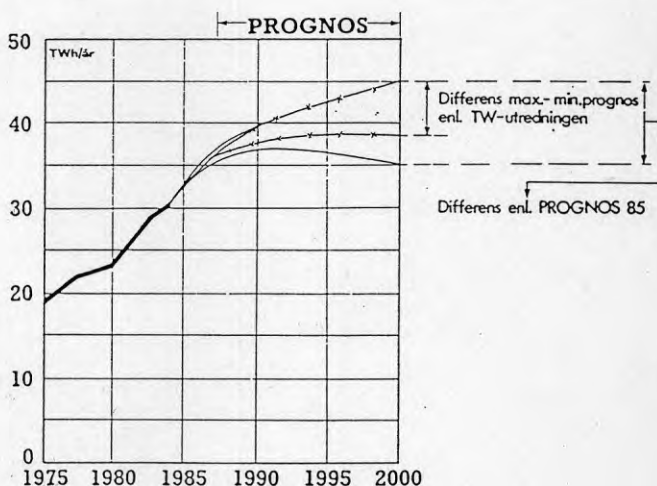
SCB har redovisat några orsaker varför uppgifterna skiljer sig åt och konstaterar att bl a olika frågeformuleringar om värmesystem förekommit i de olika undersökningarna.

Antalet småhus byggda 1976-1985, med fjärrvärme som huvudsaklig värmekälla 1986, var enligt SCB ca 40 000. Antalet lägenheter i flerbostadshus byggda 1976-1985 var ca 120 000 st. Vid en jämförelse med statistiken över värmesystem ovan, framgår tydligt

att andelen fjärrvärmeanslutna småhus har ökat starkt. Värmeleveranserna till småhus är fortfarande små i förhållande till totalt levererad värme.

Prognoser fjärrvärme

Olika utredningar har presenterats under 1980-talet och utredningsresultaten pekar på något olika förväntad utveckling av fjärrvärmeleveranserna men i huvudsak överensstämmer utredningarnas prognos fram till år 2000.



Figur 6: Fjärrvärmeprognos enligt Waldenbyutredningen (TW-utredningen).

Det är huvudsakligen centralt placerade fastigheter som kommer att anslutas till fjärrvärmesystemen i framtiden. Periferer är med bebyggelse samt glesbebyggelse som t ex småhus kommer knappast anslutas till fjärrvärme.

5.2.2 Kraftvärme

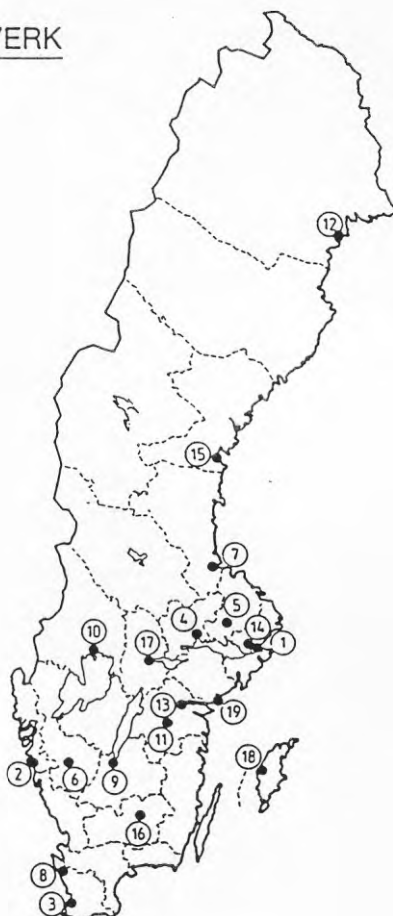
Elproduktionen i kraftvärmeverken har minskat kraftigt från slutet på 1970-talet till mitten på 1980-talet. (Från ca 5 TWh till 1 TWh.) Ändå pågår diskussioner om och projekt med nya kraftvärmeanläggningar med anledning av ett förväntat ökat produktionsbehov vid kärnkraftsavveckling.

Följande orter hade kraftvärme 1985:

ORTER MED KRAFTVÄRMEVERK

1985

- 1 STOCKHOLM
- 2 GÖTEBORG
- 3 MALMÖ
- 4 VÄSTERÅS
- 5 UPPSALA
- 6 BORÅS
- 7 GÄVLE
- 8 HELSINGBORG
- 9 JÖNKÖPING
- 10 KARLSTAD
- 11 LINKÖPING
- 12 LULEÅ
- 13 NORRKÖPING
- 14 SUNDBYBERG
- 15 SUNDSVALL
- 16 VÄXJÖ
- 17 ÖREBRO
- 18 VISBY
- 19 OXELÖSUND



Figur 7: Orter med kraftvärmeverk 1985
Källa: Statens energiverk.

Nr 19 Oxelösund är dock ingen fjärrvärmerörelse.

Sedan har anläggningar tillkommit. Enligt VVFs statistik har ytterligare två små medlemsverk tillkommit med kraftvärmeproduktion 1987, nämligen

Hallsberg och Nybro (4 MW resp 3 MW installerad eleffekt). Totalt finns 19 st medlemsverk med kraftvärme.

Prognoser kraftvärme

Kommunerna har under slutet av 1970-talet och framför allt under början av 1980-talet, investerat i nya produktionsanläggningar. Dessa är ofta fastbränsleeldade. Endast i ett fåtal fall är anläggningarna utformade så att de kan anordnas för kraftvärmeproduktion.

När det gäller prognoser för framtiden är frågorna kring kraftvärme svåra. Bl a den framtida kärnkraftsavvecklingen har stor inverkan på kommande utbyggnad både vad gäller omfattning och när den nya kraftproduktionen kan bli aktuell. Även ekonomiska förutsättningar som skatter, miljöavgifter m m påverkar kraftvärmens utbyggnad.

Befintliga anläggningar hade 1986 en produktionspotential om 6-7 TWh el varav endast ungefär hälften utnyttjades. Trots detta har några kraftvärmeanläggningar börjat byggas på nya orter i slutet på 1980-talet och ytterligare orter diskuteras.

Enligt Waldenby-utredningen (1987) skulle en rimlig potential för kraftvärme ge 15 - 20 TWh el. En fullständig satsning på naturgas med bl a kraftvärmemaskiner (dieslar, "combined cycles") med högt elutbyte och miljövänlighet, skulle kunna tillföra systemet ytterligare ca 5 TWh el.

En slutsats från Waldenby-utredningen är att utbyggnadspotentialen för kraftvärme är två till tre gånger så stor som nuvarande utbyggnad. Potentialen föreligger redan på befintliga fjärrvärmesystem. Hinder för utbyggnad är i första hand ekonomiska men även sk institutionella (bl a krävs samverkan mellan stat, kommuner och olika producenter).

Utredningen och dess siffermaterial omfattar en omfattande utbyggnad kallad "dammsugning", till 132 st kraftvärmeorter att jämföra med nuvarande 19 st.

Värmeverksföreningen har sedan undersökt planerna för utbyggnad av kraftvärme. Under 1988 bedömdes tillkommande kraftvärme till 1995 bli knappt 2 TWh_e och efter 1995 planeras 5-8 TWh_e tillkomma.

Mot bakgrund av detta material kan det vara svårt att se en klar utveckling av Sveriges kraftvärmeutbyggnad. Utbyggnaden beror mycket på den stundande kärnkraftsavvecklingen. Inom en tioårsperiod antar vi här att 5-10 nya orter kan förväntas få kraftvärme. Vi antar också att dessa nya orter är relativt stora fjärrvärmeorter helt utan kraftvärme idag.

5.2.3 Fastbränsle

Fastbränsleeldning i fjärrvärmeorter framgår av Värmeverksföreningen statistik. En indelning görs i:

- bränsleflis
- avfall
- kol
- torv

Här kan naturligtvis bränsleanvändningen förändras med tiden men möjligheten att elda fastbränsle kvarstår. Vid byte av pannor eller nybyggnation gäller naturligtvis fastbränslelagen med dess krav på utförande för alla anläggningar.

Av statistik för 1987 framgår inte hur många som sammanlagt har haft fastbränsleeldning. I bilaga 1 redovisas tabeller med orter som haft fastbränsleeldning enligt ovanstående indelning. En genomräkning visar att sammanlagt använde 86 st medlemsverk fastbränsle. Uppgifter om 1988, från värmeverksföreningen visar att hela 2/3 av värmeproduktionen i verken producerades med fastbränsle.

Prognoser fastbränsle

1984 gjorde Statens energiverk en omfattande utredning om fasta bränslen. Tillgångar, kostnader och konkurrensutsikter redovisades. För fjärrvärmesektorn konstaterades att kol gav de lägsta uppvärmningskostnaderna. Stora lokala skillnader gör att inhemska bränslen kan vara billigare på vissa orter. Inhemska bränslen bedömdes generellt bli billigare än kol i början på 1990-talet.

Efter 1984 har energipriserna förändrats kraftigt. Fortfarande är t ex kol ett intressant alternativ. Däremot har miljömässiga faktorer och krav betydligt större tyngd idag än för bara några år sedan.

5.2.4 Värmepumpar

I de orter som försetts med värmepumpar i fjärrvärmesystemet har det varit speciellt viktigt att bevaka fjärrvärmetemperaturen och det kan förväntas att åtminstone returtemperaturen är generellt sett låg i dessa orter.

Av bilaga 1 framgår Värmeverksföreningens medlemsverk med värmepumpar 1987. Sammanlagt använde 49 st verk värmepumpar. Därefter har vissa värmepumpar tillkommit. Se t ex nedan besökta anläggningar.

Prognoser värmepumpar

Stora värmepumpar har i stor utsträckning installerats i fjärrvärmesystem under senare år. Ytterligare omfattande värmepumpsutbyggnad i fjärrvärmenäten bedöms ej sannolik. Ett litet antal förbränningsmotordrivna värmepumpar och absorptionsvärmepumpar kan förväntas bli konkurrenskraftiga. Antalet fjärrvärmeorter med behov av låga fjärrvärmetemperaturer p g a nya värmepumpar, bedöms bara öka marginellt.

Dessutom förväntas inte befintliga värmepumpar ha så lång teknisk livslängd och avskrivningstid som t ex fastbränslepannor. Med reallt höjda elpriser och krav på minskad användning av CFC, är det troligt att värmepumpar tas ur drift i flera fjärrvärmesystem under 1990-talet.

Spillvärmekällor är i detta sammanhang en konkurrent till solvärmearläggningar och därför måste statistik och potential för spillvärmeutnyttjande också bedömas. Huvuddelen av den spillvärme som utnyttjas i fjärrvärmesammanhang utnyttjas idag med hjälp av värmepumpar men för framtiden måste man beakta såväl spillvärme för direktanvändning som spillvärme för värmning via värmepump.

5.3 Enkät för insamling av uppgifter

Ovanstående uppgifter har sammanställts som en bas för enkät och fallstudier samt potentialbedömning nedan.

Enkätgenomförande

Syftet med den genomförda enkäten var att ta reda på huvudsakliga förutsättningar för genomförande av solvärmeprojekt hos respektive energiverk. Ett urval av de som svarat på enkäten fick sedan besök

för kontroll och insamling av kompletterande uppgifter om förutsättningar i fallstudier. Några frågor i enkäten handlade om personalens subjektiva uppfattning om solvärme. Syftet var att belysa personalens intresse för solvärmeprojekt.

Enkätens utformning framgår av bilaga 2.

1987 hade Svenska värmeverksföreningen 146 st medlemsverk som värmeproducenter. Denna studie har omfattat enkätutskick till ca 50 st medlemsverk. För att någorlunda representativt välja verk med lämplig urvalsgrund för utskick, bör valet inte ske slumpvis.

En genomgång av alla medlemsverk visar följande förekomst av några i detta sammanhang viktiga kategorier av produktionssystem:

<u>Kategori</u>	<u>Antal verk</u>	<u>Procentandel</u>
Kraftvärme	19	13%
Värmepumpar	49	34%
Fastbränsle	86	59%
Ind. spillvärme	30	21%
Enbart övrigt	24	16%

Summan är ej 100% eftersom verk ofta samtidigt har anläggningar med flera av ovanstående kategorier. 1987 hade 49 st verk enbart fastbränsle, 21 st verk enbart värmepumpar men bara ett verk (Nybro) hade enbart kraftvärme. Senare kan naturligtvis situationen ha förändrats men denna information är den senast kända från Värmeverksföreningens statistik.

För enkätutskick i detta projekt valdes följande fördelning:

<u>Kategori 1987</u>	<u>Antal utskick</u>
Kraftvärmeorter	5
Orter med enbart värmepumpar	10
Orter med enbart fastbränsle	20
Övriga orter	<u>15</u>
Totalt:	50

Vidare antas de framtida solvärmesystemen förekomma huvudsakligen i södra Sverige främst beroende på tillgänglig solinstrålning. Därför skickades enkäten bara till verk som ligger i Götaland och Svealand.

Enkät svar

Vid utskick av enkäten uppmanades energiverken att svara även om man inte hade planer för solvärmeanläggningar. Det visade sig vara svårt att få in svar och endast 13 st kom in inom angiven svarstid. Därför kontaktades energiverken per telefon och påminnelse skickades ut. Något försenat erhöles 32 st svar.

Av inkomna svar har vi sammanställt följande:

A Planerad ombyggnad

Ombyggnad av hetvattencentral:

- nej	12 st
- ja	13 st
- ej svar	7 st

Av de som svarat ja, anger samtliga att planerad ombyggnad skall ske någon gång åren 1989-1995. Många anger här nytt eller nya bränslen.

För planerad ombyggnad i enkätens A-del, har många angett ett eller flera nya bränslen:

- gasol/gas	17
- fastbränsle	5
- sol	2
- ej svar	10

Här kan vi klart konstatera att många ser gas som ett huvudalternativ för den närmaste framtiden.

B Tillgängliga markytor för solfångare

Allmän tillgång på ledig markyta:

- god	11 st
- mindre god	15 st
- ej svar	6 st

När man närmare studerar angivna markytor visar det sig att många inte svarat. Enligt telefonkontakter är det svårt och tidskrävande att uppskatta vad som är "tillgänglig markyta". Tänkbara ytor har t ex skog eller annan användning och det är oklart om de är tillgängliga före provning i kommunen.

En indelning av angivna svar har gjorts på följande sätt. Totalt angiven markyta har dividerats med totalt abonnerad effekt:

- större än 15 m ² /kW	1 st
- större än 1 men mindre än 15 m ² /kW	9 st
- mindre än 1 m ² /kW	11 st
- ej svar	11 st

Här kompletterar lämpligen besök för att skaffa säkrare underlag om förutsättningarna.

C Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Framledningstemperaturen vid maxlast antyder ofta om temperaturnivån är hög i nätet. Inkomna svar visar:

- temperatur lika med eller högre än 110°C	23 st
- temperatur lägre än 110°C	7 st
- ej svar	2 st

Av de som svarat på enkäten är det många som kan ha besvärande hög temperaturnivå i nätet. Avgörande är möjligheterna att kunna sänka nivån.

D Intresse för solvärmeprojekt

- stort	4 st
- medel	8 st
- svagt	14 st
- obefintligt	5 st
- ej svar	1 st

Av de som är intresserade av solvärme har flera redan engagerat sig i någon form av projekt. Av de som inte alls svarat på enkäten (18 st) kan man förmoda huvudsakligen har ett svalt intresse för solvärme. Några har angett att man har dåligt med tid för att svara på alla enkäter som skickas. Det finns skäl anta att man undviker svar/engagemang för att t ex slippa besök med ytterligare frågor.

5.4 Besök för komplettering med uppgifter

Besök har gjorts för att komplettera och bedöma redan lämnade enkätsvar samt göra en fallstudie för respektive anläggning. Mot bakgrund av lämnade svar finns det anledning att inte ta fasta på vissa svar. T ex har det varit svårt för energiverkens personal att svara på vilka ytor som skulle kunna utnyttjas för solfångarfält. Nedan följer en kort sammanfattning av fallstudie för respektive anläggning.

Av de som svarat på enkäten valdes ett representativt antal anläggningar ur varje kategori som redovisats i avsnitt 5.3. Totalt 15 anläggningar. Anläggningarna valdes ut i bokstavsordning från respektive grupp. Ett besök hos Ale Fjärrvärme AB genomfördes ej på grund av att spillvärme dominerar där (50 %) och gör solvärme olämpligt.

5.4.1 Mjölby Svartådalens energiverk

Allmänt

Energiverket har flera produktionsanläggningar i trakten bl a svarar man för driften i Skänninge. Här har huvudanläggningen för fastbränsle i Mjölby studerats vilken kallas "Sörbyanläggningen".

Produktionsanläggning

Den nya anläggningen för fastbränsle blev klar i maj 1987. Förutom torv och flis utnyttjas olja och el. Installerad effekt är 12 MW fastbränsle, 16 MW olja och 6 MW el. Dessutom finns en ackumulator med 2 000 m³ volym och rökgaskylare i produktionsanläggningen. Man har inga planer på ombyggnad.

Marktytor för solfångare

Stor markyta finns intill produktionsanläggningen. Marken är till stor del skogsmark och tillhör ett rekreativsområde.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Framledningstemperaturen kan anses vara normal medan returtemperaturen med dagens driftsätt är låg. Syftet är att utnyttja rökgaskylaren så bra som möjligt.

Slutsatser

Främst med hänsyn till de stora investeringar som nyligen gjorts i fastbränslesystemet och behovet av låg returtemperatur för rökgaskylning, bedöms solvärme vara aktuell först om ca 15 år. Dagens rörliga kostnad är låg och därför kan knappast solvärmesystem konkurrera så länge den nu nya fastbränsleanläggningen kan utnyttjas.

Delar av det närliggande rekreativsområdet kan möjligen utnyttjas till solfångarfält. Befintlig ackumulator skulle kunna utnyttjas för korttidslagring av solvärme.

5.4.2 Katrineholms energiverk

Allmänt

Energiverket har två produktionsanläggningar. Huvudanläggningen "PC-Väster" som var klar 1983 besöktes.

Produktionsanläggning

Anläggningen utnyttjar huvudsakligen (80%) kol som bränsle. Tre stycken fastbränslepannor à 20 MW och en oljepanna 25 MW förberedd för gas från 1983 är installerade. Ackumulator med 3 100 m³ volym finns från 1985.

Markytor för solfångare

Stora markytor finns. Marken är odlad åker eller skogsmark.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån på fram- och returledning är hög.

Slutsatser

Frånsett tillgången på markyta för solfångarfält bedöms förutsättningarna vara dåliga för solvärme åtminstone inom de närmaste 15 åren. Dagens rörliga kostnad är låg. Kol eller naturgas bedöms här bli framtida konkurrerande bränslen till solvärme.

5.4.3 Drefvikens Energi AB (Tyresöanläggningen)

Allmänt

Energiverket har två produktionsanläggningar. Den mindre anläggningen, Tyresöanläggningen, besöktes. Denna anläggning är ingen nyckelanläggning för STOSEBs planer med bl a kraftvärmeunderlag utan kan mera betraktas som en självständig anläggning.

Produktionsanläggning

Anläggningen utnyttjar ca 40% fastbränsle. En fastbränslepanna à 10 MW, två oljepannor à 20 MW, en oljepanna för 10 MW och en elpanna för 10 MW är installerade. Fastbränslepannan och den minsta oljepannan är från 1969. Övriga pannor är från mitten på 80-talet varvid även fastbränsleanläggningen moderniserades.

En ackumulator med 1 250 m³ volym installeras under 1989.

Markytor för solfångare

Det finns mycket lite lediga ytor för solfångare. På obebyggd mark planeras bebyggelse. Området inom några km radie är väldigt kuperad vilket här troligen försvårar möjligheterna att anlägga ett solfångarfält. Ca 2 km norr om produktionsanläggningen finns stora obebyggda markytor (med skog och öppna fält), dock på grannkommunen Nackas mark.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån på fram- och returledning är hög.

Slutsatser

Möjligen frånsett tillgången på markyta för solfångarfält bedöms förutsättningarna vara mindre goda för solvärme, åtminstone inom de närmaste 5-10 åren. Koncessionsprövning 1991 för fastbränsleeldning kan bli avgörande för vilka lösningar som väljs för framtiden. Dagens rörliga kostnad är låg.

Naturgas bedöms här bli konkurrerande bränsle till en eventuell solvärmeanläggning. Planer finns på en ny anläggning för kraftvärme eldad med naturgas.

5.4.4 AB Lidingö energiverk

Allmänt

Energiverket har två huvudsakliga produktionsanläggningar. Den större anläggningen med värmepumpar besöktes. Denna anläggning bedöms ej bli prioriterad i STOSEBs planer med sammankoppling för utökat kraftvärmeunderlag, utan kan betraktas som en relativt självständig anläggning.

Produktionsanläggning

Anläggningen utnyttjar olja för ca 40% av värmeproduktionen. Tre oljepannor à 30 MW, värmepumpar med knappt 15 MW värmeeffekt samt två stycken elpannor à 12 MW finns installerade. Oljepannorna är från 1979 och övriga produktionsanläggningar är från 1983-84.

Markytor för solfångare

Det finns mycket lite lediga ytor för solfångare. Markkostnaden på Lidingö är mycket hög och de fria ytor som finns används till stor del för rekreation. Vid värmeverket finns en fotbollsplan samt viss kuperad terräng med skog som möjligen skulle kunna utnyttjas men ytan är otillräcklig som underlag för ett storskaligt solvärmesystem med 70-80 % energitäckning och säsongslager.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån på framledning är hög medan returtemperaturen bedöms vara låg. Statistik för returtemperaturen saknas.

Slutsatser

Med hänsyn till den dåliga marktillgången och höga markpriser bedöms endast någon form av småskalig solvärme kunna vara möjlig. Befintliga värmepumpar svarar idag för baslast. Solvärme kan närmast konkurrera när värmepumparna är uttjänta och värmeverket står inför nyinvesteringar.

5.4.5 Jönköpings energiverk

Allmänt

Energiverket har flera produktionsanläggningar varav den största är en gemensamhetsanläggning för energiverket och Munksjö pappersbruk.

Produktionsanläggning

Anläggningen utnyttjar fastbränsle till stor del, ca 65 % av värmen produceras med kol. Fastbränslepannan, 68 MW, är från 1962 och med dagens status räknar energiverkets personal med en återstående livslängd på ca 10 år. En värmepump med knappt ca 25 MW värmeeffekt installerades 1988. Flera oljepannor finns på olika platser i nätet.

Markytor för solfångare

Mark finns ej lätt tillgänglig. Vid några huvudledningar finns tillgång till obebyggd mark men den utnyttjas idag till stor del som golfbana och är naturskyddat område. Stora ytor finns på annat håll ca 3 km från huvudproduktionsanläggningen.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal. Med hänsyn till värmeleveranserna till pappersbruket, ca 30% av värmeleveranserna, finns behov av hög temperatur (ånga).

Slutsatser

Stora markytor finns tillgängliga på stort men troligen ej besvärande avstånd från fjärrvärmenätet om en storskalig solanläggning byggs. Markytorna ligger på ca 120 m höjd över nätet vilket kan medföra komplikationer vid ett genomförande.

Den nyligen igångkörda värmepumpanläggningen har en teknisk livslängd på 10-15 år medan fastbränsleanläggningen har en kvarvarande livslängd på 10 år. Dessa anläggningar ger en låg rörlig kostnad och nya investeringar måste ha mycket god lönsamhet för att konkurrera inom de närmaste 10-15 åren. Kraftvärme är dessutom intressant här, bl a med hänsyn till det stora värmeunderlaget.

5.4.6 Ljungby energiverk

Allmänt

Energiverket har en produktionsanläggning samt enstaka små pannor i nätet som komplettering.

Produktionsanläggning

Produktionsanläggningen består av en fastbränslepanna 6 MW från 1984 och två oljepannor à 6 MW från 1986. Elpannor om totalt ca 3 MW ute i nätet används ej. Torv, flis och olja utnyttjas.

Markytor för solfångare

Produktionsanläggningen ligger i norra delen av samhället, ganska långt från centrum. Goda förutsättningar finns för placering av solfångarfält i närheten av anläggningen eller huvudledning.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal gränsande till låg. Abonnentcentralerna är huvudsakligen dimensionerade så att nättemperaturen skulle kunna vara låg.

Slutsatser

Allmänt sett är förutsättningarna goda för solvärme. Ackumulator saknas men skulle kunna utnyttjas såväl i nuvarande system som i ett solvärme-system vid lämplig utformning. Avgörande för när solvärme kan vara aktuell är avskrivningen av och livslängd hos nuvarande fastbränsleanläggning. Kvarvarande livslängd bedöms vara minst 15 år.

5.4.7 Eslöv energiverk

Allmänt

Energiverket har en produktionsanläggning som huvudsakligen utnyttjar värmepumpar för värmeproduktion.

Produktionsanläggning

Produktionsanläggningen består av värmepumpar för 2,3 MW värme från 1986, naturgaspanna 6 MW från 1988 och en värmeväxlare 28 MW, så att värme kan köpas från den intilliggande industrin Felix. Dessutom finns en ackumulator med 1 700 m³ volym från 1986.

Markytor för solfångare

Mycket goda möjligheter finns att anlägga solfångarfält på åkermark nära produktionsanläggningen.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån på framledning bedöms vara hög medan returtemperaturen är låg.

Slutsatser

Förutsättningarna är goda med hänsyn till tillgängliga markytor och temperaturnivån i fjärrvärmenätet. Värmepumpdriften gör att returtemperaturen pressas ned och solvärme kan utnyttja det förhållandet när värmepumpdriften ej kan fortsätta.

Nuvarande fjärrvärmesystem ger ett högt genomsnittligt energipris för abonnenterna. De fasta kostnaderna är höga och det är svårt att finna motiv för stora nyinvesteringar i fjärrvärmesystemet inom tio år. Först då kan det vara aktuellt att förnya produktionsanläggningen.

5.4.8 Svalöv

Allmänt

Energiverket har en produktionsanläggning som huvudsakligen eldas med halm.

Produktionsanläggning

Anläggningen eldas med halm och olja. Närmare uppgifter saknas.

Markytor för solfångare

Mycket goda möjligheter finns att anlägga solfångarfält på åkermark nära produktionsanläggningen. Markytan kan vara svårtillgänglig p g a att Lantbruksuniversitetet har en verksamhet på platsen.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal eller hög.

Slutsatser

Det är svårt att göra en bedömning mot bakgrund av de uppgifter som kommit fram vid besöket. Värmeunderlaget är troligen väl lågt men tillgången på markytor för solfångare är gott.

5.4.9 Helsingborgs enegiverk

Allmänt

Energiverket har fem produktionsanläggningar samt en värmeleverans från en industri (Boliden). Huvudproduktionsanläggningen är en koleldad kraftvärmeanläggning, med mottryck, som utnyttjas ca 5 500 h/år.

Produktionsanläggningar

Den första produktionsanläggningen i Helsingborg "Fredriksdal" togs i drift 1970. Pannorna 2 st à 75 MW för olja, används idag som reserv.

En fjärrvärmecentral (FCI), uppfördes med början 1979. Idag finns där tre oljeeldade pannor, 45 + 140 + 160 MW och en naturgas/oljeeldad panna på 12 MW. Dessutom finns en FBC-panna för eldning av Höganäskol på 28 MW vilken togs i drift 1983.

Kraftvärmeverket, "Västhamnsverket", togs i drift 1983 och ger idag 120 MW värme och 61 MW el. 1987 var också en ackumulator med 36 000 m³ volym klar.

Dessutom finns två mindre produktionsenheter i nätet som reserv. Även ett vindkraftverk på Örbyfältet finns sedan 1988 för 180 kW eleffekt.

Bränsleanvändningen domineras av importerat kol 47 % och spillvärme 40 %. Dessutom utnyttjas inhemskt kol 8 %, olja 4 % och 1 % naturgas.

Markytor för solfångare

Produktionsanläggningarna är centralt placerade eller nära havet. Öster om Helsingborg finns åkermark som till stor del planeras för ny bebyggelse enligt kommunens byggnadsprogram. Ingen yta väster om E4/E6 bedöms kunna utnyttjas. Delar av Filborna soptipp i nordost är tänkbar mark och är färdigfylld till uppskattningsvis 20 % av totalytan som är ca 3 000 000 m². Avstånd till huvudledningar blir minst ca 4 km.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara hög.

Slutsatser

Stora delar av produktionsanläggningarna är nya. Nuvarande rörlig kostnad är mycket låg bl a beroende på möjligheten att utnyttja spillvärme och elda billigt kol samt att man har kraftvärmeproduktion. Dessutom är det svårt att hitta tillgänglig och billig mark för solfångare i området.

5.4.10 AB Enköpings värmeverk

Allmänt

Energiverket har tre produktionsanläggningar varav en svarar för reserv och spetslast med olja.

Produktionsanläggning

Huvudanläggningen har tre pannor som ger 25 MW, 50 MW, respektive 22 MW vid oljeeldning. Den största eldas normalt med gasol och den minsta kan eldas med kol men detta utnyttjas ej. Anläggningen är från 1977. En elpanna installerades senare och en ackumulator med volymen 7 000 m³ togs i drift 1987.

En fastbränsleanläggning har två pannor à 5,8 MW och en oljepanna för 10 MW. Reservanläggningen har två pannor à 11,5 MW från 1971.

Värmeproduktionen baseras numera på 58 % gasol, 21 % flis, 18 % el och 3 % olja.

Markytor för solfångare

Stora åkerytor finns tillgängliga alldeles intill huvudproduktionsanläggningen.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara låg.

Slutsatser

Den rörliga kostnaden ligger på en medelnivå och värmeverket har inte stora kapitalkostnader. Därmed är fjärrvärmepriset i kommunen relativt lågt. Återstående livslängd för pannor är ca 10 år i huvudanläggningen.

Reinvesteringar förutom eventuell naturgasanslutning, är aktuell tidigast år 2000 enligt verkets personal. Man hoppas mycket på möjligheterna med naturgasanslutning.

De tekniska förutsättningarna med markytor för solfångare m m är goda. Förutom möjligheten med lager i berg finns tjock lera, 40-50 m tjock, vid huvudanläggningen och skulle troligen kunna utnyttjas för lager. Den stora ackumulatorn kan utnyttjas för korttidslager.

5.4.11 Borlänge Energi

Allmänt

Energiverket har huvudsakligen två produktionsanläggningar varav en skall anslutas under 1989. Dessutom utnyttjas spillvärme via värmepumpar från en industri (Kvarnsveden).

Produktionsanläggningar

Huvudanläggningen, "Bäckelundsverket", eldas med fastbränsle och olja. Anläggningen har två oljepannor à 25 MW från 1973, tre oljepannor à 25 MW från 1975 och en fastbränslepanna på 20 MW som också kan eldas med olja (50 MW) togs i drift 1983. 1986 var

en ackumulator med 7 700 m³ volym också installerad.

Med hjälp av värmepumpar återvinns sedan 1983-84 spillvärme från Kvarnsvedens Pappersbruk. Värmepumpanläggningen ger 36 MW värmeeffekt. Dessutom levererar Kvarnsveden spetsvärme i form av ånga, ca 55 MW.

En hetvattencentral "Hagbacken" kommer att anslutas till det stora fjärrvärmesystemet under 1989.

Ungefärlig bränslefördelning för hela fjärrvärmesystemet är olja och ånga 13 %, flis och sorterade sopor 19 %, värme från värmepumpar 65 % samt el för elpannor 3 %.

Markytor för solfångare

Bäckelundsverket ligger relativt centralt i orten för att vara ett fastbränsleeldat verk. Idag ledig markyta nära verket är planerat industriområde. Ca 2-3 km från verket finns mycket åkermark som skulle kunna användas för solfångarfält.

Även vid Kvarnsvedens Pappersbruk men på andra sidan Dalälven finns skogs- och åkermark tillgängliga. Avstånd ca 1,5 km.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal eller något hög.

Slutsatser

Främst med hänsyn till det mycket stora spillvärmeutnyttjandet är solvärme mindre intressant här. Dessutom har man 1983 investerat i en fastbränsleanläggning som också kan svara för baslast och/eller mellanlast. Kraftvärme ev med naturgas övervägs som ett framtida alternativ vilket skulle konkurrera mot solalternativet.

Ett stopp för värmepumpdriften kan förändra situationen men någon form av fastbränsleeldning med låga driftkostnader verkar ändå trolig. Stora men ej idealiskt placerade markytor för solfångarfält ligger inom rimliga avstånd.

5.4.12 AB Fagersta kommuns energiverk

Allmänt

Energiverket har en produktionsanläggning som ligger i norra delen av samhället.

Produktionsanläggning

Anläggningen färdigställdes 1986 då större delen av det planerade fjärrvärmenätet var byggt. Produktionsenheterna är fastbränslepanna 20 MW, oljepanna 20 MW och en elpanna 15 MW (1984). Dessutom finns en rökgaskylare 5 MW och en ackumulator med 2 000 m³ volym.

En fjärrvärmekund levererar dessutom spillvärme maximalt 2,5 MW.

Huvudbränsle för fastbränslepannan är fräs och stycketorv och ett tioårigt avtal har slutits med Svenska Torv AB. Pannan svarar för ca 70 % av det årliga energibehovet.

Markytor för solfångare

En gammal soptipp på industrimark kan troligen utnyttjas. Ett annat alternativ är ej brukad åkermark med ca 1,5 km avstånd, på andra sidan Kolbäcksån.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara låg.

Slutsatser

Stora investeringar har nyligen gjorts i produktionsanläggningar som är avskrivna först om ca 20 år. Spillvärme utnyttjas men har ingen avgörande betydelse för produktionen.

Hårda miljökrav skulle tvinga fram ytterligare investeringar för rening eller ombyggnad. I ett sådant scenario skulle solvärme kunna vara ett alternativ eventuellt vid sidan av naturgas. Annars övervägs knappast omfattande nya solsystem inom 15 år.

5.4.13 AB Avesta energiverk

Allmänt

Energiverket har tre produktionsanläggningar. Huvudanläggningen eldas med sopor från ett flertal kommuner och fastbränsle.

Produktionsanläggning

I huvudanläggningen finns två st sopugnar à 6 MW från 1980, två st avgaspannor à 1 MW från 1984 och en absorptionsvärmepump på 3 MW från 1988. Dessutom finns en CFB-panna för biobränsle 15 MW eller 18 MW kol installerad.

En ackumulator i bergrum byggdes 1982 och har en volym om 15 000 m³.

Koncession finns för sopeldning till 1997 och en utökning av eldningen planeras. Bränsleanvändningen är 60 % avfall, 30 % biobränsle och 10 % olja.

Marktytor för solfångare

Produktionsanläggningen ligger i utkanten av orten. I närheten finns stora skogsmarker och delvis åkermark.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal eller hög.

Slutsatser

Solvärme skulle kunna vara aktuell tidigast om 8 år när nuvarande koncession för avfallsförbränning upphör. Kommunen förväntar sig fortsatt tillstånd.

En intressant möjlighet är att utnyttja befintligt eller utbyggt berglager som säsongslager. Stora marktytor för solfångare finns i närheten av produktionsanläggningen.

5.4.14 Hedemora energiverk

Allmänt

Energiverket har en produktionsanläggning som huvudsakligen eldas med gasol. 1986 har VBB undersökt energiverkets möjligheter att lagra värme i akviferlager och utnyttja värme med via värmepumpar.

Produktionsanläggning

Två oljepannor à 6 MW från 1984 med ombyggda kombibrännare 1988 för olja/gasol. En oljepanna med 12 MW effekt. Tre transportabla oljepannor från 1975, 1980 och 1982 finns också vid produktionsanläggningen. Dessutom finns en elpanna på 4 MW.

Energianvändningen baseras på gasol 58 %, el 34 % och olja 5 % av värmebehovet.

Marktytor för solfångare

Produktionsanläggningen ligger i utkanten av samhället och stora öppna åkerytor finns intill anläggningen. Ca 60 000 m² yta ägs av kommunen och kan troligen förvärvas billigt. På 500 m avstånd finns en fylld sopstation, ca 40 000 m², som tillsammans med omkringliggande åkermark borde kunna disponeras.

Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

Temperaturnivån bedöms vara normal eller låg. Temperaturdata/kurvor med statistik saknas.

Slutsatser

Anläggningen utnyttjar idag billig gasol och är därmed också förberedd för en anslutning till naturgasnät. Inga klara planer med naturgas till Hedemora finns idag.

Produktionsanläggningen bedöms ha en livslängd på 10 till 15 år, den kortare tiden gäller för de oljeeldade pannorna. Om förgasningsprojektet enligt ovan ej förverkligas, förväntas energiverket ändå bygga en mer permanent produktionsanläggning inom 5-10 år. Goda möjligheter finns att finna stora tillgängliga marktytor för solfångarfält inom 0-1 km avstånd.

5.4.15 Berglager i anslutning till värmeverken

Nedanstående översiktliga bedömning baseras i huvudsak på studium av befintliga geologiska och topografiska kartor. Vid bedömning av förutsättningarna har endast två klasser, goda eller dåliga, använts. Mellan dessa två finns säkert graderingar men för att göra en sådan gradering behöver mera detaljerade studier utföras.

Värmeverk	Bedömning	Anmärkning
Helsingborg	dåliga	jordtäckt, sedimentärt berg
Ljungby	goda	gnejs, ev svårt med påslag
Eslöv	dåliga	sedimentärt berg
Jönköping	goda	granit
Lidingö	goda	gnejs
Tyresö	goda	gnejs
Mjölby	goda	granit
Katrineholm	goda	gnejs, ev svårt med påslag
Enköping	goda	tonalit-granodiorit ev svårt med påslag
Kristinehamn	goda	gnejs
Hedemora	goda	granit, ev svårt med påslag
Fagersta	goda	sura vulkaniter
Borlänge	goda	granit, ev svårt med påslag
Avesta	goda	granit

På några platser finns befintliga berggrum som eventuellt skulle kunna utnyttjas som värmelager. Uppgifter om befintliga berggrum har inte sammanställts här. En intressant möjlighet är t ex två nedlagda gruvor i Fagersta. Gruvorna ligger 1-2 km från fjärrvärmenätet.

5.5 Nyinvesteringar

Ovanstående besök visar att många av de besökta energiverken har gjort investeringar i produktionsanläggningar under 1980-talet. Flertalet gäller fastbränsle. Hos sju av de fjorton besökta energiverken finns fastbränslesystemet från 80-talet. Vanligen är avskrivningstiden 20-25 år och återstå-

ende avskrivningstid är då 15-20 år för dessa anläggningar.

Mot bakgrund av de låga oljepriserna är det svårare för energiverken att sälja fjärrvärme idag jämfört med när oljan hos abonnenterna var dyr. Flera energiverk uppger att man vill undvika stora investeringar i produktionsanläggningar och därmed hålla fjärrvärmekostnaden nere.

Alla energiverk uppger att man förväntar sig stora möjligheter genom naturgasutbyggnad i Sverige. En anslutning till naturgasnätet och ombyggnad av pannor räknar man inte med kräver så stora investeringar.

Bl a med hänvisning till energiverkens "misstag" att satsa på fastbränsle efter "statlig uppbackning" (bl a bidrag), uppger energiverkens personal att kommunen/energiverket är mycket försiktiga med kapitalkrävande investeringar. Många ekonomifrågor är osäkra bl a moms, miljöavgifter, energipriser och därför vill man så långt som möjligt utnyttja gjorda investeringar.

5.6 Potentialbedömning

Av ovanstående fallstudier framgår vilka möjligheter som finns för solvärme i fjärrvärmesystem på fjorton orter. Främst med hänsyn till nyligen gjorda investeringar är solvärme knappast aktuell i mer än två av dessa orter inom den närmaste tioårsperioden. Dessa orter är relativt små. De investeringar som förväntas komma inom tioårsperioden är naturgasanslutning vilken inte kräver så stora kapitalbindningar. Kraftvärme diskuteras och är en kapitalkrävande investering som ekonomiskt bör jämföras med solvärme.

Därefter, för perioden mellan 10 och 15 år från idag, finns ytterligare behov av omfattande förnyelse och ytterligare anläggningar kan vara aktuella för solvärme. Potentialen med hänsyn till teknisk livslängd och tekniska förutsättningar är svår att avgöra men en bedömning är ytterligare tre orter. Då förutsätts att temperaturnivån i fjärrvärmenätet sänks genom ombyggnad och justering av nätet. Inom 15 år bedöms därför totalt 5 av de 15 undersökta orterna vara möjliga eller lämpliga att konvertera till solvärme (gäller anläggningarna 3, 8, 10, 13 och 14). Därmed är ca 33 % tänkbara. Avgörande är naturligtvis solvärmens ekonomiska

utveckling i förhållande till alternativ. Se avsnitt 8 nedan.

Energiverkens personal anser att solvärme är intressant främst ur miljösynvinkel men ändå utsluter inte alla energiverk någon form av avgifter för solvärmesystem. Många nämner energimoms som ett hinder för solvärme och tvekar inför möjligheterna att få ekonomi i solvärme.

Bruttopotential

1987 var totalt levererad fjärrvärme i Sverige 38 TWh. Av denna energi leverades ca 20 TWh centralt i storstadsregionerna (15 TWh) och i orter norr om Dalälven (5 TWh).

Fallstudien ovan visar att 5 av 15 anläggningar i fallstudien kan vara lämpliga eller möjliga för solvärme inom 15 år. 33 % av studerade verk skulle utan hänsyn till personalens intresse kunna vara aktuella för solvärme inom 15 år. Antag att samma förhållande råder för övriga orter i södra Sverige. Då får vi totalt värmebehov i orter som kan vara aktuella, uppskattningsvis $0,33 \times 18 = 6$ TWh. Med hänsyn till fjärrvärmeprognoser i avsnitt 5.2 kan detta värmebehov öka mellan 0 och ca 20 %. Bruttopotentialen blir, om vi antar 75 % energitäckning med solvärme som i Kungälvsfallet:

$0,75 \times 6 \times 1,1 = \text{ca } 5$ TWh/år i södra Sverige.

Antas samma förhållande råda för hela Sverige exkl centrala delar av storstadsregionerna blir bruttopotentialen:

$0,33 \times (38 - 15) \times 1,1 \times 0,75 = \text{ca } 6$ TWh/år

För att kunna göra en statistiskt säkerställd bedömning av hur mycket av fjärrvärmesystemen som kan var lämpliga för solvärme krävs en mer ingående undersökning.

Kraftvärme, naturgas och andra ekonomiskt konkurrerande alternativ gör att potentialen begränsas ytterligare. Se avsnitt 7.

Ett annat betraktelsesätt är att utgå från dagens produktionsmix i fjärrvärmesystemen (se avsnitt 5.2). Värmepumpar utnyttjas idag i stor utsträckning men krav på minskad CFC-användning och höjda elpriser kan inom en 15-årsperiod förändra denna bild. Fastbränsleanläggningar förekommer idag i

stor utsträckning men jämfört med värmepumpar har stora investeringar gjorts och flertalet anläggningar kan förväntas ha en återstående livslängd på omkring 15 år eller mer.

Miljöavgifter, höjda elpriser m m kan göra det möjligt för solvärmesystem att konkurrera med anläggningar som idag har värmepumpar och/eller gamla fastbränsleanläggningar. Dagens kraftvärme ligger i Sveriges storstäder där värmekostnaden är relativt låg och marktillgängligheten för solfångarfält kan antas vara ett väsentligt hinder för solvärme.

Antag att vi inom de närmaste 15 åren inte kan konkurrera med solvärme i kraftvärmeornernas fjärrvärmesystem. Antag också att solvärme ej konkurrerar med fastbränsleanläggningar byggda 1981 eller senare. Levererad värmemängd i befintliga kraftvärmeorter 1987 var enligt Värmeverksföreningen 22 TWh. Totalt levererad värme 1987 var 38 TWh enligt ovan.

Officiella uppgifter om åldern på Sveriges fastbränsleanläggningar saknas men det är väl känt att många fastbränsleanläggningar byggts under 1980-talet. Med hjälp av uppgifter som finns hos Värmeverksföreningen har levererad värmemängd summerats för orter med fastbränsleanläggningar byggda 1981 eller senare. Totalt levererad värme var 1987 i dessa orter 11 TWh när kraftvärmeorter exkluderats.

Bruttopotentialen blir med detta betraktelsesätt:

$$(38-22-11) \times 1,1 \times 0,75 = 5,5 \times 0,75 = \text{ca } 4 \text{ TWh/år}$$

Med tillräckligt god ekonomi för solvärme är det naturligtvis tänkbart med solvärme såväl i dagens kraftvärmeorter som i fastbränsleorter där man nyligen investerat i fastbränslesystem. Primärt blir troligen andra anläggningar aktuella. Sekundärt blir fastbränsleorter aktuella när anläggningarna är avskrivna eller i behov av omfattande upprustning eller förnyelse. Detta beräknas ske i stor omfattning om ca 15 år.

Beslut om ny kraftvärme under 90-talet enligt avsnitt 5.2.2 kan begränsa möjligheterna för solvärme i 5-10 st större fjärrvärmeorter. Kraftvärmeutbyggnaden är idag mycket oklar men kan påverka förutsättningarna för solvärme.

6 POTENTIAL I BLOCKCENTRALER

6.1 Allmänt om blockcentraler

Här behandlas blockcentraler med huvudsakligen ett effektbehov som överstiger ca 2 MW vilket motsvarar ca 400 lgh. Ingen entydig definition finns för blockcentralers storlek etc men här är syftet att belysa förhållandet för stora värmeanläggningar som inte är fjärrvärmeanläggningar.

Flera olika utredningar har gjorts vilka belyst förekomst av blockcentraler i olika storleksklasser, använda bränslen m m. Liksom hos fjärrvärmeanläggningar förändras bränsleanvändning, uppvärmningssystem etc men dessutom har flera stora blockcentraler anslutits till fjärrvärmesystem och därigenom upphört att vara blockcentral i egentlig mening.

6.2 Statistik och prognoser

Statistiska centralbyrån, SCB, sammanställer energistatistik för bebyggelse och SCB har även redovisat statistik i viss utsträckning för blockcentraler. Bl a mot bakgrund av att blockcentraler hade anslutits till fjärrvärme och att det inte fanns en samlad bild av genomförd oljeersättning, gjorde Statens energiverk en kartläggning inom bostäder, lokaler och industrin; Blockcentraler för uppvärmning, 1987:1.

Ingen separat statistik eller prognoser sammanställs för blockcentraler. Enligt rapporten 1987:1 fanns 1985 ca 160 st blockcentraler med en storlek och värmeförbrukning som motsvarar mer än 1 000 m³ olja per år. Oljeanvändningen har minskat kraftigt under 1980-talet främst beroende på fjärrvärmeanlutning. Tidigare hade ägarna planer på fortsatt anlutning men man kan förmoda att anlutningen av blockcentraler allmänt bromsats upp efter oljeprisfallet.

Separata prognoser för befintliga och nyttillkommande blockcentraler saknas.

6.3 Enkät för insamling av uppgifter

Det underlag som använts för att identifiera lämpliga centraler för enkäter har för de allra största centralerna främst varit Statens energiverks rapport 1987:1. Från denna källa har tagits centraler som är statligt ägda, kommunalt ägda eller mili-

tära anläggningar. För de landstingsägda sjukvårdsinrättningarna har uppgifter från SPRI (Sjukvårdens Planerings- och RationaliseringsInstitut) kompletterat. För övriga centraler visade det sig att mycket ändrats sedan rapporten 1987:1 gjordes. Som exempel kan nämnas att i rapporten anges att det inom bostadssektorn 1985 fanns mer än 200 gruppcentraler med en oljeförbrukning som är större än 600 m³. Många av dessa är fjärrvärmeanslutna idag. T ex har en mycket stor del av SABO:s och Riksbyggens centraler fjärrvärmeanslutits.

För sydvästra och västra Sverige har även en mycket stor del av de större centralerna anslutits till naturgasnätet. Material från de olika bostadsbolagen, deras organisationer t ex SABO, Riksbyggen och lokala energitredningar har varit till stor hjälp. (T ex undersökningar gjorda av Stockholm Energi.) Dessutom har centraler som VBB och TVE genom uppdragsverksamhet har uppgifter om, till stor del använts som underlag för enkäten. Ur detta material utnyttjades några gruppcentraler ägda av privata ägare eller stiftelser. Trots detta är flera av "enkät-centralerna" numera anslutna till fjärrvärme enligt enkäten.

6.3.1 Urvalsprinciper

Som underlag för enkäten har endast blockcentraler med en förmodad endergianvändning motsvarande 600 m³ oljeförbrukning tagits med.

Enligt rapporten 1987:1, kunde man 1985 grovt identifiera följande större grupper bland blockcentralerna med en oljeförbrukning större än 1 000 m³ enligt följande:

SABO Bostäder	50 st
Sjukvårdsinrättningar	30 st
Landstings tvätterier	10 st (24 st totalt)
Militära anläggningar t ex regementen och flygflottiljer	<u>22 st</u>
Totalt:	112 st

Gruppen övriga bostäder och Riksbyggen och HSB var totalt ganska stor men ändå betydligt mindre än SABO ensamt.

För intervallet mellan 600 m³ och 1 000 m³ anges att Övriga, Riksbyggen och HSB istället är fler tillsammans än antalet SABO-gruppcentraler.

Totalt anges att det 1985 bland blockcentralerna för bostadsuppvärmning fanns 215 st med en förbrukning över 600 m³.

Med hjälp av ovanstående, modifierat med hänsyn till att många av centralerna inom bostadssektorn visat sig vara fjärrvärmeanslutna efter 1985 samt svårigheten att få tag på de faktiska gruppcentralerna bakom statistiken, har följande 25, utgörande minst 10 % av de gruppcentraler som i dag ej är anslutna till fjärrvärme, valts ut:

SABO	6 st
Riksbyggen	4 st
HSB	1 st
Övriga bostäder	2 st
Sjukvårdsinrättningar	5 st
Militära flygplatser	1 st
Civila flygplatser	1 st
Övriga militära anläggningar	3 st
Förvalt. av Byggnadstyrelsen	2 st
Totalt:	25 st

Tvätterierna har inte medtagits med hänsyn till att de tillhör industrinäringen och där behandlas bara livsmedelsindustrin. Dessutom kräver de höga temperaturer för t ex ångproduktionen vilket är olämpligt för solvärmesystem.

Flygplatserna är medtagna eftersom vi ansåg att det borde finnas speciellt goda förutsättningar där. Det finns normalt ganska stora markområden i närheten som är bullerstörda och de är svåra att använda till annan verksamhet. Därför skulle dessa platser lämpa sig bra för solfångaruppställning.

6.3.2 Utvärdering av enkätsvar

Av 25 utskickade enkäter inkom efter telefonkontakter 17 st svar. Se bilaga 3. Av dessa har 6 st sedan undersökts närmare genom intervjuer med ansvarig och driftansvarig för centralen och 4 st har även besökts på platsen.

6.4 Besök för komplettering med uppgifter

Följande centraler har undersökts närmare varav 4 st har besökts på platsen:

CENTRALENS NAMN/ADRESS	ORT	ÄGARE
Nyköpings lasarett	Nyköping	Landstinget
Tullinge flygplats	Tullinge	Fortf
Vallskoga	Tierp	Riksbyggen+ kommunen
Djurgårdsvägen 31	Kristineh	Riksbyggen+ kommunen
Skyttvägen	Gustavsberg	Gustafsb Bost
Oxelvägen	Nacka	Älta Stensö

6.4.1 Tullinge flygplats, Tullinge

Allmänt

Panncentralen betjänar större delen av ett militärt skolflygfält. Verksamheten på området är under utredning. Idag står flera hus tomma inom området men ny verksamhet planeras.

Produktion

Idag är panncentralen bestyckad med 3 st lådpannor från 1969. Dessa bedöms vara i behov av byte inom kort.

Installerad effekt: 2 x 2,3 MW och en på 1,9 MW. 2 st distributionspumpar finns på 4,5 m³/tim respektive 6,5 m³/tim. Den större används bara vid extremt kallt väder. En anslutning till fjärrvärme har diskuterats men avståndet till befintligt fjärrvärmenät är ganska långt.

Markyta

Inom 200 m finns ett tillgängligt markområde om 200 x 140 m (28 000 m²). Ett större område om 200 x 300 m (60 000 m²) på en svagt kuperad bergsplatå finns inom 500 m avstånd. Det senare ligger även i direkt anslutning till en lämplig placering av ett berglager. Närmaste anslutningspunkt till kulvert-nätet har tillräcklig distributionskapacitet.

Lager

Område mycket lämpligt för berglager finns som nämnts ovan inom 500 m. En alternativ placering finns i ett 300 x 300 m stort område med grusås. Detta ligger inom ett ca 600 m avstånd.

Temperaturnivå

Undercentralerna är yngre än 10 år, samtliga är utrustade med 3-vägsventiler vilket ger höga returtemperaturer, t ex 70°C i returtemperatur även vid låglast. En ombyggnad till 2-vägsventiler har diskuterats i samband med en eventuell övergång till fjärrvärme. Detta skulle även bli nödvändigt vid en solvärmeanläggning för att få ner returtemperaturen. Idag är temperaturen:

Höglast:

Framledning 90°C Returledning 80°C

Låglast:

Framledning 80°C Returledning 70°C

Slutsatser

Som för många flygplatser och militära anläggningar finns fria markområden i anslutning till området. Förutsättningen för att anlägga lager och solfångaruppställning bedöms därför som mycket goda. Även försörjningsskäl i kristid talar för solvärme som ett lämpligt alternativ. Dock krävs en ombyggnad av undercentralerna för att få lämpliga temperaturer.

6.4.2 Djurgårspatån, Kristinehamn

Allmänt

Centralen ägs till största delen av Riksbyggen. Dessutom har kommunen en större del, andra intressenter finns också. Panncentralen matar och ligger i direkt anslutning till ett bostadsområde. Systemet är indirektkopplat med 3-vägsventiler i undercentralerna. I dessa är även frånluftvärmepumpar placerade. Sommartid täcker värmepumparna större delen av behovet. Panncentralen används då bara som spetsenhet. Genom detta och 3-vägskopplingen blir returtemperaturerna mycket höga.

Produktion

Energiförbrukningen är i dag ca 4 800 MWh inklusive 700 till 800 MWh_{el} till värmepumparna, resten är WRD-olja. Man överväger att övergå till EO3. Toppeffektbehovet är ca 2,3 MW.

3 st pannor finns installerade:

1,2 MW från 1981

1,2 MW från 1984

1,1 MW från 1980 avsedd för pelletsdrift. Denna är inte i drift p g a bland annat driftproblem.

Anslutning till fjärrvärme är inte aktuell.

Markyta

Inom ca 1 km från panncentralen finns två markområden i kommunal ägo som är mer än tillräckliga för solfångaruppställning. Det ena området ligger med panncentraler som närmaste anslutningspunkt till kulvertnätet. Från det andra måste man lägga en kulvert genom bostadsområdet.

Lager

Området är gammal sjöbotten. Måktiga sjösediment är ett potentiellt lager som finns i anslutning till centralen. Lämplig placering kan vara under den tänkbara solfångaruppställningen.

Temperaturnivå

Genom att systemet är kopplat med värmepumpar ute i undercentralerna är returtemperaturerna mycket ogynnsamma. Sommartid då enbart tappvarmvatten produceras kan returtemperaturen vara så hög som 75°C.

Vid en solvärmeintroduktion krävs en ombyggnad av undercentralerna till 2-vägsventiler. Solvärmeintroduktion kan antagligen inte bli aktuell förrän värmepumparna tjänat ut och kan monteras bort ur systemet. Deras ogynnsamma inverkan på returtemperaturen kommer då att försvinna. Idag är temperaturen:

Höglast:
Framledning ? °C Returledning ? °C

Låglast:
Framledning 85°C Returledning 75°C

Slutsatser

Centralen kan anses som möjlig att konvertera till solvärme. Förutsättningen för att anlägga lager och solfångaruppställning bedöms som goda. Dock är temperaturnivåerna i dag mycket ogynnsamma. Ombyggnader krävs för att få lämpliga temperaturer i nätet.

Vid ändrade energipriser kan den urdrifttagna pelletspressen eventuellt bli lönsam att sätta i stånd igen. Den kommer då att vara en konkurrent till en solvärmeintroduktion.

6.4.3 Oxelvägen, Älta Stensö

Allmänt

Panncentralen matar ett bostadsområde. Panncentralen ligger i direkt anslutning till bostadsområdet.

Produktion

Energiförbrukningen är i dag ca 2 300 m³ olja eller 18 500 MWh.

Idag är panncentralen bestyckad med 2 st lådpannor från 1969. Dessa bedöms vara i behov av utbyte inom några år. Dessutom finns en nyinstallerad oljepanna (1989) om 5 MW.

Installerad effekt: 2 x 4,5 MW + 5 MW = 14 MW.

Anslutning till fjärrvärme är inte aktuell.

Markyta

I direkt anslutning till panncentralen finns ett markområde om ca 24 000 m² svagt kuperad bergsplatå. Ett område om ca 330 x 30 m (10 000 m²) finns inom 500 m avstånd. Det senare ligger även i en SV-sluttning ner mot en trafikledanslutning med en lämplig placering av ett berglager. Närmaste anslutningspunkt till kulvertnätet har tillräcklig distributionskapacitet.

Lager

Ett område mycket lämpligt för berglager finns i direkt anslutning till panncentralen och under den tänkbara solfångaruppställningen.

Temperaturnivå

En ombyggnad och intrimning av undercentraler och radiatorsystem skulle bli nödvändig vid introduktion av solvärme för att få ner returtemperaturerna. Idag är temperaturen:

Höglast:
Framledning 90°C Returledning 70°C

Låglast:
Framledning 70°C Returledning 55°C

Slutsatser

Förutsättningen för att anlägga lager och solfångaruppställning bedöms som ganska goda. Detta gäller dock bara om kostnaderna för erforderlig markyta kan hållas låga genom att marken tillhandahålls av kommunen. En ombyggnad av undercentralerna krävs för att få mer lämpliga temperaturer i nätet.

6.4.4 Vallskoga, Makrillvägen, Tierp

Allmänt

Centralen ägs till 40 % av Riksbyggen och till 60 % av kommunen. Panncentralen matar ett bostadsområde om 152 lägenheter. Uppvärmad yta är 14 474 m². Systemet är direktkopplat dvs utan undercentraler. Centralen ligger i direkt anslutning till bostadsområdet. Värmebehovet understiger här 1 MW.

Produktion

Energiförbrukningen är i dag ca 360 m³ EO1 olja. Toppeffektbehovet är 960 kW.

Idag är panncentralen bestyckad med:

2 st pannor 730 kW 1976
1 st panna 465 kW 1979
1 st Røkgaskondensor för förvärmning av tappvarmvatten.

Røkgaserna kyls till +35°C. Förutom att man blivit tvungen att installera vattensotning för att förebygga igensättningar har røkgaskondensorn fungerat bra. Den sparar ca 40 till 50 m³ olja per år.

Anslutning till fjärrvärme är inte aktuell.

Markyta

I direkt anslutning till panncentralen finns markområden i kommunal ägo som är mer än tillräckliga för solfångaruppställning.

Närmaste anslutningspunkt till kulvertnätet är panncentralen.

Lager

Området är gammal sjöbotten med lera. Både lerlager och sjösedimentlager kan bli aktuellt. Lämplig placering kan vara under den tänkbara solfångaruppställningen.

Temperaturnivå

Genom att systemet är direktkopplat är temperaturerna mycket gynnsamma. Sommartid då enbart tappvarmvatten produceras kan inkommande stadsvatten hålla 10 - 15°C. Idag är temperaturen:

Höglast:
Framledning 80°C Returledning 50°C

Låglast:
Framledning 55°C Returledning 10 - 15°C (enbart tappvarmvatten)

Slutsatser

Centralen kan anses som mycket lämplig för solvärmeintroduktion. Förutsättningen för att anlägga lager och solfångaruppställning bedöms som mycket goda. Även temperaturnivåerna är mycket gynnsamma. Det som talar mot solvärme är det låga värmebehovet och rökgaskylning.

6.4.5 Skyttevägen, Gustavsberg

Allmänt

Ägaren är en allmännyttig bostadsstiftelse. Panncentralen matar större delen av ett bostadsområde.

Produktion

Idag är panncentralen bestyckad med en nyinstallerad deponigaspanna på 2,5 MW. Intrimning av denna pågår. Stiftelsen betalar bara för levererad värme

enligt ett 10-årigt avtal som grundar sig på ett baspris som skrivs upp med index. Dessutom finns 2 st lådpannor med effekten ca 1,2 MW från 1969. Dessa eldas med olja. Ytterligare spetseffekt finns i en mindre central ute i nätet. Den utgörs av 2 st oljepannor om c:a 1,5 MW.

Centralens toppeffektbehov är ca 4-5 MW.
Någon anslutning till fjärrvärme är inte aktuell.

Markyta

Inom 100 till 300 m finns ett stort markområde lämpligt för solfångaruppställning. Området utgörs av ett kalhygge omgivet av skog. Marken ägs av det privata bolaget Gustavsbergs Fastigheter.

Lager

I anslutning till markområdet lämpligt för solfångaruppställning och vid centralen finns berg lämpligt för placering av ett berglager. Närmaste anslutningspunkt till kulvertnätet har tillräcklig distributionskapacitet.

Temperaturnivå

Undercentralerna är yngre än 10 år, samtliga är utrustade med 2-vägsventiler, vilket ger låga returtemperaturer, t ex 45°C i returtemperatur vid låglast. Idag är temperaturen:

Höglast:

Framledning 95°C Returledning 65°C

Låglast:

Framledning 80°C Returledning 70°C

Slutsatser

Anläggningen lämpar sig rent tekniskt väl för ett solvärmesystem. Dock bör introduktion inte bli aktuell förrän det nyinstallerade deponigassystemet tjänat ut om uppskattningsvis 10 till 15 år.

6.4.6 Berglager i anslutning till blockcentraler

På samma sätt som i avsnitt 5 har förutsättningar för berglager bedömts.

Blockcentral	Bedömning	Anmärkning
Tullinge	goda	gnejs
Tierp	goda	granit, ev svårt med påslag
Gustavsberg	goda	gnejs, granitisk gnejs
Älta, Stensö	goda	gnejs, granitisk gnejs
Kristinehamn	godä	gnejs

6.5 Nyinvesteringar

Investeringsbehovet bedöms genomsnittligt vara mer aktuellt och närstående än i värmeverksfallen. Tillräckligt med uppgifter har inte framkommit i denna studie som ger tillförlitliga fakta om investeringsbehovet.

6.6 Potentialbedömning

Av 25 utskickade enkäter inkom 17 och 5 bedöms som möjliga eller lämpliga att konvertera till solvärme, dvs 20 % av gruppcentralerna är tänkbara.

För att kunna göra en statistiskt säkerställd bedömning om hur många gruppcentraler lämpliga för solvärme som finns i Sverige krävs en mer ingående undersökning.

Dock pekar denna studie på att en teknisk potential bör vara maximalt 20 % av det totala antalet blockcentraler (ca 250 st centraler) med energiförbrukning motsvarande 600 m³ eller mer och som inte är anslutna till fjärrvärme. Potentialen blir därmed maximalt c:a 50 st centraler. En grov uppskattning visar att detta motsvarar omkring 0,5 TWh värme per år som kan ersättas med solvärme.

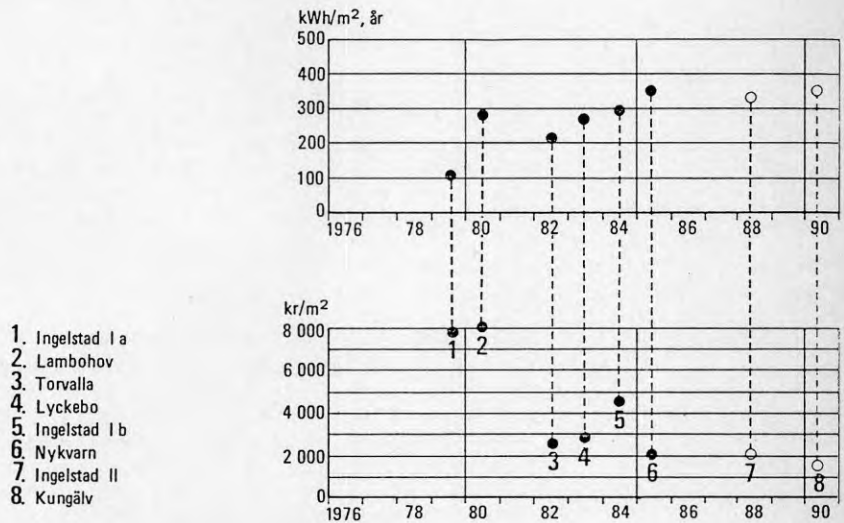
7 EKONOMI

7.1 Fjärrvärmesystem

Möjligheterna för introduktion av storskalig solvärme i fjärrvärmesystem bestäms slutligen av solvärmens ekonomiska möjligheter jämfört med andra system. I Byggeforskningsrådets rapport R104:1988 Säsongslagrad solvärme i Kungälv, finns utförliga ekonomiska beräkningar av kostnaderna för ett solvärmesystem i stor skala. Solsystemet planeras bli kopplat till ett fjärrvärmesystem med ett värmebehov om ca 22 MW. I rapporten har även beräkningar gjorts för andra värmesystem som alternativ till solvärme, bl a naturgas och kraftvärme.

Ekonomi och känslighetsanalys

Kostnadsutvecklingen i svenska projekt framgår av nedanstående figur.



Figur 8: Nyttiggjord värme och anläggningskostnad för solvärmeanläggningar. Kostnader i 1985 års prisnivå. Källa: BFR, G16:1987.

Kostnadsförändringar för solfångarfält beräknas ske och får stor betydelse för solvärmens totalekonomi. Investeringskostnader för solfångarfält utgör med dagens priser den största delen av total investering för en solproduktionsanläggning.

Beräkningarna för Kungälvprojektet utgår från en solfångarkostnad som är 1 115 kr/m² solfångaryta i 1988 års prisnivå. I denna kostnad är alla kostnader för solfångarfältet inräknade. Kostnaden utgör 53 % av total anläggningskostnad för solvärmesystemet oräknat kostnader för markköp. En beräkning av total årskostnad vid 4 % (6 %) realränta, visar att energikostnaden blir 0,42 kr/kWh (0,48) producerad värme när alla kostnader för solvärmesystemet inräknats. Ett fjärrvärmesystem baserat på naturgas har beräknats ge en energikostnad på 0,28 kr/kWh (0,31). Naturgassystem som omfattar naturgasdistribution blir billigare, ca 25 öre/kWh (uppgift vid 6 % realränta saknas).

Synpunkter har framförts om möjligheterna att kunna sänka kostnaden vid tillverkning av den aktuella typen av solfångarmoduler. I rapporten om Kungälv redovisas kostnaden 700 kr/m² solfångaryta d v s 63 % av beräknad kostnad som en möjlighet.

En beräkning av totalkostnaden för ett solvärmesystem med samma beräkningsmetod som använts i Kungälvrapporten och kostnaden 700 kr/m² solfångaryta, ger energikostnaden 0,35 kr/kWh. För att komma ned till 0,28 kr/kWh som gäller för naturgasalternativet, behöver kostnaden sänkas till 24 % av beräknad solfångarkostnad eller ca 270 kr/m² solfångaryta. (Vid 6 % realränta behöver kostnaden sänkas ytterligare.)

Som jämförelse bör man här påpeka att av beräknad kostnad (1 115 kr/m²) för solfångarfälten, så utgör kostnaden för solfångarmoduler och stativ ca 690 kr/m². Övriga kostnader gäller fundament, markberedning och liknande. En kostnadssänkning till 270 kr/m² förefaller därför orealistisk. För att solvärmealternativet skall vara konkurrenskraftigt gentemot naturgasalternativet krävs prestandaförbättringar för bättre ekonomi i solalternativet och miljöavgifter eller annat som gör naturgas mindre fördelaktig.

I kommuner som inte kan förväntas få naturgas kan det vara mer riktigt att jämföra med fastbränslealternativ, t ex flis kombinerat med olja. I Kungälvrapporten har totalt energipris beräknats till

32 öre/kWh för flis/torv. I ett sådant fall krävs en prissänkning på solfångarsystemet till ca 40 % av beräknad kostnad för solfångarfältet eller 450 kr/m². Även denna kostnad förefaller orealistisk men här kan naturligtvis miljöavgifter få större betydelse än i naturgasfallet.

Känslighetsanalys med hänsyn till miljöavgifter

För närvarande pågår utredning av möjligheter att använda miljöavgifter. I skrivande stund har inga beslut fattats annat än skärpta miljökrav bl a vad gäller svavelutsläpp (gäller från årsskiftet 1988/89). Miljöavgiftsutredningen har just lämnat sitt delbetänkande beträffande svavel- och klorutsläpp.

Med hänsyn till pågående diskussioner redovisas här några räkneexempel med nuvärdesberäkningar för att belysa hur investeringar kan värderas hos ett kommunalt energiverk:

Beräkningsexempel

Utgångspunkten är ett fjärrvärmesystem med samma värmebehov som i Kungälv, dvs 22 MW. Tre alternativa produktionsanläggningar beräknas. I solvärme-faktor utnyttjas kostnadsuppgifterna i BFRs rapport om Kungälv, R104:1988. En kostnadspost har lagts till och gäller markköp. Kostnaden för mark har antagits till 14 Mkr i 1988 års prisnivå (ca 50 kr/m² markyta).

Prognos för naturgaspriset har hämtats från Statens energiverk och ger en realprishöjning med 1 % per år de närmaste 15 åren.

Antagen ränta är 11,5 % och inflation 5 %.

Kostnader för fjärrvärmedistribution från produktionsanläggningen ingår ej i kalkylerna.

Alternativ 1

Solvärme med säsongslager och naturgas som spetsvärme. Kostnad för solfångarfält 1 115 kr/m² solfångaryta.

Alternativ 2

Som alternativ 1. Kostnad för solfångarfält 700 kr/m² solfångaryta.

Alternativ 3

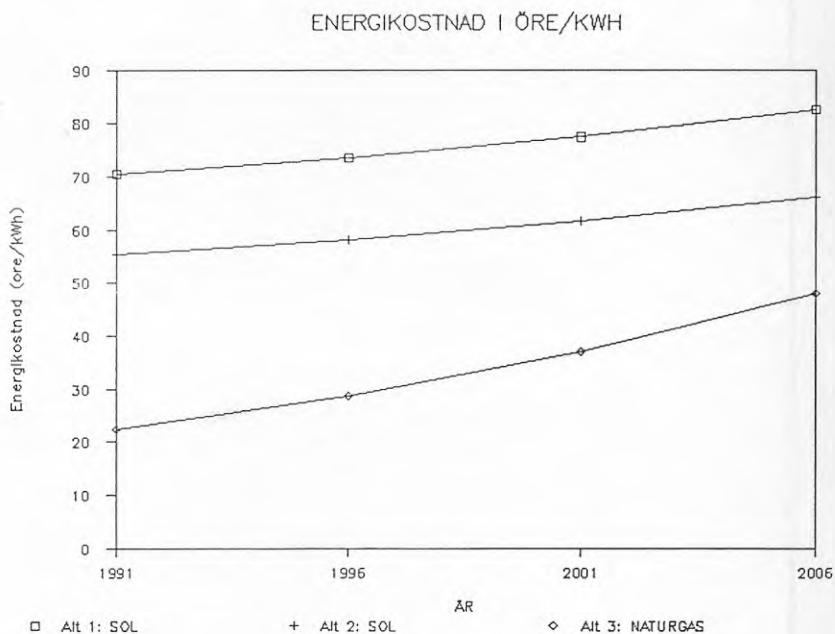
Naturgasanslutning för vattenbaserad värmedistribution. (Alternativ "100 % naturgas" i rapport R104:1988.)

Beräkningsresultat

Resultaten av beräkningarna visar:

Alternativ	Nuvärde av kostnader 1991-2006 1988 års prisnivå (Mkr)
1a 1 115 kr/m ²	239
2a 700 kr/m ²	189
3a Naturgas	97

Energikostnader i öre/kWh har beräknats för perioden 1991 till 2006. Kostnaden omfattar total års-kostnad i respektive års penningvärde. Energikostnaden för respektive alternativ framgår av figur 9.

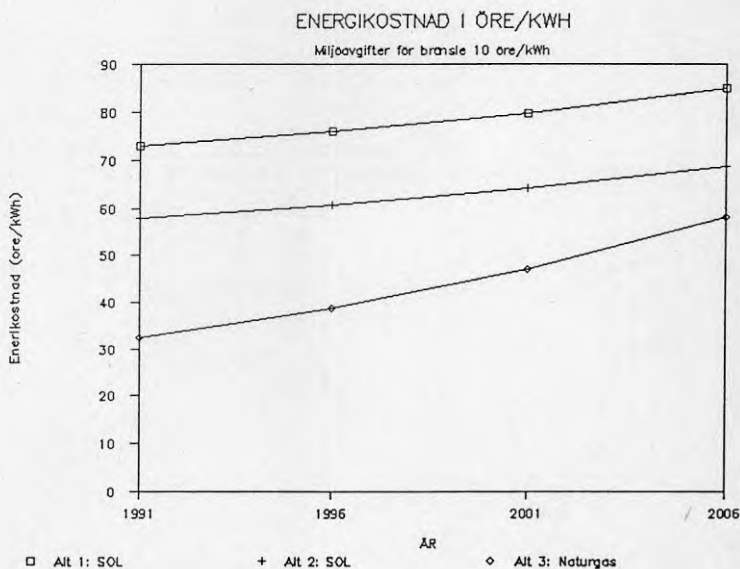


Figur 9: Energikostnad för tre alternativ. Naturgaskostnad enligt Statens Energiverks prognoser.

En beräkning har även gjorts med en antagen miljöavgift på 10 öre/kWh producerad värme.

Alternativ		Nuvärde av kostnader 1991-2006 1988 års prisnivå (Mkr)
1b	1 115 kr/m ²	247
2b	700 kr/m ²	197
3b	Naturgas	129

Beräkning av energikostnaden totalt för fallet med miljöavgifter framgår av figur 10. Observera att miljöavgiften antas vara fast och inte räknas upp respektive år i detta exempel.

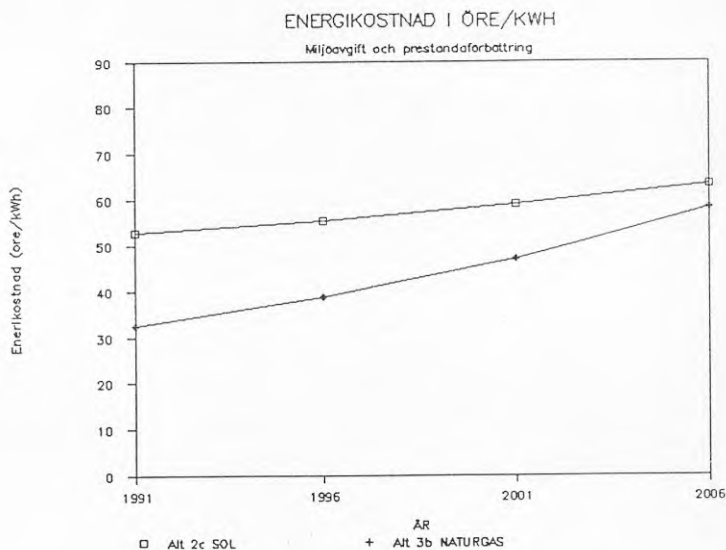


Figur 10: Energiförbrukning för tre alternativ. Miljöavgift med 10 öre/kWh antagen för naturgas.

Av bilaga 4 redovisas i ett diagram resultatet av nuvärdesberäkningarna ovan.

Beräkningar har också utförts som behandlar ett alternativ 2c, där prestandaförbättrande åtgärder har genomförts så att solfångarnas blivit effektivare jämfört med dagens teknik. (Se avsnitt 3.3 ovan om teknikutvecklingsläge.) Här har vi räknat med att solfångarna förbättras så att solfångarytan kan minskas med 20 % jämfört med alternativ 2b ovan samtidigt som miljöavgifter belastar bränsle-användningen som ovan med 10 öre/kWh.

Beräkningsresultatet med energikostnad för alternativ 2c och referensalternativet 3b med naturgas, framgår i nedanstående figur 11. Nuvärdet för alternativ 2c blir 180 Mkr.



Figur 11: Energiförbrukning för alternativ 2c; solfångare med förbättrad prestanda och naturgas för spetsvärme samt alternativ 3b; naturgas. Miljöavgifter med 10 öre/kWh antagen för naturgas.

7.2 Blockcentraler

För stora blockcentralsystem beräknas ungefär samma solvärmelösningar bli tillämpbara som i fjärrvärmesystem. Därför gäller samma ekonomiska resonemang för blockcentraler som ovan.

I de fallstudier för blockcentraler som redovisats i denna rapport förefaller förutsättningarna vara mer gynnsamma för solvärme än för fjärrvärmeanläggningar. Idag finns det få stora blockcentraler i Sverige med så stora värmebehov att säsongslagring typ Kungälvprojektet med bergrum kan bli aktuell. Ekonomiskt sett bör stora blockcentraler vara jämförbara med fjärrvärmenät. Som nämnts ovan pågår teknikutveckling för att hitta lämpliga systemlösningar för mindre blockcentraler.

Fallstudierna visar på låga temperaturer i vissa distributionsnät vilket kan medföra något mer gynnsamma förutsättningar för solvärme i blockcentraler jämfört med fjärrvärmesystem.

8 SLUTSATSER

8.1 Tekniska förutsättningar för solvärme

Idag saknas en aktuell bedömning av solvärmepotentialen i Sverige. Rapporten behandlar solsystem på 10-15 års sikt med inriktning på fjärrvärme och blockcentraler där värmebehovet överstiger 2 MW. Utgångspunkten är tillämpning av stora solvärmesystem med säsongslager och drift utan värmepump.

Fallstudien visar att 40 % av besökta energiverk (utan hänsyn till personalens intresse) skulle kunna vara aktuella för solvärme med hänsyn till dagens tekniska förutsättningar. Underlaget är fallstudier och har så begränsad omfattning att nationella slutsatser inte kan göras på statistiskt säkra grunder. Antas ändå att samma förhållande råder för övriga orter blir solvärmepotentialen (bruttopotential) i Sverige ca 6 TWh per år.

En viktig begränsande faktor för solvärmens möjligheter i fjärrvärmesystem, är de omfattande investeringar som gjorts i fastbränsleanläggningar under 80-talet.

Kraftigt minskat antal blockcentraler och på samma sätt som hos energiverk, en kraftigt minskad oljeanvändning, har påverkat blockcentralernas energianvändning kraftigt under 1980-talet.

Fallstudier i 6 st anläggningar har för blockcentraler inriktats på enkätsvar där de tekniska förutsättningarna bedömts vara goda. Ca 50 st gruppcentraler med energianvändning motsvarande 600 m³ per år eller mer, har bedömts maximalt vara möjliga eller lämpliga för solvärme i Sverige. En grov uppskattning visar att högst 0,5 TWh per år därmed skulle kunna ersättas med solvärme.

8.2 Ekonomi med hänsyn till energipriser m m

Investeringskostnader för ett solfångarfält utgör mer än hälften av total anläggningskostnad för ett solvärmesystem och har därmed stor inverkan på solvärmens lönsamhet. Erfarenheter från genomförda svenska solprojekt visar att kostnaden för solfångarna minskat under 80-talet och kan förmodas minskas ytterligare.

solvärme och naturgas för värmeproduktion jämförts i några beräkningsexempel. Nuvärden och energikostnad har beräknats för att belysa hur investeringar kan värderas hos ett kommunalt energiverk. Statens energiveks prisprognoser för naturgas har legat till grund för beräkningarna.

Beräkningarna visar att solvärme ger sämre ekonomi än naturgas. Känslighetsanalys visar att kraftiga miljöavgifter och kraftigt sänkta kostnader för solfångare, eller motsvarande kostnadsförändringar, krävs för att solvärmealternativets kostnader skall närma sig naturgasalternativet.

LITTERATUR

- 1) Reh binder, G. 1988. Hot Water Storage in Rock Caverns. Stockholm.
- 2) Systemfrågor. G25:1986. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 3) Solvärmeteknik. G12:1987. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 4) Claesson, T. m fl. Säsongslagrad solvärme i Kungälv. R104:1988. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 5) Wahlman, E., Zinko, H. m fl. Sol till fjärrvärme och gruppcentraler. R147:1984. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 6) Hydén, H., Töcksberg, B. Potential för säsongslagring av värme i svenska fjärrvärmesystem. R112:1985. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 7) Hydén, H., Emmelin, A. Värmelagring i akviferer i Sverige. R66:1983. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 8) Lagergren, S., Lundborg, H. Fjärrvärmesystem med direktkopplade abonnentcentraler. R114:1987. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 9) Abel, E. m fl. Solvärmesystem med årslagring. R148:1984. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 10) Gransell, H. m fl. Förutsättningar för solfjärrvärme. R43:1986. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 11) Jilar, T. Solvärmeteknik i stor skala. R103:1984. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 12) Brunström, Ch., Hillström, C-G. R86:1987. Lyckeboprojektet, solfjärrvärme med säsongslagring i berggrum. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 13) Gräslund, J., Hultmark, G. Solvärmekompletterat fjärrvärmenät i Torvalla, Östersund. R38:1988. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 14) Dalenbäck, J-O. Storskalig solvärmeteknik i Sverige. R24:1988. Byggeforskningsrådet. Stockholm.
- 15) Hydén, H. m fl. Säsongslagring av solenergi genom borrhålslager i berg. R14:1983. Byggeforskningsrådet. Stockholm.

- 16) Matsson, L-O. Solvärme för Larsbergsområdet på Lidingö. R48:1981. Byggforskningsrådet. Stockholm.
- 17) Matsson, L-O. Solvärmeanläggning ansluten till fjärrvärmenät. Förstudie i Gävle. R49:1980. Byggforskningsrådet. Stockholm.
- 18) Temperaturnivå i fjärrvärme- och blockcentralsystem. Statens energiverk 1987:2. Stockholm.
- 19) Elmarknadsrapport 1988. Statens Energiverk 1988:R15. Stockholm.
- 20) Värmeverksföreningen. Statistik 1987. Stockholm.
- 21) Wennerholm, H. Regler för P-märkning av termiska solfångare. SP Rapport 1987:44. Borås.
- 22) Broschyr. Swedish Council for Building Research. Plant Kungälv. S1E:87. Stockholm.
- 23) Broschyr. Swedish Council for Building Research. Plant Nykvarn. S2E:1986.
- 24) Broschyr BFR: Solvärme i berg Lyckebo Uppsala. 1985.
- 25) Broschyr. Solvärme i Ingelstad. G24:1984. Byggforskningsrådet. Stockholm.
- 26) Molin, J. m fl. Sänkt drifttemperatur i fjärrvärmenät - konsekvenser i distributionssystemet. Värmeforsk. Stockholm.
- 27) Dalenbäck, J-O m fl. Fantastisk svensk utveckling av solvärme. Temanummer om solvärme s. 16-40 i VVS & Energi. 1987.
- 28) Dalenbäck, J-O. "The Status of CSHPSS". Chalmers University of Technology. 1989. Göteborg.
- 29) Dalenbäck, J-O. Third Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storages. Volume 1. Volume 2. 1989. Göteborg.
- 30) Josefsson, W. Solstrålningen i Sverige. Tids- och rumsfördelning. R112:1987. Byggforskningsrådet. Stockholm.
- 31) Bergquist. Fem års utomhusexponering av solfångare. Statens provningsanstalt. Rapport 1988:08. Borås.

FÖRBRÄNNING AV BRÄNSLEFLIS 1987

Medlemsverk	Flismängd för produktion av värme GWh	Medlemsverk	Flismängd för produktion av värme GWh
ARBOGA	21	LYCKSELE	35
AVESTA	7	MJÖLBY	49
BODEN	95	MÖLNDAL	2
BOLLNÄS	49	NYKÖPING	1
BORLÄNGE	43	PITEÅ	2
BORÅS	350	RAGUNDA	2
BRÄCKE	1	RÄTTVIK	27
DALAMILJÖ	104	SANDVIKEN	9
DREFVIKEN	33	SKARABORG	88
EKSJÖ	86	SKELLEFTEÅ	18
ENKÖPING	68	SOLLEFTEÅ	15
ESKILSTUNA	205	STRÖMSUND	4
FAGERSTA	8	SUNDSVALL	55
FALKENBERG	22	SURAHAMMAR	6
FALKÖPING	43	SVENLJUNGA	26
GRÅSTORP	8	SÄTER	32
GÄLLIVARE	2	TRANÅS	79
HAMMARÖ	6	UDDEVALLA	20
HUDIKSVALL	2	UMEÅ	99
HULTSFRED	41	UPPSALA	53
HÅRJEDALEN	2	VAGGERYD	9
HÅRNÖSAND	26	VILHELMINA	41
HÄSLEHOLM	42	VIMMERBY	51
JOKKMOKK	36	VÄSTERVIK	145
JÖNKÖPING	15	VÄXJÖ	296
KALMAR	13	ÅSELE	4
KARLSKOGA	1	ÄLMHULT	18
KIRUNA	55	ÄLVSBYN	26
KRAMFORS	16	ÄNGELHOLM	21
LANDSKRONA	30	ÖRKELLJUNGA	19
LIDKÖPING	73	ÖSTERSUND	200
LINKÖPING	337	ÖVERKALIX	1
LJUNGBY	35	SAMTLIGA	
LJUSDAL	21	MEDLEMSVERK	3361
LULEÅ	12		

FÖRBRÄNNING AV AVFALL 1987

Medlemsverk	Avfallsmängd för produktion av värme GWh	Medlemsverk	Avfallsmängd för produktion av värme GWh
AVESTA	74	LIDKÖPING	25
BOLLNÄS	54	LINKÖPING	466
BORLÄNGE	34	MALMÖ	555
BORÅS	93	SKARABORG	1
DALAMILJÖ	35	STOCKHOLM	397
EKSJÖ	6	SUNDSVALL	21
GÖTEBORG	788	TROLLHÄTTAN	34
HALMSTAD	169	UMEÅ	208
KARLSKOGA	71	UPPSALA	674
KARLSTAD	135	VÄSTERVIK	42
KIRUNA	15	SAMTLIGA	
KÖPING	130	MEDLEMSVERK	4037

Källa: Svenska värmeverksföreningen. Statistik 1987.

FÖRBRÄNNING AV TORV 1987

Medlemsverk	Torvmängd för produktion av värme GWh	Medlemsverk	Torvmängd för produktion av värme GWh
AVESTA	24	SKELLEFTEÅ	96
BODEN	121	SOLLEFTEÅ	3
BORÅS	16	STRÖMSUND	20
BRÄCKE	12	SUNDSVALL	49
FAGERSTA	39	SURAHAMMAR	23
GÄLLIVARE	107	SVENLJUNGA	11
HUDIKSVALL	124	SÅTER	2
HÄRJEDALEN	2	UDDEVALLA	74
HÄRNÖSAND	31	UMEÅ	75
HÄSSLEHOLM	5	UPPSALA	18
KARLSKOGA	118	VAGGERYD	9
KIRUNA	64	VILHELMINA	7
KRAMFORS	15	VÄXJÖ	115
LIDKÖPING	33	ÅSELE	15
LJUNGBY	2	ÄLMHULT	6
LJUSDAL	25	ÅNGELHOLM	87
LYCKSELE	2	ÖSTERSUND	94
MJÖLBY	4	ÖVERKALIX	7
RÄTTVIK	5	SAMTLIGA	
SANDVIKEN	125	MEDLEMSVERK	1588

INDUSTRIELL SPILLVÄRME 1987

Medlemsverk	Mottagen spillvärme GWh	Medlemsverk	Mottagen spillvärme GWh
ALE	25	PITEÅ	84
BURLÖV	20	SKELLEFTEÅ	3
FAGERSTA	9	SKINNSKATTEBERG	7
GOTLAND	13	SKÖVDE	10
GÄVLE	287	SMEDJEBACKEN	2
GÖTEBORG	582	STAFFANSTORP	2
HALMSTAD	19	STOCKHOLM	20
HELSINGBORG	424	SUNDSVALL	103
HOFORS	41	SÅTER	0
HÄSSLEHOLM	3	SÖDERTÄLJE	32
JÄRFÄLLA	1	TIMRÅ	22
KUMLA	48	VÄNERSBORG	92
KÖPING	121	VÄSTERÅS	18
LANDSKRONA	116	ÖSTERSUND	4
MALMÖ	110	SAMTLIGA	
OXELÖSUND	35	MEDLEMSVERK	2255

VÄRMEPUMPAR 1987

Medlemsverk	Produktion av värme från värmepump GWh	Medlemsverk	Produktion av värme från värmepump GWh
ALE	5	PITEÅ	1
BORLÄNGE	234	RAGUNDA	1
BORÅS	36	ROSLAGSENERGI	20
ESKILSTUNA	198	SALA	26
ESLÖV	33	SANDVIKEN	95
GOTLAND	39	SMEDJEBACKEN	11
GÄVLE	168	SOLNA	598
GÖTEBORG	627	STENUNGSUND	40
HALMSTAD	6	STOCKHOLM	1988
HOFORS	23	SÖDERHAMN	39
JÄRFÄLLA	159	TIERP	9
KALMAR	65	TIMRÅ	32
KARLSHAMN	3	TROLLHÄTTAN	54
KARLSTAD	73	UMEÅ	168
KLIPPAN	10	UPPLANDS-VÄSBY	150
KUNGSBCKA	27	UPPSALA	169
LERUM	6	VALLENTUNA	29
LIDINGÖ	74	VÄNNÄS	19
LILLA EDET	6	VÄSTERBERGSLAGEN	7
LINDESBERG	32	VÄSTERÅS	95
LJUSNARSBERG	5	ÖREBRO	243
LOMMA	14	ÖRNSKÖLDSVIK	98
LUND	387	ÖSTERSUND	61
MALMÖ	321	SAMTLIGA	
MUNKFORS	17	MEDLEMSVERK	6557
PERSTORP	32		

FÖRBRÄNNING AV KOL 1987

Medlemsverk	Kolmängd för produktion av värme GWh	el	Medlemsverk	Kolmängd för produktion av värme GWh	el
AVESTA	13		MÖLNDAL	146	
BORÅS	124	108	NORRKÖPING	1252	462
DREFVIKEN	37		NYKÖPING	315	
ENKÖPING	66		SALA	88	
GÖTEBORG	625	33	SKELLEFTEÅ	4	
HALLSBERG	9	3	STOCKHOLM	865	253
HALLSTHAMMAR	59		SUNDBYBERG	12	
HELSINGBORG	661	293	SÖDERTÄLJE	810	
JÖNKÖPING	407	9	SÖDERTÖRN	1118	
KALMAR	206		UDDEVALLA	66	
KARLSKOGA	217		UPPSALA	791	311
KATRINEHOLM	200		VÄSTERÅS	1718	688
LANDSKRONA	47		ÖREBRO	434	35
LINKÖPING	294	48	ÖSTERSUND	15	
LUND	40		SAMTLIGA		
MALMÖ	1087		MEDLEMSVERK	11725	2242

ENKÄT ANGÅENDE SOLVÄRME OCH VÄRMELAGER
TVE/HOL/1253
Energiverk

1989-02-07

A Produktionsanläggningar

Planerad ombyggnad:

	Nej	Ja	År	Nytt bränsle
- Hetvattencentral:	—	—	—	—
- Kraftvärme:	—	—	—	—
- Annat: _____	—	—	—	—

När kan solvärme bli aktuellt: _____

Övrigt: _____

B Tillgängliga markytor för solfångare

Allmänt tillgång på ledig markyta: __ god __ mindre god

Ett nyckeltal är ca 15 m² markyta per kW ansluten värmelast. Uppskatta tillgänglig markytan för a och b.

- a) vid produktionsanläggning: _____ m² markyta
b) vid huvudledning: _____ m² markyta

C Geologiska förutsättningar för säsongslager

Ange ett närliggande lageralternativ förutom berglager, för a respektive b. (Primärt avses här lager i djup lera, sjösediment, grusås eller liknande.)

a) vid produktionsanläggning:

Lagertyp: _____ Avstånd: _____ km

b) vid huvudledning:

Lagertyp: _____ Avstånd: _____ km

D Temperaturnivå i fjärrvärmenätet

- Årskurva? Bifoga gärna mätdata eller driftdata.
- Maxlast (vinter)?: fram _____ grC retur _____ grC
- Låglast (sommar)?: fram _____ grC retur _____ grC

E Intresse för solvärmeprojekt?

__ stort __ medel __ svagt __ obefintligt

Motivera svaret: _____

=====
Energiverk: _____

Datum: 1989-02- Namn: _____ Tel: _____

GRUPPCENTRALER

Utvärdering av enkätsvar

Följande 5 centraler anses som lämpliga eller möjliga att inom 10 till 15 år konverteras till solvärme.

Nr	Centralens namn	Ort	Kommentar
503	Tullinge flygplats	Tullinge	Ombyggnad till 2-vägsventiler i undercentralen behövs.
506	Vallskoga	Tierp	Mycket lämplig, lerlager
851	Skyttevägen	Gustavsberg	Lämplig då deponigasen är slut om 10 till 15 år
854	Oxelvägen	Älta-Stensö	Ev. höga markkostnader
993	Kallinge	Ronneby	Ombyggnad till 2-vägsventiler i undercentralen behövs

Följande 2 centraler bedöms som mindre lämpliga

Nr	Centralens namn	Ort	Kommentar
701	Djurgårdsplatån	Kristinehamn	Olämpliga temperaturer, pelletspanna som ev åter kan tas i drift, värmepumpar
991	Sturups flygplats	Sturup	Lämplig mark är antingen kulturmärkt eller stadsplanelagd, ev gas introduktion

Följande 2 centraler bedöms som olämpliga

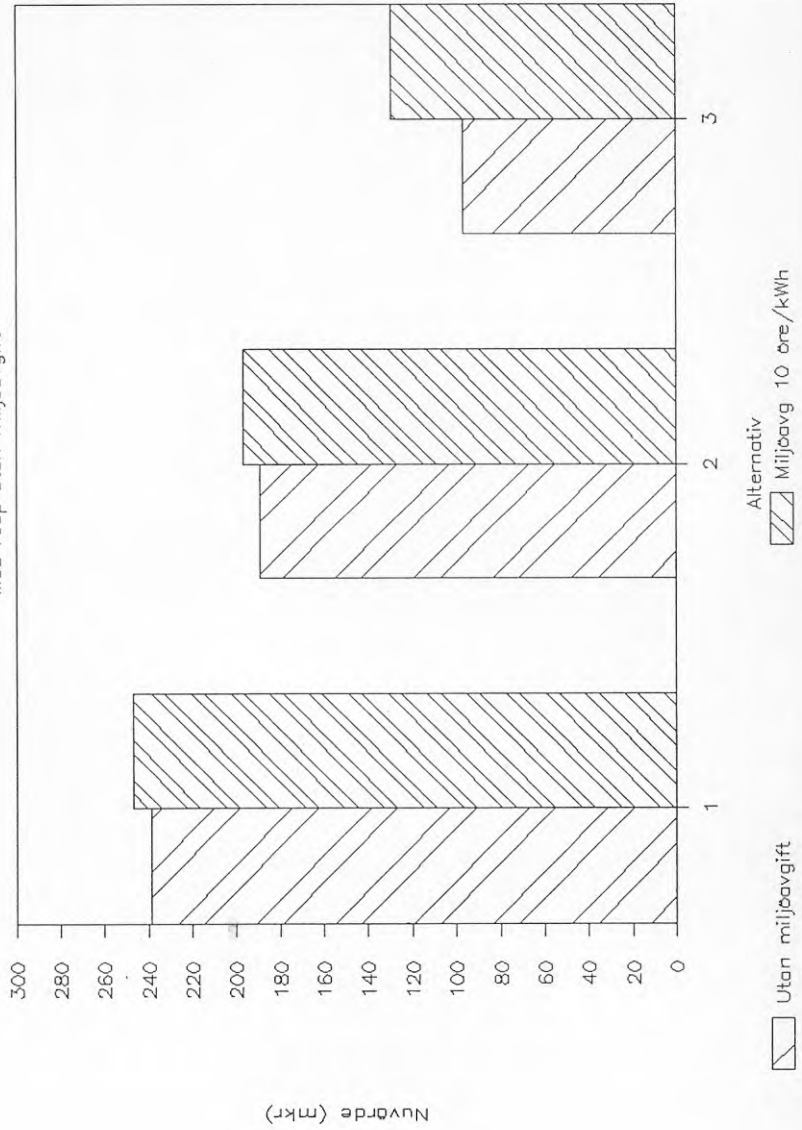
Nr	Centralens namn	Ort	Kommentar
227	Utövägen	Orminge	Olämpliga temperaturer pga ångleverans gasintroduktion planeras
711	Skaraborgs reg.	Skövde	Dålig marktillgång, eventuell fjärrvärmeintroduktion

Följande 2 centraler bedöms som olämpliga pga att de ligger inne i eller i närheten av en storstad med ingen marktillgång eller alltför dyr mark.

Nr	Centralens namn	Ort	Kommentar
40	Uddevalla sjukhus	Uddevalla	Ingen mark
955	Rudalen	Göteborg	Ingen mark
956	Angered	Göteborg	För dyr mark
991	Statens Bakteriella Laboratorium	Stockholm	För dyr och stadsplanelag mark

SUMMA NUVÄRDEN I MKR

Med resp utan miljöavgift



Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 890333-2
från Statens råd för byggnadsforskning till Statens
energiverk, Stockholm.

R81: 1989

ISBN 91-540-5096-0

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6709081

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna**

Cirka pris: 43 kr exkl moms