



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

R26:1989

Solvärme i fjärrvärmenät för Nykvärn

**Gunnar Hansson
Per Isakson**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	Ser

R/TL

Bygghforskningsrådet

R26:1989

SOLVÄRME I FJÄRRVÄRMENÄT FÖR NYKVARN

Gunnar Hansson
Per Isakson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
850656-6 från Statens råd för byggnadsforskning
till Telge Energi AB, Södertälje.

REFERAT

Som en del av värmeproduktionsanläggningen för fjärrvärmenätet i Nykvarn har Telge Energi AB uppfört en solvärmeanläggning.

Solvärmeanläggningen består av 4000 m² plana solfångare uppställda på ett fält. Värmen korttidslagras i en ackumulatör och tillförs fjärrvärmenätet i Nykvarn. Till nätet är knappt 700 undercentraler anslutna och maxeffektbehovet är ca 8 MW. Övrig värme produceras med olja och el.

Solvärmeanläggningen uppfördes 1985 med hjälp av experimentbyggnadslån från Statens råd för byggnadsforskning. Anläggningskostnaden var 1985 ca 9,8 miljoner kronor.

Mätningar och utvärdering har genomförts av mätcentralerna vid Chalmers och Kungliga Tekniska Högskolan. Resultaten redovisas detaljerat i rapporten.

Solanläggningen fungerar bra. Underhållet är måttligt. Värmeproduktionen från solfångarna uppgick under juli 87 tom juni 88 till 0,34 MWh/ m². Av värmen kom 0,29 MWh nätet till godo. Solvärmeanläggningens verkningsgrad till nät blev 29%, vilket utgjorde 6,5% av Nykvarnsnätets årsbehov.

Den prognoserade solvärmeproduktionen från solfångarna under ett genomsnittligt år är 0,36 MWh/ m². Kostnaden för värme från solfångarfältet blir då, utslaget på 25 år och med 4% kalkylränta, ca 35 öre/ KWh. Totala kostnaden för solvärmen, med hänsyn till förluster och samma villkor som ovan, blir ca 50 öre/ KWh.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblegt papper.

R26:1989

ISBN 91-540-5014-6
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm
Svenskt Tryck Stockholm 1989

INNEHÅLL

	Sidan
FÖRORD.....	6
1 SAMMANFATTNING	7
1.1 Anläggningen	7
1.2.....Resultat.....	9
2 INLEDNING	11
2.1 Bakgrund	11
2.2 Södertuna	11
2.3 Nykvarn	12
2.4 Mål	13
2.5.....Omgivningen.....	13
3 ANLÄGGNINGSBESKRIVNING	16
3.1 Värmesystem	16
3.2 Solvärmeanläggningen	18
3.2.1 Solfångarfältet	19
3.2.2 Ackumulator	20
3.2.3 Rörsystem	22
3.2.4...Funktionsbeskrivning.....	23
4 PROJEKTERING - UPPHANDLING - BYGGANDE	25
4.1 Förstudie	25
4.2 Projektering	25
4.3 Upphandling	26
4.4 Entreprenadarbeten	28
4.5.....Tider.....	32
5 DRIFT	33
5.1 Drifttagning	33
5.2 Erfarenheter från 1986 års drift	33
5.3 Säsongen 1987	34
5.4 Säsongen 1988	34
5.5.....Drift och underhåll.....	35
6 MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA	37
6.1 Läsanvisning	40
6.2 Mätteknik	40
6.2.1 Mätsystem	40
6.2.2 Vattenburen värme	41
6.2.3 Solinstrålning	42
6.2.4 Drifttider	43

	Sidan	
6.2.5	Antalet starter och växlingar	43
6.2.6	Temperaturer	43
6.2.7	Vattenflöden	43
6.3	Insamlade timvärden	44
6.4	Problem	44
6.5.....	Kontroller och korrektioner.....	47
6.5.1	Solinstrålning	47
6.5.2	Insamlad solvärme och temperaturer i solfångarkretsen	49
6.5.3	Temperaturer på värmeväxlarens primär- och sekundärsida	50
6.5.4	Temperaturer i ackumulatortanken	51
6.5.5	Temperaturskillnaden över ackumulatorns utlopp	51
6.5.6	Störning från varmhållningskrets för oljepannor.....	52
6.5.7	Akkumulatorns värmebalans	52
6.6	Beräknade storheter	53
6.6.1	Energiviktade temperaturer	53
6.6.2	Saknade data	54
6.6.3....	Noggrannheten hos mätresultatet.....	54
7	DRIFTRESULTAT	56
7.1	Översikt	56
7.2	Solfångarkrets och laddkrets	57
7.2.1	Input - output - diagram	60
7.2.2	Solfångarens termiska verkningsgrad	64
7.2.3	Temperaturförhållanden i solfångarkretsen	66
7.3	Akkumulatorn	69
7.4	Pannorna och shuntkretsen	74
7.5.....	Prognos för ett genomsnittligt år.....	77
8	DISKUSSION	80
8.1	Högre verkningsgrad	80
8.1.1	Solfångarfältets temperaturberoende	80
8.1.2	Mindre temperaturfall över värmeväxlaren	81
8.1.3	Lägre temperaturstegring över solfångaren	81
8.1.4	Mindre temperaturfall i ackumulatorn	82
8.1.5	Shuntkretsen	82
8.1.6	Värmeförluster från ackumulatorn	83
8.1.7	Fjärrvärmenätets returtemperatur	83
8.2	Jämförelse med förväntade prestanda	84
8.3.....	Mer solvärme.....	87
9	EKONOMI	88
9.1	Anläggningskostnad	88
9.2	Energipris	89
9.3	Drift och underhåll	89
9.4.....	Nästa anläggning.....	89

Sidan

10	SLUTSATSER	91
11	LITTERATUR	93
	BILAGOR	
Bilaga 1, redovisade storheter.....	94

FÖRORD

Denna rapport utgör främst teknisk utvärdering av "Solvärme i fjärrvärmenät för Nykvarn, Södertälje".

En ekonomisk utvärdering av anläggningen skall genomföras senare och ligga till grund för utarbetande av återbetalningsplanen för lånet.

Solanläggningen har uppförts av Södertälje Energi-
verk, som 1 januari 1988 ombildats till Telge Energi
AB. Anläggningens finansiering har huvudsakligen
skett med statligt experimentbyggnadslån från Statens
Råd för Byggnadsforskning (Bfr).

Största enskilda entreprenad i anläggningen har
solfångarfältet utgjort. Fältet har projekterats av
Andersson & Hultmark AB och byggts av Scandinavian
Solar AB.

Utvärderingsprojektet administreras av Telge Energi.
Mätcentralen på Kungliga Tekniska Högskolan ansvarar
för mätprogram, mätdatainsamling, analys och utvär-
dering av data. Mätcentralen vid Chalmers Tekniska
Högskola har ansvarat för uppbyggnad och drift av
mätdataanläggningen.

En fördjupad analys med resultat från anläggningen
kommer att genomföras av Per Isakson och publiceras i
annat sammanhang.

1. SAMMANFATTNING

1.1 Anläggningen

I Nykvarns samhälle, i Södertälje kommun, har Telge Energi uppfört en solvärmeanläggning som är ansluten till ett mindre fjärrvärmesystem.

Fjärrvärmesystemet har en sammanlagrad effekt av 8 MW och omsätter ca 18 000 MWh per år. Systemet är dimensionerat för ett högsta temperaturbehov av 100 Cel.

Den konventionella delen av fjärrvärmeproduktionen uppehålls med olje- och elpannor. Anläggningen är placerad i ett industriområde ca 1 km nordost om samhällets centrum, där även tyngdpunkten för lasten ligger.

Efter ansökan om lån och bidrag från dåvarande Södertälje Energiverk, sedan 1 januari 1988 Telge Energi AB, beviljade Statens Råd för Byggnadsforskning 1984 experimentbyggnadslån för en solvärmeanläggning.

Under 1985 uppfördes och idrifttogs solanläggningen samtidigt som energiverket etablerade övrig produktionsutrustning för fjärrvärme på platsen.

Solanläggningen

Solanläggningen består av ett fält med fast uppställda plana solfångare. Solfångarna är glasade, vattenfyllda och av högtemperaturtyp. Ytan är totalt 4 000 m², vinklad 42 grader från horisontalplanet. Rördragningen är till största delen utförd i mark.

En hetvattenackumulator på 1 500 m³ är uppförd. Den har en diameter av 8.5 m och är 28 m hög. Ståltanken är isolerad med 60 cm glasull.

Funktion

Solfångarnas värme växlas till fjärrvärmevattnet och inlagras i ackumulatören där två inlagringsnivåer finns.

Fjärrvärme tas ut i toppen på ackumulatören och skickas ut till abonnenterna. Vid temperaturunderskott eftervärmes vattnet i olje- eller elpanna. Allt returvatten leds till botten av ackumulatören. Härifrån hämtas vatten för kylning av solfångarkretsen.

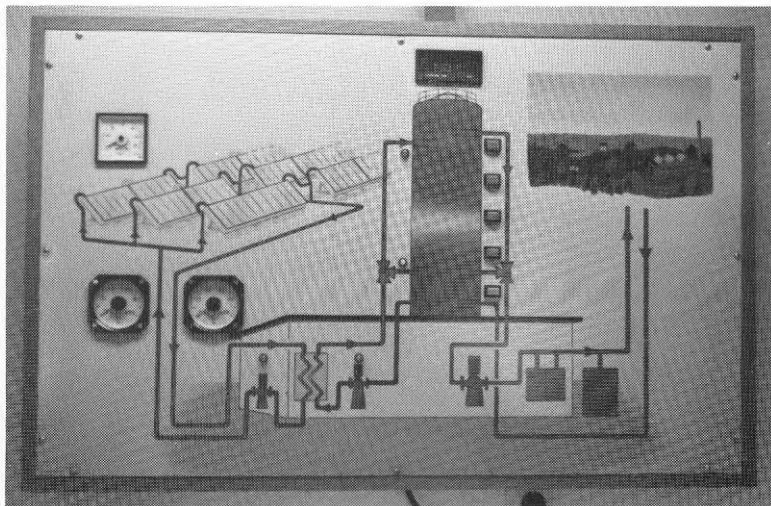
System

Styr- och reglersystem är enkla och med få driftfall. Differenstemperaturmätningar startar och stoppar anläggningen utan manuell tillsyn. Tekniskt har inga stora samkörningsproblem mot fjärrvärmesystemet

förekommit. Energieffektiviteten diskuteras på annan plats.

Allmänt

I visnings/personalutrymmet är mätdatautrustningen placerad. Denna ses till en gång varje dag av personal från Telge Energi. I utrymmet finns även en demonstrationstavla som schematiskt visar anläggningens funktion. Se figur 1.1



Figur 1.1 Demonstrationstavla i visningsrummet.

Drift

Idrifttagning skedde under sommaren 1985. Då kördes anläggningen helt manuellt och utan registrering av energiflöden.

Under 1986 var solanläggningen i normal drift men mätvärdesinsamlingen drabbades av många avbrott.

Under 1987 och 1988 fungerade både mätdatainsamling och insamling av solvärme bra.

De driftproblem som förekommit har huvudsakligen berört de konventionella anläggningsdelarna som markkulvert och tryckhållnings/expansionssystem.

1.2 Resultat

En noggrann uppföljning av solvärmecentralens funktion och termiska prestanda har genomförts.

Solvärmecentralen i Nykvarn fungerar väl. Den levererade 1.16 GWh solvärme till fjärrvärmenätet under tolv månadersperioden juli 1987 till juni 1988, vilket utgjorde 6.5% av den totala fjärrvärmelasten, som var 18.6 GWh. Solfångarfältet är underdimensionerat. Även under sommarmånaderna var andelen solvärme låg och endast under semestermånaden juli 1988 översteg den 50%. Under tolv månadersperioden var instrålningen mot solfångarna 1.04 MWh/m² och de samlade in 0.34 MWh/m² med en genomsnittlig temperatur av 63 Cel. Solfångarfältets verkningsgrad var 33%, samtidigt som hela solvärmecentralens verkningsgrad var 29%. Solfångarfältet levererade värme under totalt 1200 timmar.

Temperaturskiktningen i värmeackumulatorn är god. Ackumulatorn är dock överdimensionerad i förhållande till solfångarfältet och därför är den sällan laddad mer än till hälften.

Under ett genomsnittligt år beräknas solvärmearläggningen leverera 1.25 +/- 0.1 GWh (0.31 MWh/m²) till fjärrvärmenätet. Detta värde är ca 20% lägre än det projekterade värdet, 1.56 GWh. Denna skillnad beror till ungefär lika delar på underskattning av värmeförlusterna från ackumulatorn och på att fjärrvärmenätets returtemperatur var högre än förutsatt.

Solvärmearläggningens investeringskostnad uppgick till 9.8 miljoner SEK, penningvärde hösten 1985. Kostnaden för drift och underhåll uppgår till ca 1 % av anläggningskostnaden.

Projektets viktigaste slutsatser är:

- Hela anläggningen har handlats upp på traditionellt vis. Entreprenörerna har lämnat anbud på utsänt anbudsunderlag och i de flesta fall valts i kraft av lägsta pris. Priset har varit fast och garantiåtagandena normala eller bättre.
- Solvärmearläggningen har visat sig driftsäker. Underhållet har utan problem utförts av ordinarie driftpersonal.
- Anläggningen utgör ekonomiskt ett framsteg, relativt äldre solvärmecentraler, avseende förhållandet pris/prestanda. Trots detta är det ganska långt kvar ner till alternativens nivå.
- Det finns en väsentlig potential till högre prestanda genom att begränsa värmeförlusterna och temperaturfallet i överföringen från solfångarkretsen till fjärrvärmenätet.

- Mängden solvärme i Nykvarns fjärrvärmenät kan fördubblas genom att bygga ut solfångarfältet. Investeringskostnaden för tillkommande solvärme skulle bli ca 40 % lägre än dagens anläggning.

2. INLEDNING

2.1 Bakgrund

Solvärmeteknikens utveckling, avseende det aktiva tillvaratagandet av solstrålningen, började under 1970-talet. Solvärmens var en av de alternativa tekniker som skulle lotsa oss ur olje och numera kärnkraftskrisen.

Kostnaden för värme producerad i solfångare har successivt sjunkit, samtidigt som solfångarna ökat i effektivitet.

Olika lagerformer har provats under åren. I Torvalla, Östersund, har solfångare anslutits direkt, utan lager, till ett mindre fjärrvärmennät. I Lyckebo, Uppsala, lagras solvärme i ett säsongslager, utsprängt i berget, på liknande sätt som vid oljelagring.

De solanläggningar som byggts har utvärderats, rapporterats och i enstaka fall förbättrats med hjälp av inhämtade kunskaper.

De mest kända större projekten är Studsviksanläggningen, Lambohov i Linköping, Ingelstad (1 och 2) i Växjö, Torvalla i Östersund, Lyckebo i Uppsala.

I Hammarkullen i Göteborg, i Kungsbacka, i Växjö och i andra projekt, främst på västkusten har mindre system provats.

Dokumentationen från olika projekt anges i litteraturlistan.

Södertälje

Bakgrund till solanläggningen i Nykvarn utgör den utredning som Energiverket, Södertälje var delaktig i avseende solvärme i Södertuna, Södertälje.

Södertunaprojektet pågick under tiden 1979 - 1984. Arbetet bestod dels av en förstudie och sedermera projektering av ett året runt soluppvärmt bostadsområde om ca 500 lägenheter.

2.2 Södertuna

I projektet var ett antal intressenter medverkande. Den kommunala bostadsstiftelsen i Södertälje, Telgebostäder, representerades av Riksbyggen som konsult. Vattenfall bidrog med experter på solfångarteknik och värmelagring i berg. Arkitekt för projektet var Bengt Hidemark. Energiverket i Södertälje stod bl a för den konventionella delen av värmeförsörjningstekniken. Kommunens planeringskontor stod som projektledare. Huvudfinansiär var Statens Råd för Byggnadsforskning.

Värmeförsörjningssystem

Områdets 500 lägenheter skulle erhålla ca 80% av årets energibehov direkt från solen. Resterande 20% utgjordes av stödenergi i form av el, främst för värmepump. Solenergin skulle infångas i plana, i hustaken integrerade solfångare. Temperaturnivån från dessa var ca 50 Cel. Värmen skulle lagras i någon form av värmelager. Flera typer studerades, bl a bergrum, borrhålslager i berg och ståltankar. Temperaturskiktning och temperaturnivå i lagret skulle upprätthållas med värmepump. Den nya bebyggelsen skulle förses med lågtemperatursystem för uppvärmning, max 55 Cel framledningstemperatur. Konceptet kunde alltså sammanfattas som "takintegrerade solfångare för lågtemperaturvärme året om i ny bebyggelse".

Nedläggning

I början av 1980-talet reducerades kommunens bostadsbyggnadsprogram. Vid de första tillfällena senare lades byggstarten i Södertuna för att slutligen helt strykas ur programmet. Detta innebar att slutdelen av projekteringsarbetet gick något långsammare på grund av mindre verklighetsanknytning än tidigare. Slutrapporten trycktes 1984 (R 179:1984).

2.3 Nykvarn

Intresset för solenergiteknik var nu befast på energiverket i Södertälje. Inom Södertäljes gränser eftersöktes olika möjligheter att tillämpa tekniken. Själva Södertälje stad erhöll värme från det energibilliga Igelstaverket samt utgjorde potentiellt kraftvärmeunderlag och var härmed "förbjudet" område.

Idén föddes att i fjärrvärmeområde utanför Igelstas försörjningsområde introducera solvärme. I Nykvarn fanns ett nytt fjärrvärmesystem där den anslutna gamla bebyggelsens undercentraler dimensionerats för maximalt 100 Cel framledningstemperatur, gentemot Igelstasystemets 120 Cel. I Nykvarn fanns även stora markytor tillgängliga inom rimligt avstånd från bebyggelsen. De ovan angivna faktorerna ledde till förslaget att introducera solvärme i Nykvarn till ett helt annat koncept än det i Södertuna. "Markuppställda solfångare för produktion av värme vid hög temperatur under sommarhalvåret för befintlig bebyggelse".

- Markuppställning för att det blir orimligt dyrt och svåradministrerat att bygga solfångare på befintliga byggnader.
- Hög temperatur (jämfört med Södertuna) p g a att befintliga värmesystem kräver detta.
- Under sommarhalvåret för att hålla anläggningskostnaderna på lägre nivå och för att prova korttidslagring i full skala.

Södertälje energiverk beslöt att uppföra anläggningen enligt ovanstående koncept, under förutsättning att Statens Råd för Byggnadsforskning (Bfr) finansierade projektet.

Efter ansökan och godkännande från Bfr krävdes också godkännande från Södertälje kommunfullmäktige.

Projektet har drivits av Södertälje energiverk. Mätcentralerna på tekniska högskolorna i Stockholm och Göteborg har svarat för mätprogram/analys respektive mätdatainstallation. Anläggningsarbetena har utförts som delade entreprenader.

Anläggningen har varit i drift sedan juli/augusti 1985.

2.4 Mål

Olika intressenter har delvis olika avsikt med engagemang av den här typen.

Svenska statens mål för solvärmesatsningen är att finna ersättning för t ex olje-, kol- och kärnenergi.

Som delmål återfinns härvid teknik- och kostnadsutveckling för enskilda komponenter i system och inpassning i andra etablerade system som t ex fjärrvärme.

Konstruktörer och forskare behöver verifiera tekniska lösningar och teoretiska beräkningar. Vidare behövs erfarenhet från byggande och drift av fullstora anläggningar.

I Nykvarn är avsikten att visa hur en fullstor solvärmearläggning med ett korttidslager kan inpassas i ett befintligt fjärrvärmesystem. Korttidslagret spar överskottsenergi från soliga dagar till kvällar och mornar.

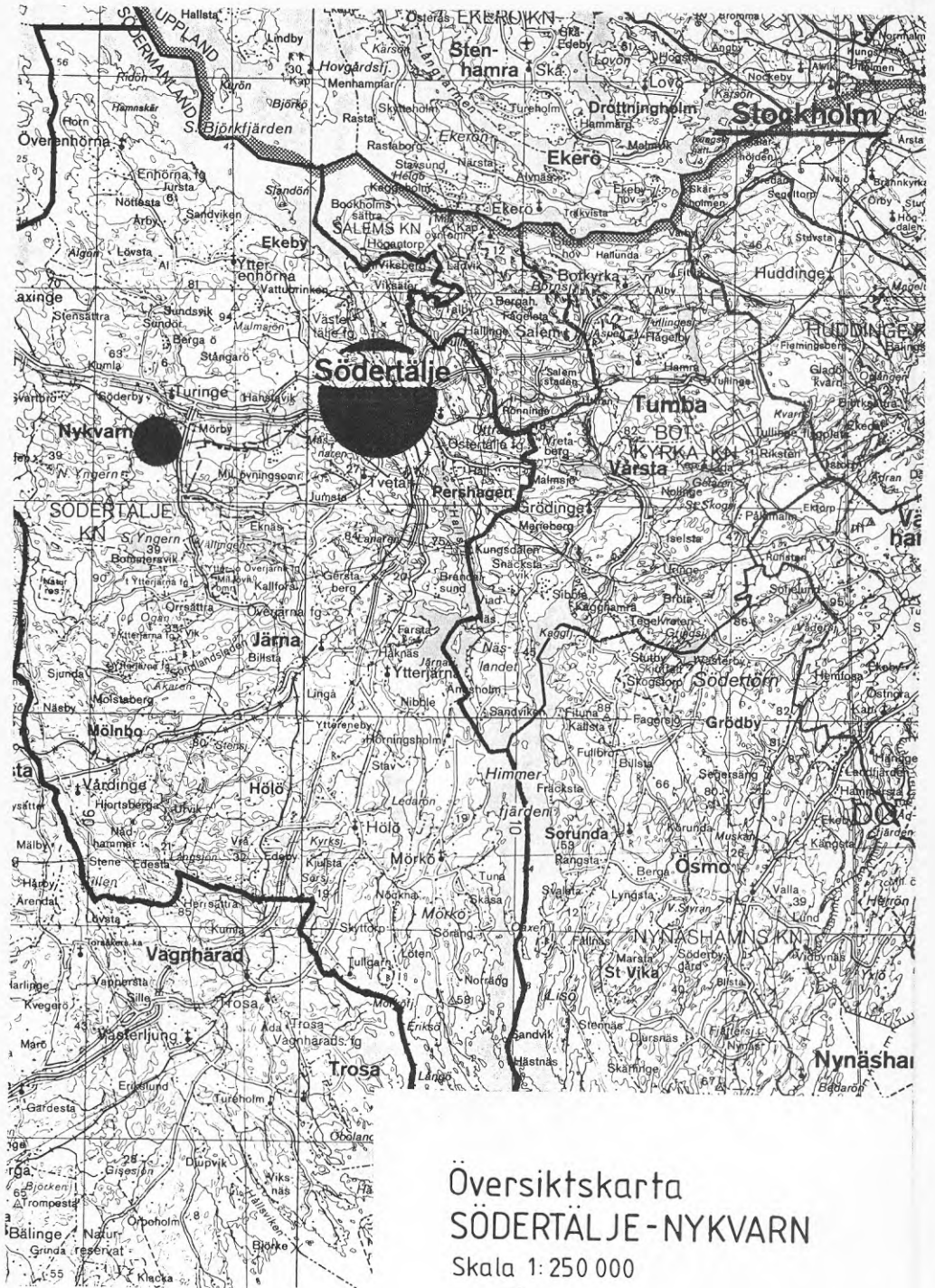
De anläggningar som byggts tidigare har säsongslager, eller som i Torvalla, Östersund, inget lager alls.

2.5 Omgivningen

Solanläggningen är belägen i Nykvarn 10 km väster om Södertälje som ligger ca 30 km sydväst om Stockholm. Se kartan, figur 2.1 på nästa sida.

I samhället bor ca 6000 personer.

Uppvärmningen av de centrala delarna sker via ett lokalt fjärrvärmenät. Till detta är förutom ca 700 hushåll även två industrier anslutna. Fjärrvärmenätet har en total längd av ca 3,5 km och innehåller ca 120 m³ vatten förutom ackumulatorns volym.

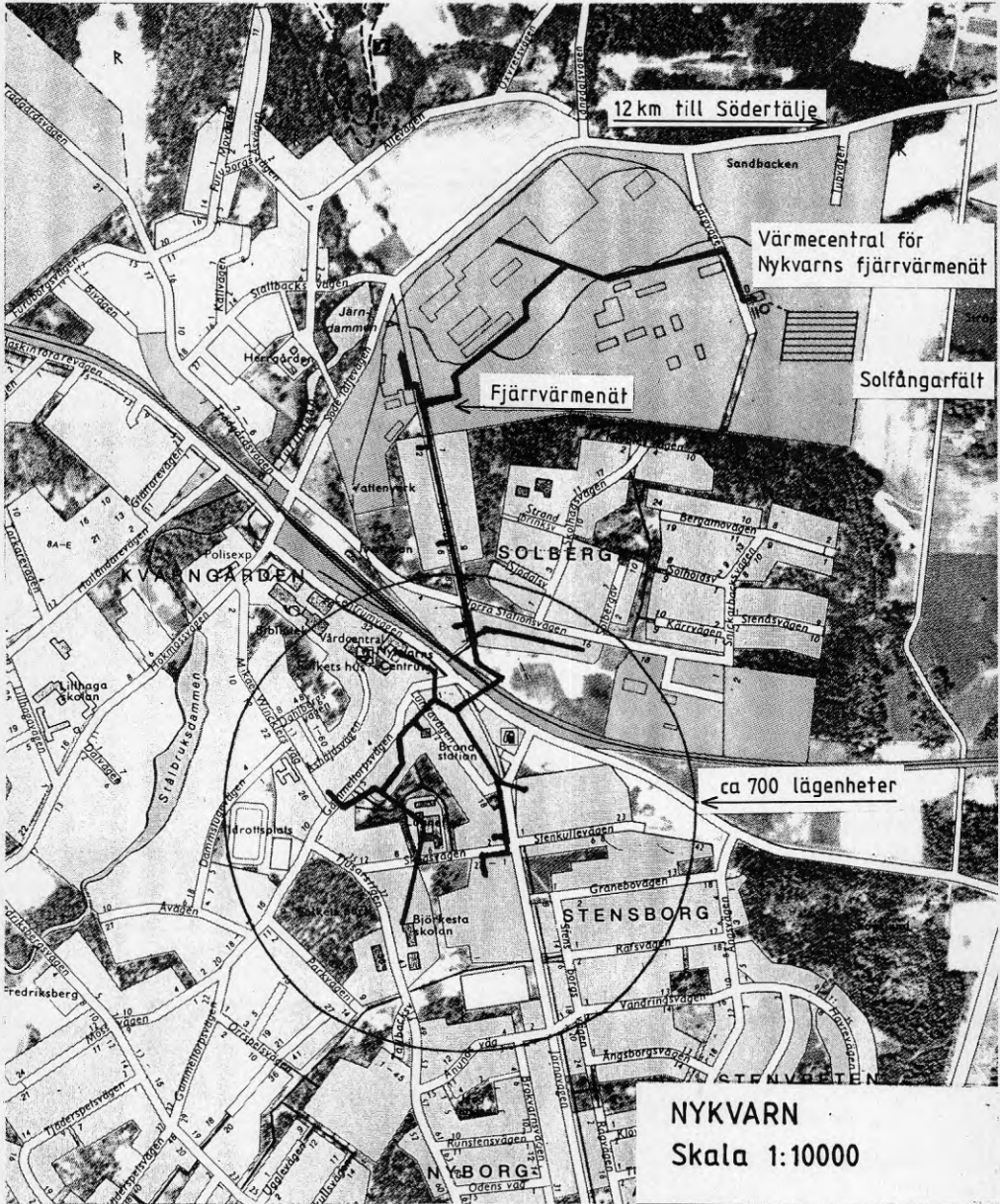


Översigtskarta
SÖDERTÄLJE - NYKVARN
 Skala 1:250 000

Figur 2.1 Karta över Södertälje kommun med omgivningar

Solfångarfältet är placerat i en svag norrsluttning. Någon skuggning av anläggningen förutom "egenskuggning" förekommer ej.

Värmeproduktionen är förlagd till ett industriområde ca 1 km nordost om centrum. Se kartan, figur 2.2



Figur 2.2 Karta över Nykvarn

3. ANLÄGGNINGSBESKRIVNING



Figur 3.1 Solvärmeanläggningen från sydost med ackumulatorn i centrum.

3.1 Värmesystem

Produktion

(se principschema längst bak)

Energiverket, Södertälje har i samband med solanläggningens tillkomst flyttat den konventionella delen av värmeproduktionen i Nykvarn till Sandbacken. Svårigheter med samkörning mot nätet skulle annars uppkommit. Värmen produceras av två stycken 5,8 MW oljepannor samt en elpanna om ca 5 MW. Elpannan körs tills vidare med skattebefriad el från Vattenfall. Antalet tillåtna drifttimmar varierar mellan åren men elandelen kommer på sikt att avta.

Anläggningen är uppbyggd så att allt returvatten från fjärrvärmenätet leds in i botten på ackumulatorn. Varmt vatten hämtas från toppen av denna. Är vattnet där varmare än nätet kräver, späds med kallare vatten från en lägre nivå i ackumulatorn.

Vattnet leds via huvudcirkulationspumparna ut på nätet. Om vattentemperaturen ej är tillräckligt hög eftervärms vattnet i olje- eller elpanna innan det lämnar anläggningen. Från el- eller oljepannorna kan varmt vatten lagras i ackumulatorn.



Figur 3.2 Solfångarfältet från toppen av ackumulatorn.

Akkumulatorn används som tryckhållare i Nykvarns fjärrvärmenät. Ackumulatorn kan även användas som effektreserv vid värmeproduktionsbortfall.

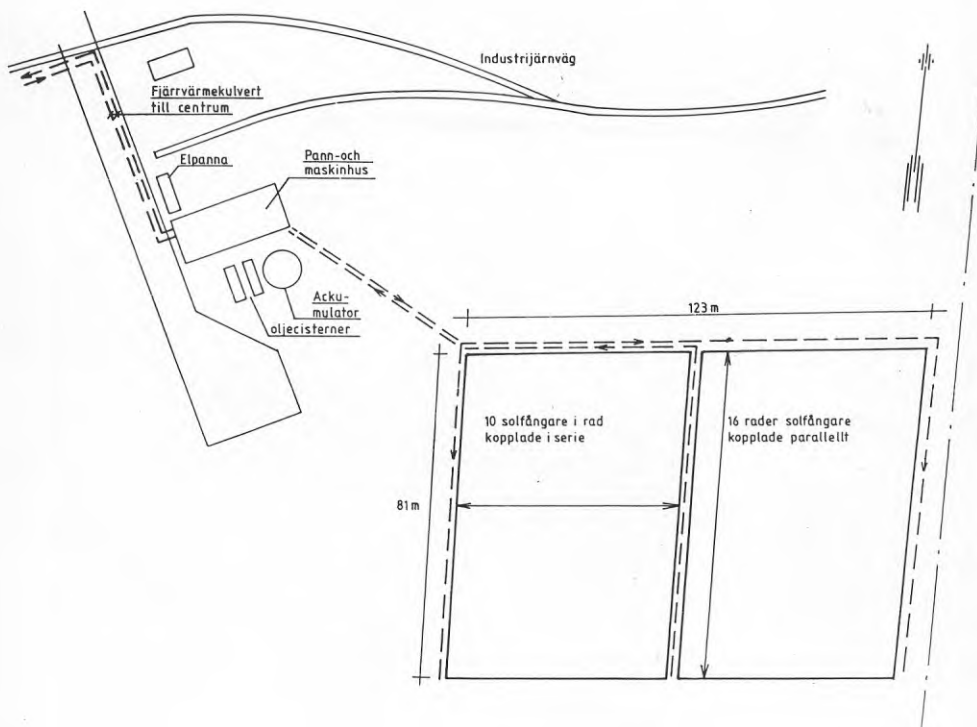
Distribution

Fjärrvärmenätet var i stort färdigutbyggt då beslut om solfångaranläggningen togs. Till systemet är ca 675 lägenheter i flerbostadshus samt 2 st industrier anslutna. För dimensionering av undercentralerna har en maximal framledningstemperatur av 100 Cel använts. För att undersöka lägsta användbara framledningstemperatur sommartid utfördes 1984 försök med från ca 80 Cel till 67 Cel sänkt temperatur. Denna nivå medförde inga klagomål så länge inget uppvärmningsbehov förelåg. Klagomålen försvann då temperaturen höjdes. Permanent har problemet lösts med större cirkulationspump i fjärrvärmenätet. Mätningar på retursidan gav blandade resultat. Enskilda centraler lämnade temperaturer runt 35 Cel medan någon lämnade 60 Cel.

Den sammanlagrade returtemperaturen var ca 55 Cel. Undercentralerna gicks igenom och felorsakerna noterades. I flerbostadshusen beror den ibland höga

returtemperaturen på "kortslutna" värmeväxlare för tvättorkändamål. Tvättorkarna kommer att bytas ut mot kondensstorkmaskiner som en del i ett energibesparingsprogram hos fastighetsägaren. Vidare krävdes åtgärder i den ena industrins undercentral.

3.2 Solvärmeanläggningen



Figur 3.3 Plan över anläggningen, ej i skala.

Solvärmeanläggningen är en av tre produktionsanläggningar för fjärrvärme. Oljeanläggningen och elpannorna utgör de båda andra.

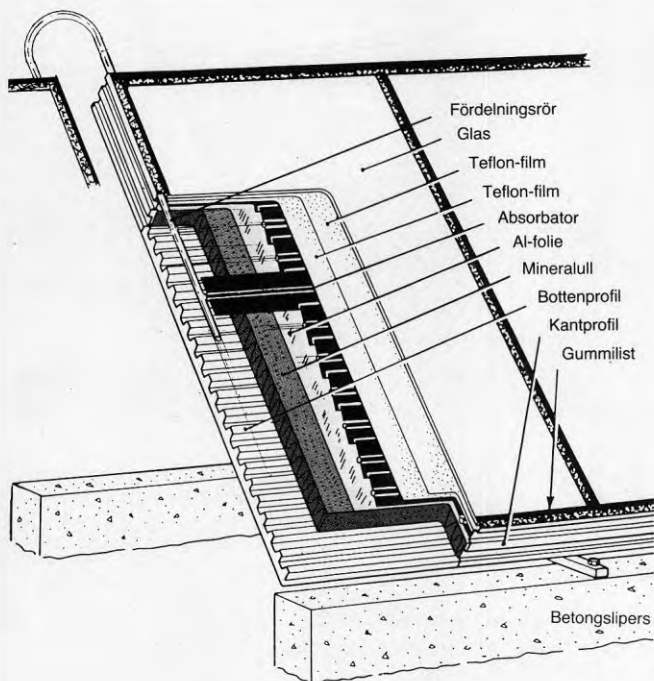
Solanläggningen består av 4000 m² fast monterade plana solfångare som är uppställda på ett fält. Den i solfångarna producerade värmen växlas i en värmeväxlare över till fjärrvärmevattnet, och lagras i en ackumulatör.

Akkumulatören är en 1500 m³ stor ståltank. I tanken råder i stort sett atmosfärstryck.

Driften av solanläggningen är helt automatisk.

3.2.1 Solfångarfältet

Solfångarfältet består av 320 moduler på totalt 4 000 m². Solfångarna är plana och glastäckta. De är utformade som 12,5 m² stora moduler och uppställda på liggande betongslipers.

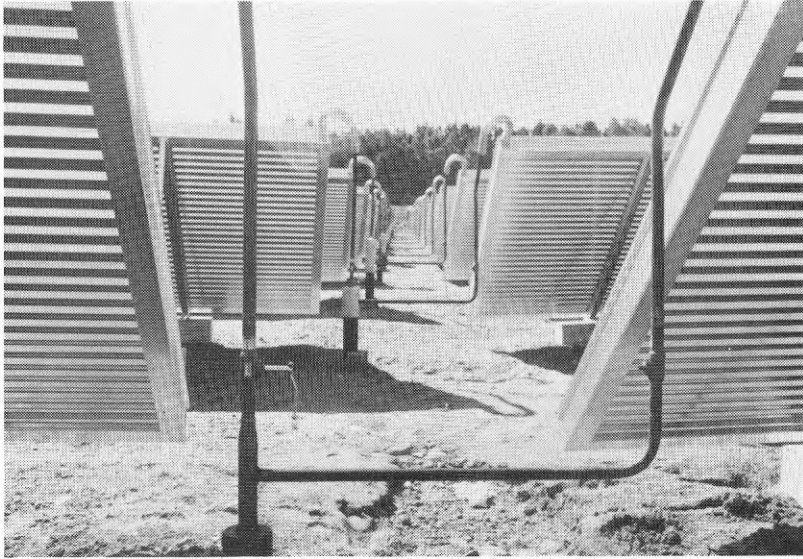


Figur 3.4 Sektion genom solfångare.

Solfångarna har speciellt utformade konvektionshinder av teflon, varigenom värmeförlusterna från absorbatoren reduceras. Härigenom möjliggörs energiproduktion vid relativt höga temperaturer. (Strax under 100 Cel) Vid stagnation, dvs om vattencirkulationen i absorbatoren upphör, kan dess temperatur stiga till +200 Cel.

Solfångarna är kopplade i serie 10 och 10 samt 16 rader parallellt. Solfångargruppens fördelnings- och samlingsrör är markförlagda. Rörförbindelse mellan varje modul är utförd av så kallad metallslang och placerad i överkant.

I solfångarkretsen, som rymmer ca 9 m³, är vattnet blandat med 50% propylenglykol för att förhindra frysning vintertid. Total värmeeffekt från fältet är ungefär 2 MW.

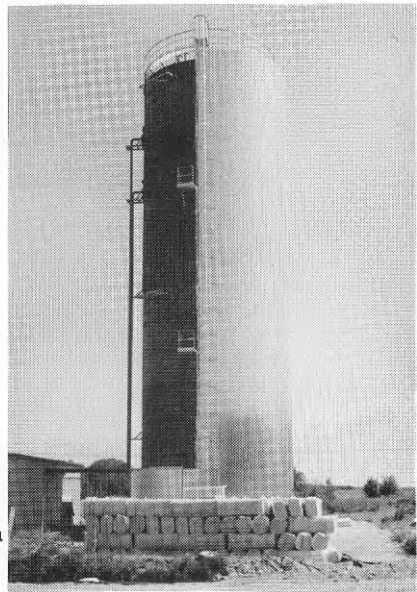


Figur 3.5 I mitten av fältet sammanförs det värmda vattnet från de två parallella fälthälvorna.

3.2.2 Ackumulator

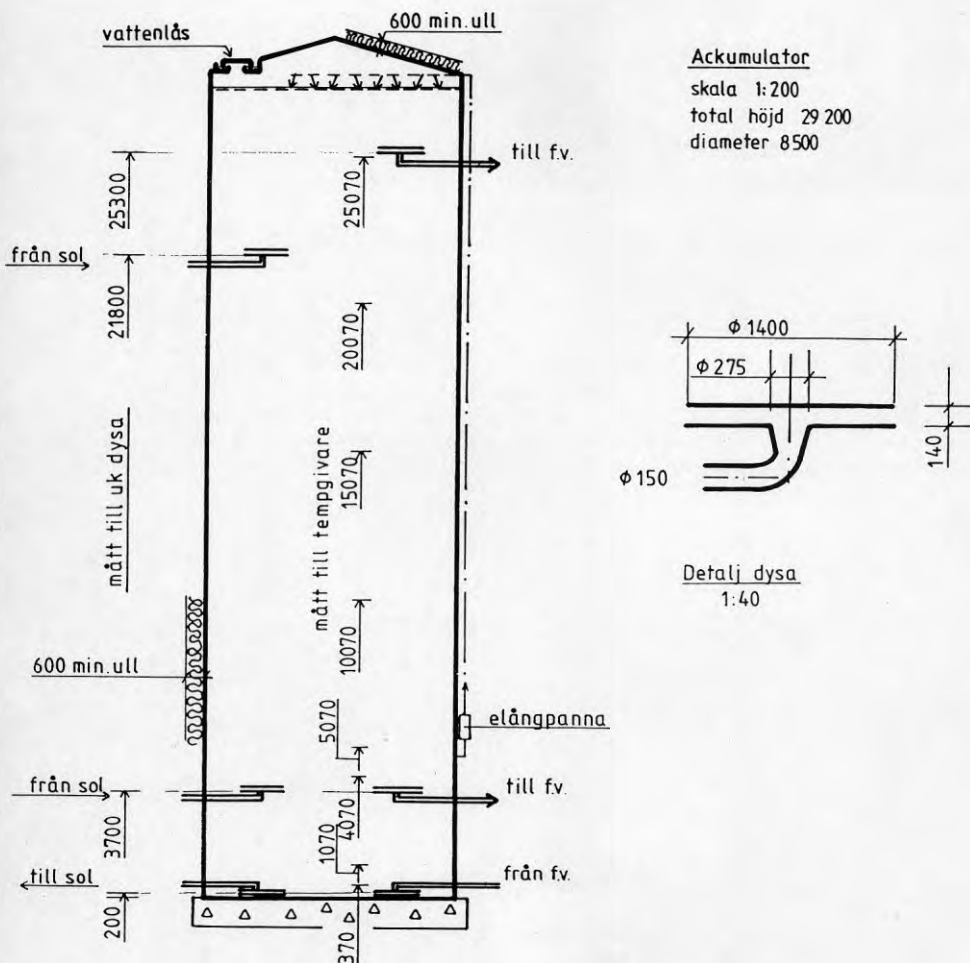
Ackumulatorn är grundlagd på pålad betongplatta. Ackumulatorns diameter är 8,5 m, mantelns höjd 28 m och volymen 1 500 m³.

Isoleringen är utförd av 60 cm glasull på sidorna och på toppen. Isoleringen är klädd med trapetskorrugerad aluminiumplåt. Ackumulatorn är av öppen typ. För att förhindra korrosion vid tanktoppen produceras en ångkudde som tränger undan den syresatta luften. Ackumulatorns värmeförlust till omgivningen är ca 200 MWh per år eller ca 1 % av årsenergiomsättningen.

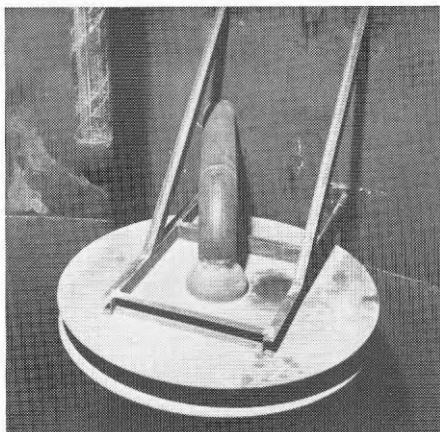


Figur 3.6 Ackumulatorn.

In- och utloppsanordningarna är fasta och utförda enligt vidstående figur 3.7 och detaljfigur 3.8.



Figur 3.7 Ackumulatortorn, måttskiss.



Figur 3.8 En av de sex dysorna i ackumulatorn.

3.2.3 Rörsystem

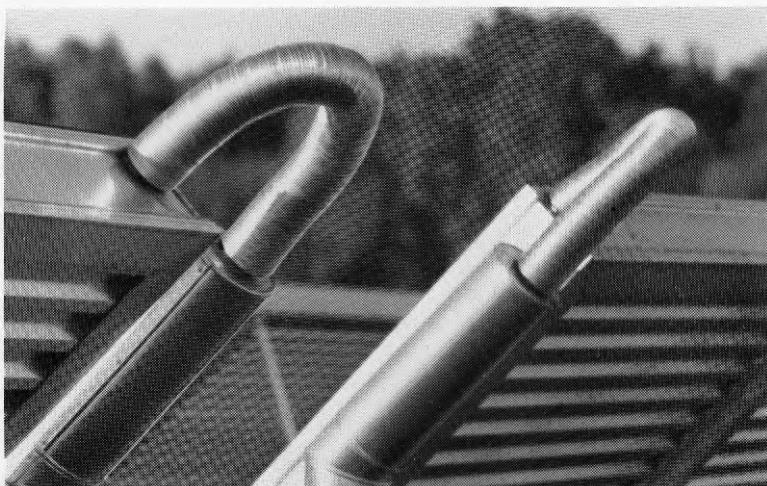
Rörledningarna till och från solfångarna är markför-
lagda. De är utförda som "vanlig" fjärrvärmekulvert
av friktionshämmande typ. Mediaröret är alltså fast
förbundet till skyddsmanteln av PEH via en gjuten
polyuretanisolering. Se figur 3.9, 3.10



Figur 3.9 och 3.10 Bilderna visar markkulvertsystemet
i anläggningsfasen. De många avsticken och böjarna
leder till stora krav på kontroll av arbetets
utförande. Glöm inte bort larmsystemet.

Sammanbindningsledningen mellan solfångarenheterna är placerad vid solfångarnas överkanter och av flexibel "metallslang".

Isolering av metallslangen är utförd av svart mjuk köldisolering. Denna har visat sig mycket attraktiv för kråkor. Numera är isoleringen skyddad av en "aluminiumslang", men även denna har punktvis hackats igenom av fåglarna.



Figur 3.11 Den flexibla förbindelsen mellan solfångarenheterna består av metallslang, isolering och ytterst en aluminiumbeklädnad.

3.2.4 Funktionsbeskrivning av "solsystemet"

Jämför principflödesschema, som är placerat längst bak.

Start av "solsystemet"

När temperaturen vid temperaturgivare i översta solfångarraden överstiger visst värde, för närvarande +30 Cel, startar en fältcirkulationspump (P-start). När temperaturen i hela fältet når ca +35 Cel, startar cirkulationspumpen för solfält och värmeväxlare (P-sol).

Inlagring av solvärme

Temperaturen tillåts stiga i fältkretsen tills den överstiger lägsta temperatur i ackumulatorn med ca 3 Cel. I detta läge startar cirkulationspumpen mellan värmväxlaren och ackumulatorn (P-ladd). Härvid hämtas vatten från ackumulatorns botten och det i värmväxlaren värmda vattnet återförs till ackumulatorn.

Inlagring av solvärt vatten kan ske på en högre och en lägre nivå. Regleringen sköts av en växelventil. Då temperaturen från solfångaren/värmväxlaren är högre än +65 Cel öppnar ventilen mot den höga nivån, annars är den öppen mot den lägre nivån.

Kokning

För att förhindra eventuell överladdning (kokning) i tanken krävs att temperaturen inte överstiger ca 70 Cel i nederdelen av ackumulatorn. Om så sker startar ladd- och solpumpar och går för kylning tills temperaturen sjunkit till +45 Cel.

Om temperaturen på inlagrat vatten överstiger +105 Cel stoppas pumparna.

Om kokning uppkommer i solfångarfältet p g a lågt flöde öppnar säkerhetsventil i maskincentralen och släpper vatten och ånga till ett uppsamlingskärl. Då detta är fyllt till en viss nivå stoppas pumparna.

4 PROJEKTERING - UPPHANDLING - INSTALLATION

4.1 Förstudie

När valet av Nykvarns fjärrvärmenät som intressant mottagare av solenergi var fattat av Södertälje energiverk, togs kontakt med Andersson & Hultmark AB som "solenergikonsult".

Statens Råd för Byggnadsforskning beviljade efter en gemensam bidragsansökan medel till en förstudie "Solvärme med effektlagring - Nykvarn". Rapporten färdigställdes i oktober 1983. I rapporten behandlas hur en solfångaranläggning med korttidslager kan inpassas i fjärrvärmesystemet i Nykvarn. Effekt-, energi- och temperaturförhållanden redovisas. Solfångarfält och lager optimeras mot lasten. Vidare jämförs solenergiproduktionen med olika bränsleeldade system.

Rapporten utgjorde Energiverkets beslutsunderlag för uppförande av solanläggningen. Villkor var dock att Byggnadsforskningsrådet stod som finansiär.

4.2 Projektering

Solfångarfältet med tillhörande rörledningar, pumpar, värmeväxlare och annan armatur upphandlades som totalentreprenad. Det innebär att entreprenören ansvarade för hela anläggningen avseende både projektering, uppförande, funktion och prestanda.

Entreprenören har anlitat Andersson & Hultmark för projekteringsarbetet.

Även ackumulatören är upphandlad av energiverket som totalentreprenad. Andersson och Hultmark AB svarade dock för en rambeskrivning av ackumulatören, med förslag till dimensionering och placering av olika komponenter som t ex in- och utloppsanordningar.

Samma konsult användes av Södertälje energiverk för projektering av maskincentralen som sammanbinder "solsidan", ackumulatören och fjärrvärmesystemet.

Andersson & Hultmark AB svarade slutligen för en funktionsbeskrivning som utgjorde underlag för upphandling av en styr och reglerentreprenad. Även denna fick härigenom karaktär av totalentreprenad.

Genom att på det här viset genomgående använda samma konsult för hela systemuppbyggnaden har största möjliga hänsyn och förståelse för de olika teknikerna - teknikkomponenterna kunnat byggas in i anläggningen.

Projektering av elkraftförsörjning av anläggningen har utförts av konsulter.

Ombyggnads- och fjärrvärmeinstallationen projekterades av energiverket.

4.3 Upphandling

Entreprenadform

Anläggningen upphandlades som delad entreprenad med Energiverket som administratör och byggherre.

Entreprenaderna framgår av nedanstående tabell och kommenteras därefter.

Entreprenad	Entreprenör	Anläggningskostnad Mkr
Solfångarfält med tillhörande anläggningsdelar	Scandinavian Solar AB, Göteborg	6,4
Grundl. ackumulator	Gatukontoret, Södertälje	0,2
Totalentreprenad ackumulator	Gränges Hedlund AB, Stockholm	1,1
Elkraft	Nykvarns Elektriska AB, Södertälje	0,2
Totalentreprenad styr- och reglerinstallation	Elektriska AB Marinteknik, Göteborg	0,2
Husbyggnad	Jarlbyggen AB, Södertälje	0,5
Fjärrvärme, mark- och rörentreprenad	Gatukontoret, Södertälje och Rörssystem AB, Stockholm	1,5
Maskincentral	Carl Hanssons Rör och Värme AB, Södertälje	0,6
Diverse kostnader		0,5
	Totalt ca	11,2

Solfångaranläggningen.

Solfångaranläggningen upphandlades som totalentreprenad av Scandinavian Solar AB, Göteborg, den 1 december 1984. Möjlighet till jämförelse av kostnadsnivån erhöles genom motanbud, som redovisade avsevärt högre kostnader redan vid mindre komplett åtagande.

Akkumulator, grundläggning

Förfrågan avseende grundläggning av akkumulator utsändes 25 januari 1985 till ett antal entreprenörer. Den 1 mars valdes Södertälje Gatukontor som entreprenör i kraft av lägsta pris.

Akkumulator, stål

Förfrågan avseende totalentreprenad på stål- och isolerentreprenaden utsändes 21 januari 1985 med en rambeskrivning som grund. Sannolikt beroende på hög orderbeläggning och kort tidplan för projektet var intresset hos tillskrivna entreprenörer måttligt. Den 1 mars 1985 kunde dock beställning göras hos Gränges Hedlund AB.

Elkraft

Elkraftinstallationen till anläggningen upphandlades 3 juni 1985 av Nykvarns Elektriska AB.

Styr- och reglerentreprenaden

Styr- och reglerentreprenaden kunde ej upphandlas från någon lokal entreprenör. Underlaget till entreprenaden utgjordes av en funktionsbeskrivning av anläggningen. Entreprenören skulle alltså även projektera systemlösningen. Första anbudsutskick gjordes 15 april 1985. Den 4 juni kunde arbetet beställas hos Elektriska AB Marinteknik i Göteborg.

Ombyggnadsentreprenad

Energiverket köpte en befintlig byggnad av betong som bestod av fyra väggar, tak och golv. För att kunna inrymma maskincentral, visningsutrymme och hygienutrymmen m m, upphandlades en byggnadsentreprenad den 12 april 1987 av Jarlbyggen AB i Södertälje.

Fjärrvärmeanslutning

Den tomt som kommunen erbjöd Energiverket att köpa låg ca 700 m från befintligt nät och produktionsanläggning för fjärrvärme. Ledningen och flyttningen av panncentralerna utfördes huvudsakligen av Energiverkets årsentreprenörer 1985, Södertälje Gatukontor och Rørsystem AB.

Maskincentral

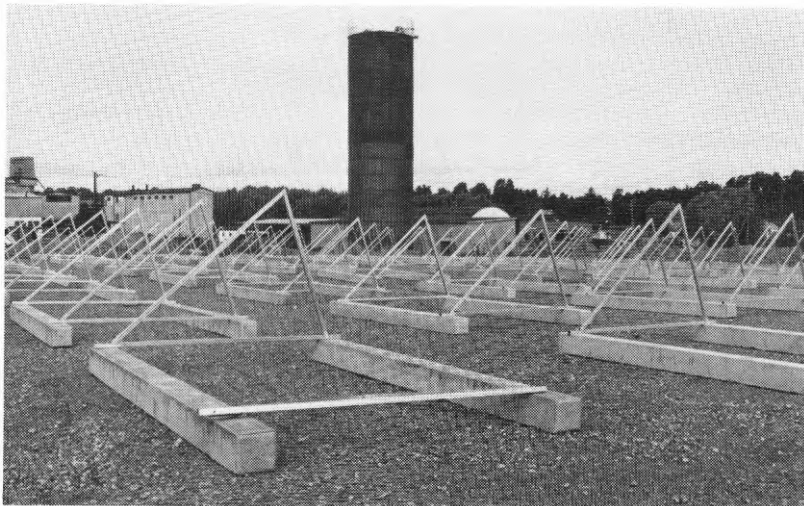
Maskincentralen med rörledningar, pumpar m m upphandlades 3 maj efter anbudsinfordran av Carl Hansons Rör och Värme AB, Södertälje.

4.4 Entreprenadarbeten

Solfångarentreprenaden

Scandinavian Solars entreprenad omfattade solfältet med all rördragning, pumpar, armatur och värmewäxling till fjärrvärmevatten.

Markarbetena började i maj och rörarbetena i slutet av maj. Markarbetet inleddes med grovavjämning av ytan. Schakten för tre stycken i fältet längsgående kulvertledningar jämte anslutande ledningar utfördes. Rörarbetena var det mest tidskrävande momentet. Efter täthetskontroll och muffning av skyddshölje kunde återfyllning och finplanering av ytan utföras i slutet av juni. Den här delen av entreprenaden består av helt konventionell anläggnings/fjärrvärmeteknik. Troligen av samma orsak har planeringen och utförandet av den blivit något styvmoderligt behandlad och därmed medfört besvär och kostnader.



Figur 4.1 Fördelnings- och samlingskulvertar nedlagda och återfyllda. Betongslipers utlagda och stativ är monterade. Montage av solfångarmodulerna utfördes med traktor.

Solfångarna tillverkades under vintern på fabrik i Växjö. De levererades helt färdiga på lastbil. Med vanlig traktor kunde de monteras på utlagda betongslipers och förses med enkla stöd av aluminiumprofiler. De enskilda solfångarmodulerna sammanfogas med en elastisk metallslang. Montage av solfångarna klarades totalt på 2 veckor och är alltså en "försumbar" tidsrymd i sammanhanget.

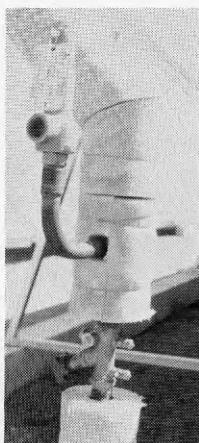
Rördelen i solfångarentreprenaden var inte helt klar vid drifttagandet den 15 juli, utan anläggningen fick köras "manuellt" och med provisoriska pumpar. Det var långa leveranstider på pumpar och växelventil med styrdon som främst orsakade förseningen.

Erfarenheter

Tidplaneringen är viktig. Själva solfångarmontaget bör vara det avslutande arbetet. Dels därför att det är snabbt, dels för att man skall undvika att solfångarna får stå uppställda i stagnation under längre tid. Anläggningsarbetet i mark kräver noggrann projektering och noggrant utförande. Det finns en viss risk att detta glöms bort i samband med provning av i övrigt ny teknik. Arbetena tar också lång tid.

Det stora antalet avstick från markkulverten samt de många anslutningarna mellan solfångarmodulerna kräver stor noggrannhet för att bli täta.

Det är viktigt att kontrollera rimligheten i de tidplaner som utlovas/accepteras av olika entreprenörer. I det här fallet tog det för pumparna ca 1/2 år och en växelventil med don nära ett år från anbud.



Figur 4.2 och 4.3 Säkerhetsventiler för varje rad om 10 solfångare totalt 32 st. Varje rad är försedd med inregleringsventil för att kunna justera flödet.

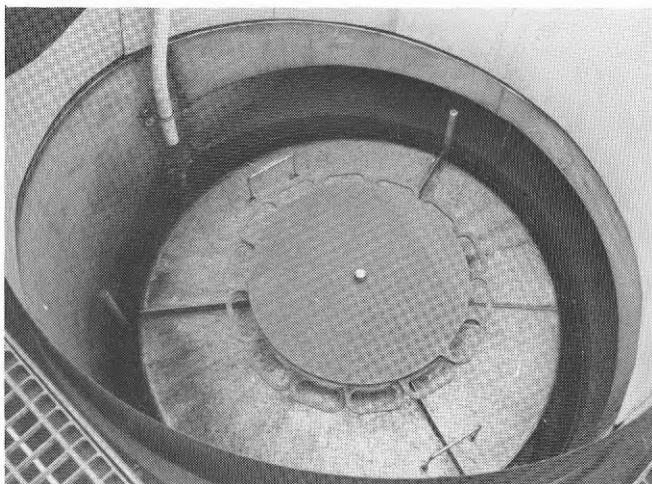
Anläggningen är i sin helhet mycket sårbar för yttre åverkan. De stora glasytorna utgör ett tacksamt mål för stenkastning. Anslutningarna mellan mark och ovanjorddelar av anläggningen är vek. Låsning av säkerhetsventiler mot onödigt glykolspill är en olöst fråga. Behövs de överhuvudtaget?

Akkumulatorentreprenden

Södertälje Gatukontor inledde pålningsarbete för fundamentet i början av mars. Den första maj kunde fundamentet överlämnas till stålentreprenören Gränges Hedlund AB. Entreprenören utförde takdelen först och byggde tanken "uppifrån" genom att succesivt lyfta den färdiga delen av tanken upp i höjden. I mitten av juli togs tanken värmetekniskt i drift, och en månad senare kunde den slutbesiktigas. Tanken är av öppen typ, dvs den är endast utsatt för vattnets statiska tryck. För att förhindra korrosion i toppen är denna fylld med ånga som produceras av en liten elångpanna. I tankens tak finns ett kombinerat vattenlås/manhål som Energiverket projekterat.

Erfarenheter

De svårigheter som har förekommit har sammanhängt med att tanken är trycklös. Ångkuddens funktion och samspel med det kombinerade vattenlåset/manhålsluckan i tanktoppen har successivt förbättrats, men är ännu ej perfekt, figur 4.4



Figur 4.4 Vattenlåset är viktbelastat i förhållande till önskat/ tillåtet övertryck i ackumulatorn.

Elkraft samt styr- och reglerentreprenader

Den rena elkraftentreprenaden var av helt konventionell natur och har inte medfört några problem. Styr- och reglerentreprenaden påbörjades försenad p g a rörentreprenadens försening. Härmed kom anläggningsarbetet ur fas och entreprenören tvingades till korta intensiva insatser utan att kunna färdigställa eftersom leveransförseningar kvarstod.

Erfarenheter

För styr- och reglersidan utgjordes underlaget av en funktionsbeskrivning. Det är möjligt att en färdigprojekterad anläggning varit enklare att upphandla. För utförandet hade det varit bättre med en lokal entreprenör eftersom arbetet blev sönderhackat. Arbetets utförande och kvalitét lämnar ändå inget övrigt att önska.

Ombyggnadsentreprenaden

Entreprenaden hade två sluttider. Maskinsalen skulle vara tillgänglig för rörentreprenören 15 maj och övriga lokaler i mitten av augusti. Slutbesiktning kunde hållas 21 augusti.

Fjärrvärmeanslutning

Entreprenaden bestod bl a av ca 700 m fjärrvärmekulvert, rör och anslutning av två pannor i pannhallen samt en elpanna utvändigt. Entreprenaden bedrevs så att den ej hindrat idrifttagning av solanläggningen.

Maskincentral

Rörentreprenaden i maskincentralen drabbades redan från början av sena leveranser. Uppenbarligen var entreprenören inte medveten om aktuella leveranstider för olika komponenter då anbudet lämnades. Exempel på komponenter som drabbades av extremt långa leveranstider var pumpar, växel- och blandningsventiler av större dimensioner, manöverdon och elångpannan. Dessa komponenters idrifttagande krävde deltagande av styr- och reglerentreprenören.

Sammanfattande erfarenheter från anläggningens uppförande

I ett projekt där en större eller mindre andel ny teknik ingår är det väsentligt att inte förringa komplexiteten i det konventionella byggandet. Det är alltid angeläget att snabbt ta den nya anläggningen i drift. Detta får dock inte resultera i orimliga tidplaner. Även tämligen vanliga komponenter kan ha längre leveranstider än man från början bedömer. Ett fullständigt upphandlingsunderlag och rimlig tidplan som kan kontrolleras av både tilltänkta entreprenörer och leverantörer är förutsättningar för smidigt arbete.

Den valda entreprenadformen, delad entreprenad, har fungerat bra. Det är emellertid möjligt att en totalentreprenad i vissa fall skulle förenkla för beställaren.

4.5 Tider

Det ekonomiska beslutet att uppföra anläggningen togs av Byggforskningsrådet 840627. Härefter skulle kommunfullmäktige i Södertälje fatta beslut om anläggningen. Först i oktober 1984 kunde Södertälje energiverk ta emot pengar och lägga ut de första beställningarna, grundundersökning för ackumulator och olika projekteringsuppdrag.

Solfångarfältet kunde upphandlas 1 dec. Härefter skedde upphandlingar ända fram till den 4 juni 1985 då sista entreprenaden kunde beställas. Under upphandlingstiden hann flera entreprenader färdigställas. Den 1 augusti kunde anläggningen köras provisoriskt och utan automatik, alltså ett år efter Bfr:s ekonomiska beslut. Det tog sedan ytterligare drygt ett halvt år innan samtliga entreprenader var slutbestämda och anläggningen helt klar.

Kommentar

Tiden mellan ekonomiskt beslut hos Byggforskningsrådet och drifttagning beror givetvis på många faktorer.

Anläggningens komplexitet, medelsmottagarens organisation och vana vid entreprenader, arbetsmarknads-situation m m betyder mycket för uppförandetiden.

Man bör också tänka på anläggningens karaktär vid utformning av tidplanen. En solvärmeanläggning bör, för att vara så kostnadseffektiv som möjligt färdigställas i mars-april. De flesta andra värmeproducerande anläggningar bör vara funktionsklara strax innan uppvärmningssäsongen startar i oktober-november.

5 DRIFT

5.1 Idrifftagning

Från början av augusti 1985 kördes solanläggningen för hand och hela säsongen ut. Maskinisten fick bedöma väder och temperatur och slå till och från pumparna och välja inlagrings- och uttagsnivåer i tanken.

Ingen datainsamling förekom. Pumparna var provisoriska och flödena okända.

Man kunde konstatera att solfältet gav värme, och att den konventionella värmeproduktionen tidvis kunde stängas av. Tryckhållningssystemet i solfångarkretsen fungerade dåligt.

Under vintermånaderna kompletterades anläggningen med återstående komponenter samt automatiserades.

5.2 Erfarenheter från 1986 års drift

Under 1986 kunde anläggningen i stort sett köras utan störningar. En justering av anslutningarna mellan de enskilda solfångarna krävde två dagars avbrott.

Tyvärr fungerade mätdatainsamlingen otillfredsställande så att den prestandamässiga utvärderingen är svår att göra.

I solfältet har ett glas gått sönder. Det har inte varit möjligt att fastställa orsaken.

Den enkla till- och frånslagsautomatiken har fungerat bra. I höst- och vårfallet då solstrålningen varit på gränsen till tillräcklig för drift, har pumparna stått och hackat mellan till och från. Detta har justerats genom en ökning av temperaturdifferenskravet (hystereskurvan).

Tryckhållningssystemet har fungerat dåligt. Orsaken till detta var ännu ej fastlagd. Systemet krävde manuella insatser en eller flera gånger i veckan. Efter många justeringar fungerar det tills vidare fr o m hösten 1987. Tryckhållning av värmesystem borde normalt inte innebära några problem.

Inlagring av värme i ackumulatorn har fungerat bra. Vid solladdning bildas ett mycket "kort" språngskikt mellan nätets returtemperatur och inlagrad värme.

Inlagringsförhållandena i ackumulatorn diskuteras ingående i kapitel 7.3.

Markkulverten har drabbats av många fuktlarm. Vid uppgrävning har det visat sig att det funnits fukt i skarvmuffarna. Hur detta gått till kunde ej fastläggas.

Glykolinblandningen i solkretsavvattnet leder till en oangenäm lukt i maskinrummet. Eventuellt bör ökad ventilation eller direktanslutning av expansionskärlet till uteluft övervägas.

5.3 Säsongen 1987

Sommaren 1987 hörde väderleksmässigt inte till "de stora somrarna". Solanläggningen fungerade dock väl, liksom mätdatainsamlingen.

Solfångarna står obehagligt uppställda i ett industriområde. Vår bedömning är att något eller några glas kan ha krossats avsiktligt.

Under de tre åren har storleksordningen 12 glas gått sönder. Av dessa är orsaken klar i de flesta fallen. Varför de resterande 5-6 st gått sönder är däremot oklart.

De svårigheter som i övrigt förekommit har varit av reglerteknisk natur och på fjärrvärmesidan.

Tryckhållningen, några mm över atmosfärstryck, i ackumulatören har säkrats genom att internt i ackumulatören cirkulera knappt 1 l/min genom vattenlåset.

Shunten som slutligt reglerar temperaturen till nätet fungerade inte bra när ackumulatören ensam svarade för energin. Tills vidare ställdes shunten manuellt i låst läge.

Markkulvertsystemet i solkretsen har drabbats av många fuktangrepp i skarvmuffarna. Dessa har grävts upp och åtgärdats efter hand. Sedan augusti 1987 har inget fuktlarm noterats. Samtidigt har tryckhållningssystemet fungerat utan anmärkning under hösten.

5.4 Säsongen 1988

Inför 1988 åtgärdades en läcka på markkulvertsystemet. Läckan fanns i den inspekterbara kammaren som finns i fälthörnet.

Det verkar som om detta mycket ringa läckage varit huvudorsak till tryckhållningskärlets dåliga funktion. Under 1988 har kärlet fungerat utan anmärkning.

Under de gångna somrarna har heller inget fuktlarm noterats från markkulverten. Det verkar alltså som om den konstaterade fukten i vissa skarvar orsakats av brister i utförandet.

Solvärmsystemets anpassning till nätdriften, främst relativt elpannan har också justerats under sommaren 1988. Justeringen har kraftigt reducerat antalet starter för elpannan. Samtidigt har solen ensam

kunnat svara för energileveransen under längre perioder.

Inga glas har gått sönder under säsongen och gräsbekämpning har utförts en gång.

5.5 Drift och underhåll

Solfångarfältets komponenter är utförda av varaktiga material och bör inte kräva något underhåll. Under de gångna fyra åren har inga förändringar i fältet kunnat iakttagas. Totalt har en reparationssats gjorts på ett absorberband förutom byte av trasiga glas, totalt ca 14 st.

Tvättning "fönsterputs", har ej behövts trots omfattande fågelbesök. Däremot krävs en måttlig arbetsinsats för att hålla ogräset borta.

Kontroll av glasytorna i fältet bör utföras regelbundet för att tidigt upptäcka eventuella skador.

I samband med att solfångarfältet inträder i drift på senvintern krävs en hel del arbetsinsatser med påfyllning och kontroll av vätske kvalitet och tryckhållning för att systemet skall fungera.

Efter de utblåsningar som förekommer under säsongen beroende på pump- eller elavbrott krävs motsvarande arbetsinsats. Sannolikt skulle ett tryckhållningssystem av konventionell typ, med tryckhållande pumpar och överströmningssventil fungera enklare.

Pumpar och övervakningssystem kräver normalt underhåll.

Värmebärarkretsens glykolblandning kontrolleras med avseende på glykolhalt och rostskyddets inhibitorer 1 å 2 gånger per år. Kretsen tvångscirkuleras en gång per vecka för att förhindra eventuell separation mellan vatten och glykol.

För ackumulatortoppen inskränker sig arbetet till tillsyn av elångpannan och dess pump för ångproduktionen samt övervakning av vattenlåset.

Fjärrvärmesidan

Vattnet på fjärrvärmesidan har vid en jämförelse med andra fjärrvärmenät i Stockholmsregionen visat sig vara mycket korrosivt. Det finns anledning att misstänka att vattnet syresätts i anslutning till det kombinerade vattenlåset/manhålsluckan i ackumulatortoppen. För närvarande pågår arbete för att ytterligare säkerställa vattenlåsets täthet och funktion.

En annan tänkbar orsak till korrosionen är det ovanligt stora förhållandet tankvolym / nätvolym (12).

Vätskevolymen i tanken omsätts och uppvärms inte lika ofta som i ett nät utan ackumulator eller med en mindre sådan. Hårtill kommer den i systemet något lägre temperaturnivån.

I övrigt påverkar inte "solsidan" fjärrvärmesystemet märkbart.

6. MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA

En noggrann uppföljning av solvärmecentralens funktion och termiska prestanda har genomförts.

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola, MCTH, svarar för mätningarna, och Mätcentralen vid Kungliga Tekniska Högskolan, MCE, svarar för analys, bearbetning och rapportering av mätresultatet. Detta kapitel har skrivits i nära samarbete med Leif Nilsson på MCTH och vi ansvarar tillsammans för dess innehåll.

Ett mätprogram startades 86-07-01 och det har pågått till slutet av oktober 1988. Det omfattar 85 givare. Värden för 127 storheter beräknas och lagras varje timme. När solfångarfältet är i drift lagras dessutom periodvis tvåminutersvärden för 40 storheter.

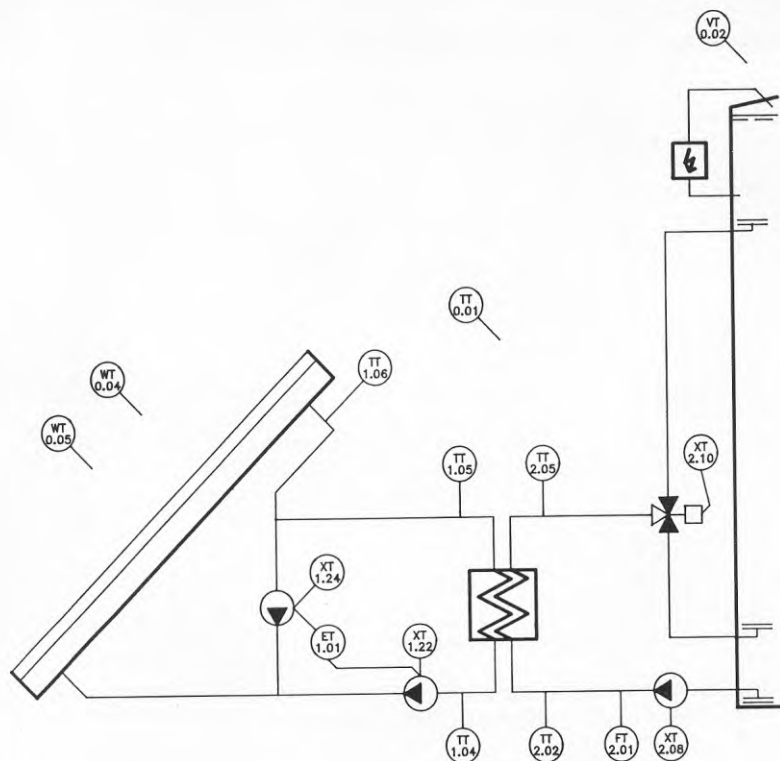
Mätningarna omfattar

- # Total och diffus solinstrålning mot solfångarnas plan samt utomhustemperatur.
- # Solvärme till ackumulatorn, värme från ackumulator respektive pannor samt värme levererad ut på nät.
- # Drifftider för samtliga driftsfall och antalet växlingar mellan dessa.
- # Värmebärartemperaturer vid in- och utlopp till solfångarfältet, värmeväxlaren, ackumulatorn, pannorna och fjärrvärmenätet.
- # Temperaturer på 33 nivåer i ackumulatortanken.

Figur 6.1 (följande två sidor) visar givarnas placering och tabell 6.1 innehåller en förteckning över givarna.

Mätningarna har drabbats av en rad störningar och problem, som i hög grad har komplicerat både insamlingen av mätdata och analysen av mätresultatet. Denna rapport begränsas av detta skäl till perioden 87-04-01--88-07-31.

Rapporterade mätdata har hög kvalitet. Omfattande kontroller av mätdata har genomförts och korrekationer har införts för vissa systematiska fel.



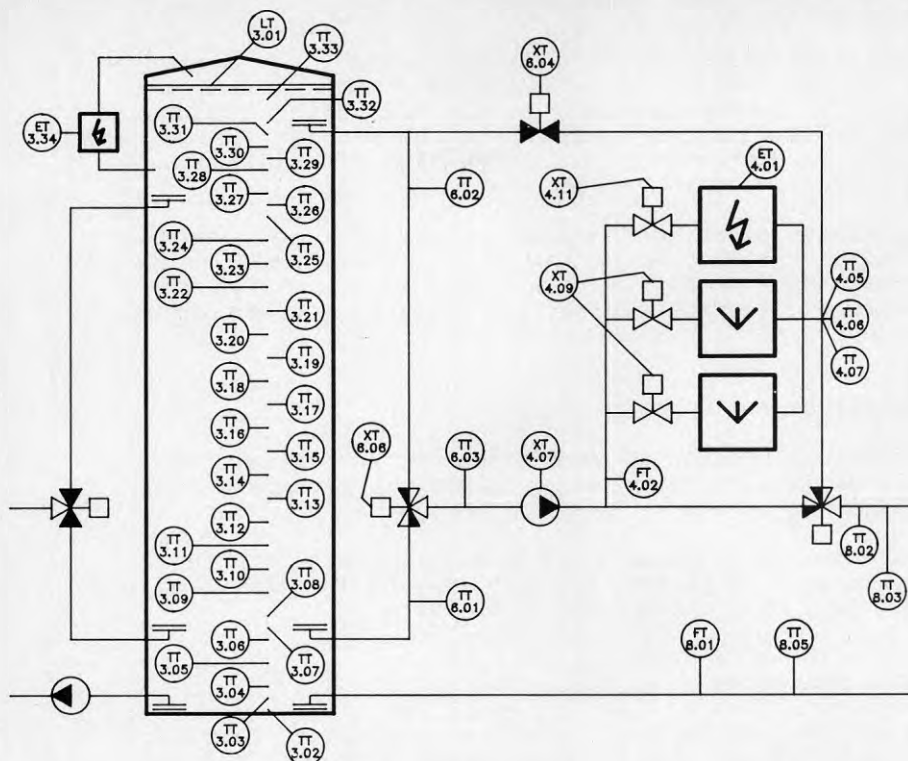
Första positionen i beteckningen anger typ av mätstorhet:

E = elektrisk
 F = flöde
 L = nivå
 T = temperatur
 V = vindhastighet
 W = solinstrålning
 X = status

TT0.01 PT-100 i strålskydd
 VT0.02 Vindhastighet
 WT0.04 Pyranometer, CM11, fläkt
 WT0.05 Pyranometer, CM11, fläkt, skuggring
 FT1.03 Induktiv flödesmätare, max 3 m³/h;
 TT1.04 PT-100, 1/10 DIN, mätficka
 TT1.05 PT-100, 1/10 DIN, mätficka

TT1.06 PT-100, 1/10 DIN, mätficka
 TT1.07 PT-100; strålskydd
 TT1.08 PT-100, 1/10 DIN, mätficka
 XT1.22 Slavrelä; till/från
 XT1.24 Slavrelä; till/från
 FT2.01 Induktiv flödesmätare, DN125
 TT2.02 PT-100, 1/10 DIN, mätficka
 TT2.05 PT-100, 1/10 DIN, mätficka
 XT2.08 Slavrelä; till/från
 XT2.10 Slavrelä; 'upp/ner'
 ET3.34 Elmätare
 LT3.01 Nivåmätare
 TT3.02 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.03 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.04 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.05 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.06 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.07 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.08 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.09 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.10 PT-100, 1/10 DIN

Figur 6.1 / Tabell 6.1



TT3.11 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.12 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.13 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.14 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.15 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.16 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.17 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.18 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.19 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.20 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.21 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.22 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.23 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.24 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.25 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.26 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.27 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.28 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.29 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.30 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.31 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.32 PT-100, 1/10 DIN
 TT3.33 PT-100, 1/10 DIN
 ET4.01 Elmätare
 FT4.02 Induktiv mätare,
 DN150

TT4.05 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT4.06 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT4.07 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 XT4.07 Slavrelä; till/från
 XT4.09 Slavrelä; till/från
 XT4.11 Slavrelä; till/från
 TT6.01 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT6.02 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT6.03 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 XT6.04 Slavrelä; öppen/stängd
 XT6.06 'Lägesgivare'
 FT8.01 Induktiv flödes-
 mätare, DN150
 TT8.02 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT8.03 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka
 TT8.05 PT-100, 1/10 DIN,
 mätficka

Figur 6.1 / Tabell 6.1

6.1 Läsanvisning

Resultatredovisningen i kapitel 7 bygger på begrepp och definitioner, som presenteras i avsnitt 6.6 och bilaga 1. Detta kapitel i övrigt behandlar mätteknik samt kontroller och korrektioner av mätdata. Främsta syftet är att ge läsaren underlag för att själv bedöma mätresultatets kvalitet.

Resultatredovisningen bygger dock inte på avsnitt 6.2-6.5 och det är därför möjligt att härifrån gå direkt till avsnitt 6.6 och därefter till beskrivningen av driftsresultatet i kapitel 7, som bör läsas med ett finger instucket i bilaga 1.

6.2 Mätteknik

Mätssystemet består av en bordsdator, en systemvoltmeter, en kanalväljare och en mångkanalig räknare samt givare.

Timvärden (och tvåminutersvärden) för mätstorheterna registreras på skivor. Ungefär en gång i veckan överförs data till mätcentralens minidator.

6.2.1 Mätssystem

Mätssystemet är uppbyggt kring en bordsdator, fabrikt Hewlett Packard, modell 86B, som är utrustad med ett GPIB-interface till vilket kanalväljare och instrument är anslutna. Mätinsamlingen styrs av ett specialkonstruerat datorprogram, som även utför en kraftig datakompression.



Figur 6.2 Mät datoruppställningen.

Analoga signaler från termometrar, pyranometrar och lägesgivare överförs till en systemvoltmeter, fabrikat Hewlett Packard, modell 3478A, via en kanalväljare, fabrikat Schlumberger, Scanner Serie 3. Bidragen till onoggrannheten i temperaturmätningen från instrument och elektriska störningar bedöms vara mindre än 0.03K hos timmedelvärden. Bidragen till onoggrannheten i övriga mätningar är försumbar.

Pulser från elmätare, flödesmätare och slavreläer registreras med en mångkanalig mikrodatorbaserad räknare. Den har en inbyggd tidbasgenerator och kan vid sidan av antal pulser, status (öppen/sluten) också registrera den tid, som en kanal är sluten.

6.2.2 Vattenburen värme

De vattenburna värme flödena bestäms i bordsdatorn på grundval av mätdata för temperaturer och flöde. Varannan minut beräknas produkten av en momentan temperaturskillnad och volymen vatten, som passerat sedan föregående beräkning. Denna produkt multipliceras med vattnets värmekapacitet och densitet vid aktuell temperatur och resultatet ackumuleras till timvärden.

Samplingstiden är tillräckligt kort för att dess bidrag till onoggrannheten i bestämningen av värme skall vara litet relativt övriga bidrag.

Temperaturerna mäts med motståndstermometrar och vattenflödet mäts med induktiva flödesmätare. (Se 6.2.6 och 6.2.7).

Bidragen till onoggrannheten kan delas in i två grupper, nämligen bidrag från normala onoggrannheter hos mätningarna samt bidrag från fel och onormala störningar. Bidragen från den första gruppen har uppskattats på grundval av dels givarnas och mätsystemets specifikationer dels kontroller, som utförts på plats. Bidraget från denna grupp bedöms vara mindre än $\pm 100 * (0.02 + 0.1 / (T_f - T_r)) \%$ på ackumulatorns solsida. T_f och T_r är fram- respektive returtemperatur. På fjärrvärmesidan av ackumulatorm sidan bedöms bidraget vara $\pm 100 * (0.01 + 0.2 / (T_f - T_r)) \%$ Flödesmätaren på solsidan har något kortare raksträcka uppströms samtidigt som kontrollen av termometrarna motiverar att bidraget från temperaturmätningen sätts till 0.1 K. En stor del av flödesmätningens bidrag härrör från systematiska felvisningar p.g.a störningar från rörböjor uppströms. Dessa felvisningar är negativa för den aktuella flödesmätaren (Stolt 1985).

Bidragen från fel och onormala störningar är svårare att upptäcka och uppskatta. Under perioden 87-09-01--88-06-08 bedöms mätningarna ha varit förskonade från denna typ av problem. Före 87-09-01 var mätningen av insamlad solvärme drabbad av felvisande termometrar,

och efter 88-06-08 var mätningen av värme från ackumulatortorn drabbad av störningar från en ny krets för varmhållning av oljepannorna. Korrektioner har införts.

Uppskattad onoggrannhet för respektive värmeflöden redovisas i bilaga 1.

6.2.3 Solinstrålning

Solinstrålningen mäts med pyranometrar, fabrikat Kipp & Zonen, modell CM11. Den diffusa instrålningen mäts med en pyranometer, som är utrustad med en skuggring av modell CM121. Pyranometrarna rengörs varje arbetsdag och skuggringen justeras ett par gånger i veckan, så att dess skugga faller på instrumentets strålningskänsliga yta.



Figur 6.3 Pyranometer med skuggring.

En rad källor bidrar till dessa pyranometrars onoggrannhet:

Onoggrannhet i kalibreringen och långtidsstabilitet samt ett antal systemetiska fel, för vilka inte sker någon korrektion, nämligen olinjäritet, spektralberoende, temperaturberoende och riktningsberoende. Onoggrannheten vid hög solinstrålning och för medelvärden över längre perioder bedöms vara bättre än $\pm 3\%$ av uppmätt värde. Vid låg instrålning och flackt infall är onoggrannheten betydligt större.

Samplingshastighetens bidrag till onoggrannheten är försumbar utom vid växlande molnighet då den kan ge

ett bidrag på några procent till onoggrannheten hos enstaka timvärden. De registrerade timvärdena är medelvärden av trettio momentana mätvärden.

6.2.4 Drifftider

Drifftider registreras med hjälp av slavreläer och den mångkanaliga räknaren, som har en inbyggd tidbasgenerator. Upplösningen är en sekund och onoggrannheten är försumbar.

6.2.5 Antalet starter och växlingar

Starter och växlingar mellan olika driftfall registreras också med hjälp av slavreläer och den mångkanaliga räknaren.

6.2.6 Temperaturer

Temperaturer mäts fyrtrådigt med motståndstermometrar, (fabrikat Pentronic AB, typ PT-100, 1/10 DIN, d.v.s $\pm 0.05\text{K}$ i aktuellt temperaturområde), kanalväljare och systemvoltmeter.

Motståndstermometrarna är monterade i dykfickor, som är placerade nedströms krökar på ett sådant sätt att bidragen till onoggrannheten från temperaturgradienter i rörens tvärsnitt skall begränsas. Vid ett mätställe alldeles nedströms de tre pannorna, där gradienter misstänks uppträda, används tre termometrar i ett tvärsnitt av röret. Bidragen till onoggrannheten från kanalväljare och systemvoltmeter är mindre än $\pm 0.03\text{K}$.

6.2.7 Vattenflöden

Vattenflöden mäts med induktiva flödesmätare med teflonbeläggning, fabrikat Endress & Hauser AB, modell Flowtec Autozero 2000.

Fabrikanten uppger följande onoggrannhet: 0.1% av uppmätt värde plus 0.1% av fullt utslag.

Störningar av strömningsbilden är den viktigaste källan till onoggrannhet i bestämningen av flödet. Mätarna är monterade med raksträckor uppströms, som är mellan sex och åtta diametrar långa. I fabrikanternas monteringsanvisningar anges att tre diametrar uppströms skulle vara tillräckligt. Stolt (1985) har undersökt hur rörböjar påverkar en något mindre mätare av samma typ som de som används i Nykvarn. Han fann att rörböjar på mindre avstånd än tio diametrar uppströms ger felvisningar, som är större än mätarens onoggrannhet. I samtliga fall gav störningar från rörböjar negativa felvisningar.

Mätningen av flödet bedöms ha en onoggrannhet, som är mindre än $\pm 1\%$ av uppmätt värde på fjärrvärmesidan och mindre än $\pm 2\%$ på solsidan av ackumulatort. Det är mycket sannolikt att en eventuell felvisning är negativ.

6.3 Insamlade timvärden

Insamlingen av mätdata styrs av en bordsdator med ett datorprogram, som konstruerats för uppgiften.

En gång varannan minut hämtas ett mätetal från varje givare. Varje hel timme beräknas timvärden för ca 127 mätstorheter. Flertalet av dessa är enkla medelvärden eller summor, men för ett antal används speciella algoritmer.

För en rad temperaturer beräknas villkorliga medelvärden d.v.s endast mätetal från mättillfällena då anläggningen arbetar i ett bestämt driftfall tas med i medelvärdet. Värmebärcirkulation i enbart solfångarfältet, solfångardrift med laddning genom nedre ackumulatorinloppet och att ackumulatort svarar för hela värmeleveransen till nätet är tre exempel på driftfall.

För några temperaturer registreras momentana värden. Dessutom beräknas ett antal teoretiska storheter såsom solfångarfältets verkningsgrad under ideala förhållanden.

Timvärdena lagras på skiva och överförs varje vecka till mätcentralens minidator.

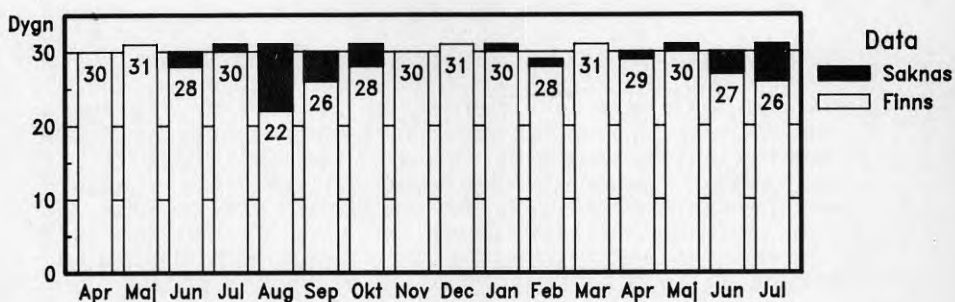
Tvåminutersvärden från flertalet givare i solfångarfältet och i laddkretsen har registrerats för ett femtiotal dagar när solvärme samlats in.

6.4 Problem.

Mätdata med god kvalitet har samlats in under flera perioder. Som helhet karaktäriseras dock mätperioden av att det ena problemet har avlöst det andra. Ett stort arbete har lagts ned på felsökning i mätsystemet, samt på att söka efter odokumenterade värmebärarkretsar, som stör mätningarna. Till sist har mycket tid ägnats åt kontroller och korrektioner av mätdata.

På grund av dessa problem begränsas redovisningen av mätresultat i denna rapport till perioden 87-04-01--88-07-31. I figur 6.4, nästa sida, (även avsnitt 6.6.2) visas hur många dagar under varje månad, som har goda mätdata.

Här ges först en sammanfattning av de problem, som drabbat mätningarna, och därefter beskrivs i avsnitt 6.5 kontroller och korrektioner, som genomförts.



Figur 6.4 Mätinsamlingssystemets tillgänglighet. Diagrammet visar antalet dygn per månad, som har kompletta data. Dygn med avbrott i mätningarna har uteslutits helt. I augusti och september 1987 saknas kompletta data för sammanlagt tretton dagar. Detta avbrott beror på byte av termometrar. Ett avbrott på flera dagar i månadskiftet mellan juni och juli 1988 beror på ett strömbrott och en kokning och urblåsning av värmebäraren ur solfångarkretsen.

Mätvärdesinsamlingen påbörjades i begränsad omfattning i slutet på januari 1986. Signaler, som indikerar driftfall, saknades och därmed även registrering av villkorliga temperaturer. Under våren färdigställdes mätsystemet i takt med att styr- och reglerentreprenaden avslutades.

Flödesmätarna monterades av praktiska skäl med väl snålt tilltagna raksträckor. Det är svårt att hålla fast vid att raksträckor uppströms skall vara mer än tio diametrar, när det i fabrikantens anvisningar bara krävs tre.

Solstrålningmätningarna försenades genom att en pyranometer skadades vid montering av en luftledning. Pyranometrarna flyttades därefter till en mer skyddad plats.

Mätningar under sommaren 1986 stördes allvarligt av problem med driftindikeringen, som fortplantade sig till registreringen av de villkorliga temperaturmätningarna. När solfångarfältet var i drift, men mätsystemet inte registrerade detta, så lagrades inte timvärden för temperaturerna i solfångarkretsen. Problemen var helt undanröjda i oktober 1986. En svårfunnen källa till problem var ett intermitterant

fel i ett slavrelä, som utnyttjades för driftindikering. Det gav 220 volt till räknarens signalingång och förstörde på så sätt denna vid ett antal tillfällen.

Åska medförde ett längre avbrott i mätningarna under sommaren 1986.

Akkumulatorns värmebalans stämde dåligt under sommaren 1986. Mätvärdena för uttagen värme var större än mätvärdena för tillförd värme. Felet orsakades av en krets, som installerades i efterhand. Den tog värmevatten från framledningen till nätet och återförde vattnet till returen mellan temperaturgivaren och flödesmätaren. Kretsen svarade för varmhållning av oljepannor och oljetankar samt för den lokala undercentralen. Kretsen infördes aldrig på ritningarna och den förbisågs därför under en tid. I oktober 1986 löstes problemet provisoriskt genom att flytta en termometer och senare flyttades påsticket på returen.

Mätningen av vissa värmebärartemperaturer var felaktig under sommaren 1987 och samtliga motståndstermometrar som användes för mätning av värmebärartemperaturer byttes ut i början av september 1987. Termometrarna gav ett 0 till 3 K för högt värde och felvisningen var ganska stabil. Speciellt allvarligt är att mätningen av insamlad solvärme påverkades. Felet visade sig bero på att övergångsresistansen i den interna kopplingen mellan kopparledningarna och platinatråden ökade. Kopplingen var utförd genom klämning och enligt fabrikanter frångick de denna konstruktion efter att ha använt den under en kort tid.

Mätningen av vattentemperaturer i ackumulatören uppvisar små fel, som beror på fuktinträngning i givare. I ackumulatören mäts temperaturen på sammanlagt trettiotre nivåer, vilket ger underlag för att noggrant bestämma temperaturprofilen. Mätvärden, som avviker kraftigt från profilen, är med stor sannolikhet felaktiga. Under större delen av mätperioden har mätvärdena från några termometrar i ackumulatören varit felaktiga - oftast ett par grader för låga. Hälften av mätpunkterna har drabbats vid något tillfälle men flertalet har efter en period med låga värden åter visat rimliga värden.

En ny krets för varmhållning av oljepannorna koplades in på ett från mätsynpunkt olyckligt sätt 88-06-08. Detta upptäcktes genom att ackumulatören återigen uppvisade en stor obalans mellan tillförd och bortförd värme.

6.5 Kontroller och korrektioner.

Kontrollerna har koncentrerats på mätvärdena för energi, och kvalitén hos dessa värden är väl kartlagd. Det finns inga skäl att misstänka att felvisningar större än angiven onoggrannhet skulle förekomma i materialet. Beträffande absoluttemperaturer finns däremot skäl att misstänka att mätvärden från vissa perioder och mätpunkter, är behäftade med fel på enstaka grader. Dessa fel är dock inte så stora att de kan antas påverka någon slutsats, eller bilden av anläggningens funktion. Det allvarligaste fallet är solfångarfältets energiviktade driftstemperatur, vars sanna värde under sommaren 1987 sannolikt är en à två grader lägre än uppmätt och redovisat värde.

Här beskrivs kontroller och korrektioner, som berör perioden 87-04-01 till och med 88-07-31.

Flertalet timvärden, som registreras på mätplatsen, ritas i tre serier av diagramblad. Varje diagramblad omfattar fjorton dagar och ett tjugotal storheter fördelade på några diagram. Ett exempel visas i figur 6.5. (nästa sida) Dessa diagram används först för en preliminär granskning av data och därefter, som 'uppslagsverk'. Diagram på papper är mer tillgängliga, överskådligare och mycket lättare att läsa än diagram på datorskärmen.

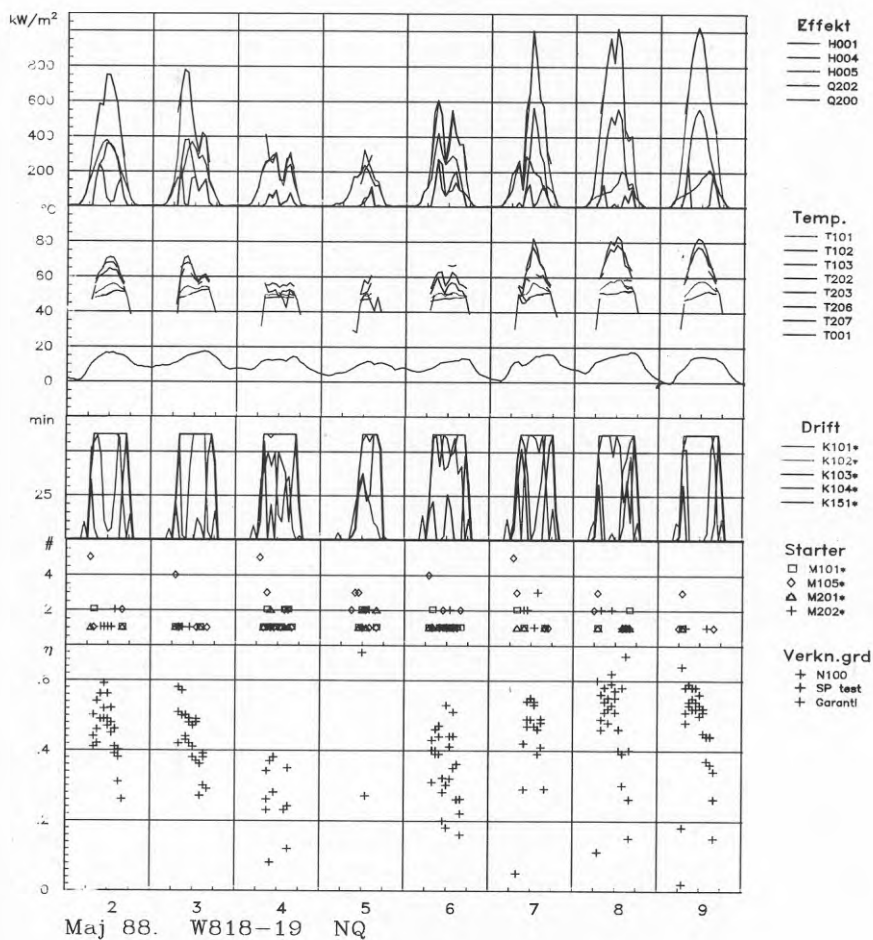
6.5.1 Solinstrålning.

En jämförelse mellan mätvärdena från de två pyranometrarna genomfördes 86-09-10. Skuggringen monterades bort från pyranometern, som normalt används för att mäta diffus strålning. Därigenom måtte även detta instrument global instrålning i solfångarens plan. Följande resultat erhöles:

Pyranometer	Tid:	13.53	13.55	14.03	14.11
WT0.04 (global)		819.4	812.4	792.6	775.1
WT0.05 (diffus)		818.6	811.5	790.9	773.3

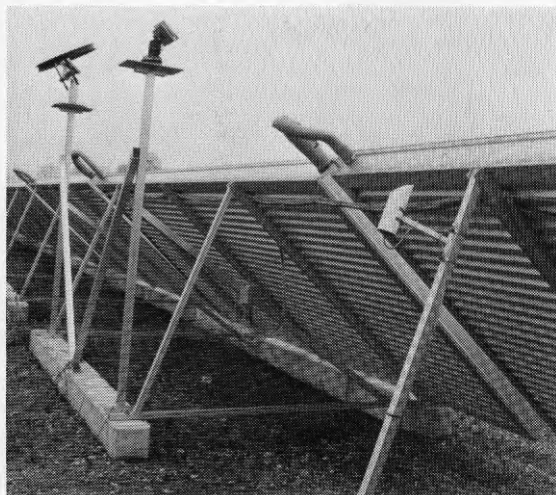
Överensstämmelsen är bättre än man har anledning att förvänta sig.

Jämförelser har utförts mellan högsta uppmätta värde för globalstrålningen för några månader och motsvarande värden från SMHI's mätningar i Stockholm 1971-80 (W. Josefsson, 1985). Dessa värden är beräknade ur mätvärden för global och diffus instrålning mot en horisontell yta.



Figur 6.5 Diagramblad med mätdata. En komplett serie av diagram över flertalet insamlade timvärden ritas ut på millimetterutat A3-papper. Varje diagram omfattar två veckor och upplösningen är tillräcklig för att det skall vara möjligt att urskilja enstaka timmar och avläsa värden. Här visas endast en vecka.

De uppmätta värdena i Nykvarn ligger i samtliga fall mellan det högsta och lägsta värdet för tioårsperioden och i flertalet fall lite över medelvärdet för tioårsperioden. Denna kontroll har begränsat värde, men den styrker att mätvärdena från Nykvarn inte är behäftade med stora fel.



Figur 6.6 Mätinstrumentens placering på översta solfångarraden i nordvästra delen av fältet.

6.5.2 Insamlad solvärme och temperaturer i solfångarkretsen .

Under sommaren 1986 var de registrerade mätvärdena för insamlad solvärme något höga, vilket berodde på systematiska fel hos temperaturgivarna, TT2.02 och TT2.05 (se figur 6.1). Bägge termometrarna visade för höga värden och felet hos skillnaden och därmed hos mätvärdena för insamlad solvärme var ca 5%.

För maj och juni har värdena för insamlad solvärme minskats med ett värde motsvarande en felvisning av 0.5 K hos temperaturskillnaden. För juli och augusti har värdena för insamlad solvärme minskats med ett värde motsvarande en felvisning av 1.0 K. Dessa korrektioner grundas dels på analyser av förändringar i ackumulatorns värmebalans och i solfångarfältets verkningsgrad, dels på jämförelser mellan värmeväxlarens in- och utloppstemperatur på sekundärsidan, då flödet på primärsidan var avstängt. Resultaten var samstämmiga. Kvarstående bidrag till onoggrannheten bedöms vara mindre än 2%.

Det har inte varit möjligt att med säkerhet fastställa varken vilka temperaturgivare, som var felaktiga före september 1987, eller hur stora deras felvisningarna var. Inga korrektioner av mätdata för värmebärartemperaturer har utförts.

En kontroll av givarna genomfördes innan de kopplades ur mätsystemet. De lossades ur mätfickan och placerades i en termos med rumstempererat vatten. Vattnet omrördes och dess temperatur uppmättes med en noggrann kvicksilvertermometer. Sedan jämfördes de noterade värdena med värden, som registrerades av det automatiska mätsystemet. Samtliga motståndstermometrar demonterades och kontrollerades därefter i laboratorium. Resultaten överensstämde väl.

En rad kontroller av mätdata genomfördes i efterhand.

Utloppstemperaturen från ackumulatorn jämfördes med vattentemperaturen i ackumulatorn nära utloppet.

Värmeväxlarens temperaturverkningsgrad före och efter termometerbytet jämfördes.

Under perioder när värmeöverföringen var nära noll jämfördes dels inloppstemperaturen på värmeväxlarens primärsida med utloppstemperaturen på sekundärsidan dels inloppstemperaturen på sekundärsidan med utloppstemperaturen på primärsidan.

Resultaten av dessa kontroller visar att felvisningarna var ganska stabila och att de funnits sedan våren 1987. De strider dock mot resultaten av kontrollerarna som utfördes på plats. En möjlig förklaring är att felvisningarna förändrades då termometrarna demonterades ur dykfickorna eller användes för omring i termosen.

På mätcentralen vid KTH har man exempel på att felvisande termometrar med samma slags klämkopplingar plötsligt visar nästan rätt efter lite omild behandling. Kontaktresistansen i en skadad koppling kan uppenbarligen förändras vid hantering.

6.5.3 Temperaturer på värmeväxlarens primär- och sekundärsida.

Termometrarna på värmeväxlarens primär- respektive sekundärsida jämfördes parvis vid speciella prov under kvällarna 88-06-30 och 88-07-01.

Värmevatten cirkulerades första kvällen endast på primärsidan och andra kvällen endast på sekundärsidan. Temperaturerna registrerades varannan minut. Följande resultat erhöles för temperaturskillnaderna mellan in- och utlopp för primär respektive sekundärsida:

Sida av VVX	Medel	Max	Min	Sdev	Antal
Primärsida	-0.003	0.000	-0.007	0.002	69
Sekundärsida	0.003	0.055	-0.039	0.017	44

Överensstämmelsen är mycket god och styrker att temperaturgivarna uppfyller specifikationen (1/10 DIN d.v.s $+0.05K$) samt att bidraget till onoggrannheten från själva mätsystemet är litet.

6.5.4 Temperaturer i ackumulatortanken.

Under en stor del av mätperioden har enstaka temperaturgivare i ackumulatortanken visat för låga värden. Dessa värden har ersatts med medelvärdet av värdena från närliggande givare.

Vattentemperaturerna i ackumulatortanken mäts på trettiotre nivåer längs en lodlinje genom tanken. Avståndet mellan givarna är en meter och invid inloppen en halv meter.

Temperaturmätvärdena har kontrollerats på grundval av antagandet att temperaturen i tanken alltid stiger med höjden. Mätvärdena från första halvåret 1987 är synbarligen skonade från felvisningar. Största skillnaden mellan ett timmedelvärde och värdet för punkten närmast ovanför är $0.2K$. För denna period finns det alltså inte något värde för någon enda timme, som är mer än $0.2K$ större än värdet för punkten närmast ovanför.

Samtliga skillnader mellan mätvärden från närliggande temperaturgivare har ritats upp och granskats för hela mätperioden. Temperaturprofiler för varje timme under dygn med speciellt misstänkta data har granskats. Mätvärden från felvisande givare har ersatts av värden, som beräknats genom interpolation av värden från närliggande givare, som bedömts visa rätt. De felvisande givarna är tillräckligt utspridda i mätkedjan för att denna metod skall vara användbar.

Noggrannheten i denna korrektion beror på storleken hos temperaturgradienten i området kring den felvisande givaren. En bedömning av korrektionens noggrannhet kan göras med hjälp av ackumulatorns värmebalans. Dygnsvärden för obalansen mellan tillförd värme och summan av bortförd och upplagrad värme har beräknats och ritats ut för hela mätperioden. Extremt höga och låga värden uppträder ofta i par, vilket sannolikt beror på en felbestämning av mängden lagrad värme vid dygnsskiftet. Med ledning av dessa par av extrema värden kan man fastslå att det återstående felet för en mätpunkt typiskt är mindre än $1K$ och sällan är större än $2K$.

6.5.5 Temperaturskillnaden över ackumulatorns utlopp.

Mätvärdena från temperaturgivarna vid ackumulatorns in- och utlopp på fjärrvärmesidan har jämförts under en treveckorsperiod i januari 1987 när ackumulatorn var bortkopplad och värmebärande flödet var kopplat direkt från retur till fram. Skillnaden mellan tim-

värdena varierar inom intervallet 0.03K till 0.15K och medelvärdet är 0.09K.

Mätvärdena för värmeleveransen från ackumulatortorn har minskats med ett värde motsvarande temperaturskillnaden, 0.09K, för perioden efter 870901 (nya termometrar monterades då).

6.5.6 Störning från varmhållningskrets för oljepannor.

Ett rör, som kopplades in i anläggningen 88-06-08, förbinder oljepannornas inlopp med fjärrvärmereturen mellan flödesmätaren och inloppet till ackumulatortorn. När elpannan är i drift samtidigt som oljepannorna ej är i drift används det nya röret för att hålla oljepannorna varma och därmed förhindra korrosion.

Värmevatten från elpannans utlopp, som håller ca 100 Cel, leds baklänges genom oljepannorna och sedan genom det nya röret till fjärrvärmereturen. Detta stör mätningarna av både värme från ackumulatortorn och värme från pannorna.

Med antagandet att pannorna har en konstant värmeförlustfaktor kan flödet genom det nya röret beräknas utifrån en värmebalansbetraktelse för delsystemet mellan ackumulatortorn och fjärrvärmenätet. Delsystemet tillförs värme från ackumulatortorn och elpannan samt avger värme till nätet och pannornas omgivning. Flödet visar sig vara i det närmaste konstant, vilket är väntat eftersom fjärrvärmepumpens trycksättning inte varierar mycket under sommaren. Mätvärdena för 'värme från ackumulatortorn' och 'värme från pannor' har korrigerats för störningen från det nya röret.

6.5.7 Ackumulatortornens värmebalans.

Obalansen mellan tillförd värme samt summan av bortförd värme och ökningen av lagrad värme är en god indikator på mätnoggrannheten. Dygnsmedelvärdet av obalansen har beräknats och ritats ut för hela mätperioden. Tillförd värme sammansätts av värme från solfångarfältet och värme från ångpannan, som blåser in ånga i ackumulatortornets topp. Bortförd värme består av värme levererad till nätet och värmeförluster till omgivningen.

Värmeförlusterna beräknas som produkten av en värmeförlustfaktor, $k_A=250$ W/K, och temperaturskillnaden mellan ackumulatortorn och omgivningen. Förlustfaktorn har bestämts ur ett tre veckor långt avsvagningsförlopp då ackumulatortorn var urkopplad. Efter att alla ovan nämnda korrekitioner av mätdata har genomförts så erhålls följande månadsmedelvärden av dygnssummor för obalansen:

Månad	8704	8705	8706	8707	8708	8709	8710
Qd3 kWh/d	-240	-110	-110	-60	-60	90	80
Månad	8711	8712	8801	8802	8803	8804	8805
dQ3 kWh/d	60	40	50	40	30	90	185
Månad	8806	8807					
dQ3 kWh/d	30	60					

Denna obalans utgör ungefär en procent av insamlad solvärme under sommaren, vilket är mycket tillfredsställande. Seriens trend under 1987 antyder dock ett problem. Språnget mellan augusti och september har säkert samband med bytet av termometrar. Den utförda korrektionen av 'insamlad solvärme' kanske är i överkant. Någon av termometrarna vid ackumulatorns utlopp mot fjärrvärmenätet kan ha haft en mindre felvisning som förbisetts. Ångpannan för tryckhållning av ackumulatörn har körts på lite olika sätt, vilket kan ha påverkat ackumulatorns förluster.

6.6 Beräknade storheter

Analysen av mätdata och presentationen av resultaten baseras på rekommendationerna i IEA-rapporten, "Data Collection and Performance Reporting Specifications for Solar Energy Projects" (Chandrashekar, M & Vanoli, K, H, 1986). Ett eget system för att beteckna storheter har dock använts (se bilaga 1). Det rekommenderade systemet är ofullständigt och oklart på en rad punkter.

Tyngdpunkten i rapporteringen ligger på energiflöden mellan anläggningens delsystem samt tillhörande temperaturnivåer och verkningsgrader. Dessa redovisas såsom års-, månads-, dygns- och timvärden.

6.6.1 Energiviktade temperaturer

Tre typer av temperaturmedelvärden används i redovisningen.

Den första typen är medelvärdet av alla tvåminutersvärden under den aktuella perioden. Medelvärdet av utomhustemperaturen, T_0 , beräknas på detta sätt.

Den andra typen är medelvärdet av alla tvåminutersvärden, som registreras samtidigt som värmebärare strömmar i respektive krets. Detta är ett drifttidsviktat medelvärde och utomhustemperaturen under drift, T_{00} , är ett exempel på ett sådant medelvärde. Det drifttidsviktade medelvärdet är intressant efter-

som värmeförlusterna från speciellt solfångarfältet beror på temperaturer under drift.

Den tredje och sista typen är det energiviktade medelvärde. Det säger vid vilken temperatur en värmemängd i genomsnitt har levererats, vilket är ett mått på kvalitén hos värmemängden. De energiviktade medeltemperaturerna beräknas utifrån drifttidsviktade timvärden, som beräknas av mätdata. Den energiviktade temperaturen, T_e , beräknas enligt:

$$T_e = \text{summa } (Q \cdot T) / \text{summa } (Q),$$

där T och Q är samhörande timvärden.

Exempel: T_{e23} är den energiviktade medeltemperaturen hos värmesystemet, som överförs från laddkretsen till ackumulatortank, och T_{e23} beräknas enligt:

$$T_{e23} = \text{summa } (Q_{23} \cdot (T_{\text{fram}} + T_{\text{retur}}) / 2) / \text{summa } (Q_{23}).$$

6.6.2 Saknade data

I årslånga tidserier av timvärden finns som regel luckor. Ett stort problem är hur dessa skall behandlas vid beräkningen av summor och medelvärden. För att kringgå problemet redovisas här månadsmedelvärden av dygnsvärden. Värden från dygn, som har luckor i mätdata utesluts helt. Vid beräkningen av årsvärden ersätts värdena för uteslutna dygn med medelvärdet för övriga dygn under månaden ifråga. Det redovisade årsvärdet är alltså lika med summan av de redovisade månadsmedelvärdena gånger antalet dagar i respektive månad. Totalt har 24 dygn uteslutits varav 9 dygn i augusti 1987 (se figur 6.4).

Metoden har främst valts av praktiska skäl. Den säkerställer att alla summor och medelvärden baseras på en och samma uppsättning timmar. Däremot bidrar den till onoggrannheten i vissa storheter.

Om mycket solvärme samlats in under de uteslutna dygnen och lagrats till, och levererats ut under dygn med data, så överskattas t.ex. solvärmecentralens verkningsgrad, η_{05} .

6.6.3 Noggrannheten hos mätresultatet.

Är mätresultatet pålitligt? Går det att med säkerhet påstå att solfångarfältet i Nykvarn har högre pres-tanda än andra fält ?

Vilken är den minsta onoggrannhet, d , som kan åsättas ett visst uppmätt värde, V , om det skall vara ställt utom allt rimligt tvivel att det sanna värdet verkligen är större än $V-d$ och mindre än $V+d$? Detta är berättigade frågor, som är svåra att besvara.

De dominerande källorna till mätvärdenas onoggrannhet är givarens onoggrannhet, givarens placering samt fel och onormala störningar.

Bidragen till onoggrannheten från elektriska störningar, mätinstrumentens onoggrannhet och samplingsfrekvensen är jämförelsevis små. Fabrikerna uppger en viss onoggrannhet för själva givaren. I Nykvarn används genomgående givare av god kvalitet och de uppgivna onoggrannheterna är mycket små. Men givare kan förändras och det är inte säkert att de uppfyller specifikationen under hela mätperioden.

Givarens placering är kritisk i många fall. Om temperaturen varierar över rörets tvärsnitt så är det inte självklart hur man mäter en representativ temperatur. Induktiva flödesmätare mäter en vätskehastighet, inte själva flödet, och om hastighetsprofilen är deformerad så uppstår ett fel vid omräkningen till flöde.

Den totala onoggrannheten, som anges i beskrivningen av beräknade storheter, är uppskattad på grundval av resultat av olika kontroller och erfarenheter från liknande mätprojekt samt på grundval av givarens specifikationer. Målet är att angivna onoggrannheter inte skall vara onödigt stora samtidigt som uppmätt värde plus minus onoggrannhet skall innesluta det sanna värdet. Undantag har dock gjorts för enstaka extrema timvärden. Mätvärdena från en timme med växlande molninghet då solfångaren arbetar mindre än tio minuter kan vara behäftade med större fel än uppgivna onoggrannheter.

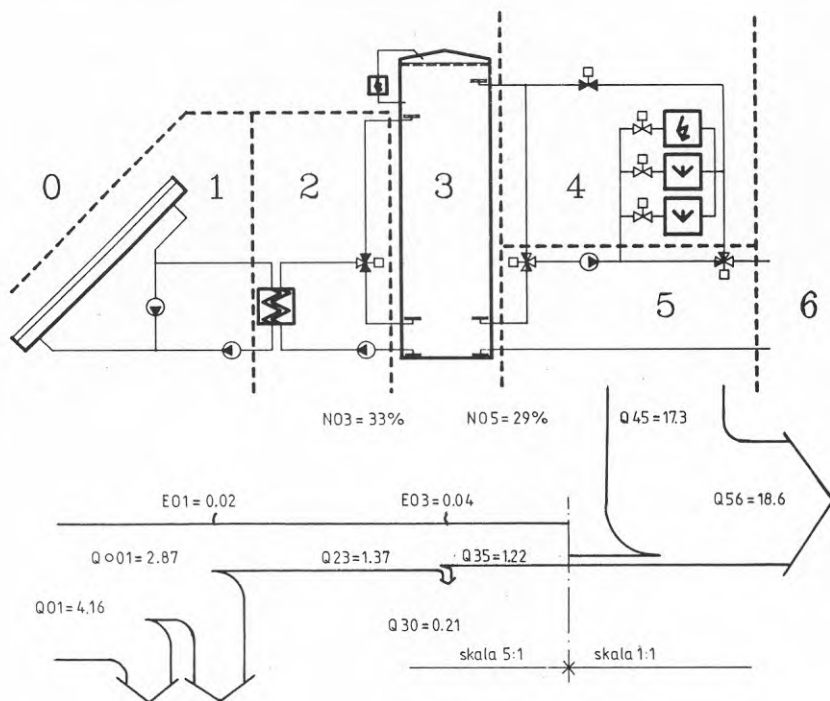
7. Driftsresultat

Solvärmecentralen i Nykvarn fungerar väl. Den levererade 1.16 GWh solvärme till fjärrvärmenätet under de tolv månaderna juli 1987 t.o.m juni 1988. Detta motsvarar 0.29 MWh per kvadratmeter solfångare och det utgjorde 6.5% av den totala fjärrvärmelasten, som var 18.6 GWh. Den totala instrålningen mot solfångarna var samtidigt 4.16 GWh (1.04 MWh/m²). Resultat är bra trots att det inte riktigt motsvarar de högt ställda förväntningarna.

I presentationen i detta kapitel utnyttjas definitioner av olika storheter, som beskrivs i bilaga 1. Den är avsedd som referens.

7.1 Översikt

Värden för de dominerande energiflödena genom anläggningen tillsammans med sammanhörande temperaturer och verkningsgrader visas i figur 7.01.



Figur 7.01 Energiflödena genom produktionsanläggningen i Nykvarns fjärrvärmesystem. På gränserna mellan delsystemen anges energiflödets storlek, dess energiviktade temperatur och en verkningsgrad, som anger hur stor andel av den mot solfångaren instrålade energin, som når gränsen ifråga.

Solfångaren träffas av 4.16 GWh solstrålning, juli 87-juni 88. Nästan en tredjedel av denna strålning faller in med så låg intensitet att solfångarkretsen inte förmår utnyttja den för att ladda ackumulatören. Av återstående 2.87 GWh överför laddkretsen 1.37 GWh till ackumulatören vid en genomsnittlig temperatur av 59.9 Cel. Resten är förluster. En tredjedel av den totala strålningen, som faller in mot solfångaren, överförs alltså till ackumulatören. Från ackumulatören matas 1.22 GWh ut mot fjärrvärmenätet, men eftersom 55 MWh elektrisk energi förbrukats för insamling och lagring, så bör vi bara betrakta 1.16 GWh av dessa såsom utnyttjad solvärme. Solvärmens genomsnittliga temperatur sjunker från 59.9 Cel till 53.6 Cel i ackumulatören. Pannorna levererar hela 17.3 GWh till fjärrvärmenätet, så andelen solvärme är 6.5%.

Redovisningen av driftsresultatet inleds nedan med en översiktlig presentation för hela anläggningen på grundval av mätvärden för perioden juli 1987 t.o.m juni 1988. Den totala solinstrålningen under denna period var ungefär lika stor som under ett genomsnittligt år och de presenterade tolv månadersvärdena är därför jämförbara med årsvärdena.

Samtliga varaktighetsdiagram avser samma tolv månadsperiod. Värden från vintermånaderna november t.o.m februari är dock av praktiska skäl inte medtagna i varaktighetsdiagrammen för storheter från solsidan av ackumulatören. Få driftstimmar berörs och det påverkar inte kurvornas förlopp i stort. Månadsvärden och 'Input-Output-Diagrammen' inkluderar värden för sexton månadersperioden, april 1987 t.o.m juli 1988.

Solfångarkretsens funktion beskrivs i kapitel 7.2. Där presenteras mätresultat i form av månadsvärden, dagsvärden och timvärden. De gängse diagramtyperna utnyttjas för att jämförelser med liknande solfångarfält skall underlättas.

Akkumulatörns funktion presenteras i kapitel 7.3 och därefter behandlas leveranserna till fjärrvärmenätet i kapitel 7.4.

I kapitel 7.5 görs en prognos för hur mycket solvärme anläggningen skulle producera under ett genomsnittligt år.

7.2 Solfångarkrets och laddkrets

Solfångarkretsen fungerar problemfritt och dess verkningsgrad ligger praktiskt taget hela tiden över leverantörens garantikurva.

Tabell 7.1 Driftresultat för solvärmecentralen i Nykvarn för perioden juli 1987 t.o.m juni 1988. Mätdata saknas för sammanlagt 24 dygn varav 13 i augusti och september 1987. Vid beräkning av årsvärden har dessa dygn givits medelvärdet av övriga dygn under repektive månad. Temperaturerna på solfångarsidan av ackumulatortorn avser de åtta månaderna 8707-8710 samt 8803-8806.

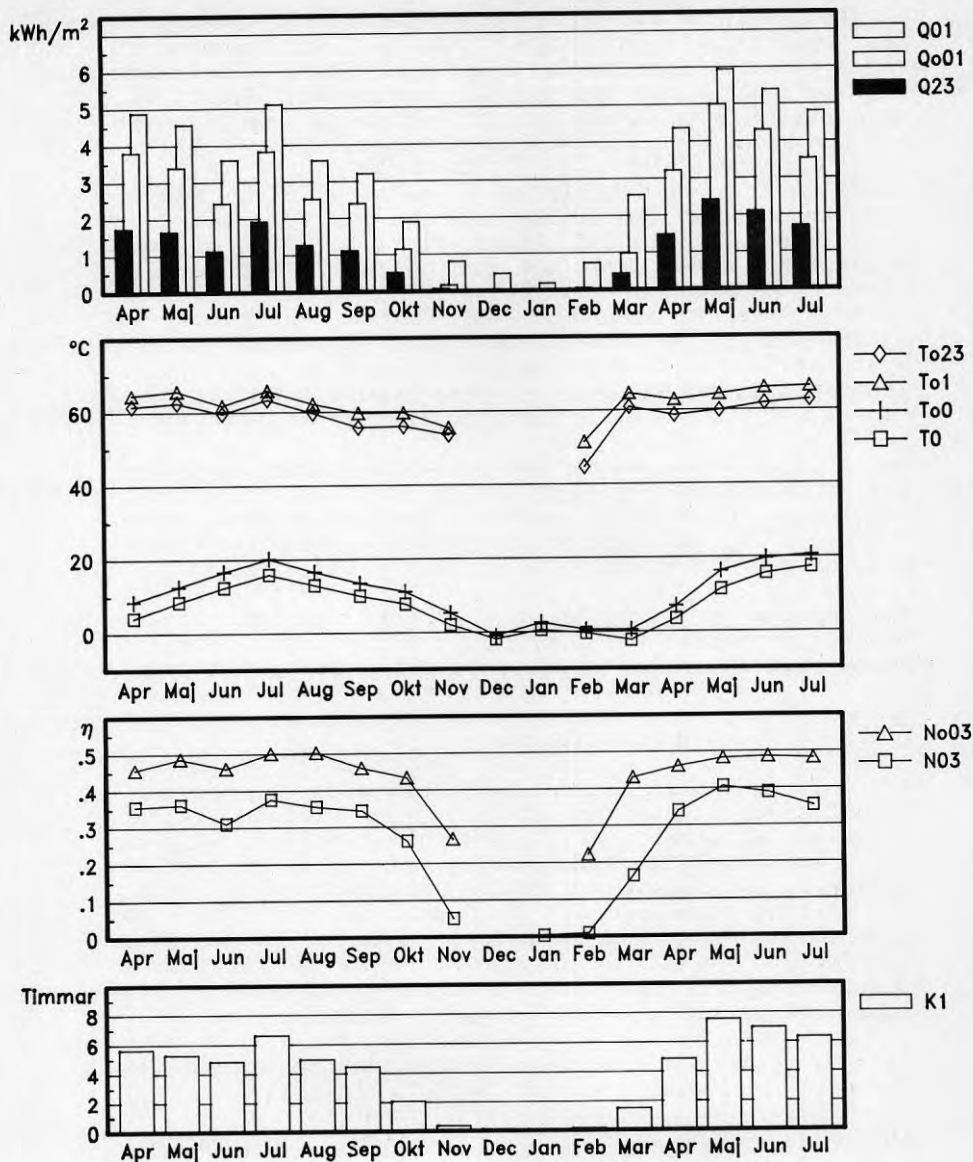
Storhet	Beteck- ning	GWh	MWh/m ²

Total solinstrålning mot solfångaren	Q01	4.16	1.04
Total solinstrålning mot solfångare under drift	Qo01	2.87	0.72
Insamlad solvärme till ackumulatortorn	Q23	1.37	0.34
Driftsel för insamling av solvärme	E01	0.02	0.00
Värme från ackumulatortorn	Q35	1.22	0.30
Driftsel till ackumulatortorn	E03	0.04	0.01
Värmeförlust från ackumulatortorn	Q30	0.21	0.05
Utnyttjad solvärme	Qs35	1.16	0.29
Värme från pannorna	Q45	17.3	
Värme till fjärrvärmenätet	Q56	18.6	

Utomhustemperatur	T0		6.1 Cel
Utomhustemperatur under drift	To0		15.1 Cel
Solfångarens temp under drift	To1		60.8 Cel
Solfångarens övertemp under drift	Tdo01		48.1 K
Solvärmens temp före värmeväxlare	Te12		63.6 Cel
Solvärmens temp före ackumulatortorn	Te23		59.9 Cel
Solvärmens temp efter ackumulatortorn	Te35		53.6 Cel
Temp hos värme från pannorna	Te45		79.5 Cel
Temp hos värme till fjärrvärmenät	Te56		68.4 Cel

Solfångarkretsens totalverkningsgrad	N03		33%
Solfångarkretsens verknings- grad under drift	No03		48%
Solvärmecentralens verkningsgrad	N05		29%

Solfångarkretsens drifttid	K1		1205 h
Andel solvärme	N9		6.5%



Figur 7.02 Översikt över solfångar/laddkretsens funktion april 87 - juli 88. Månadsmedelvärden av dygnsvärden. Diagram 1 visar total solinstrålning, Q01, solinstrålningen då solfångarkretsen är i drift, Qo01, och insamlad solvärme, Q23. Diagram 2 visar utomhustemperaturen, T0, samt tre temperaturer under drift, nämligen utomhustemperaturen, To0, solfångarfältets arbetstemperatur, To1, och laddkretsens arbetstemperatur. Diagram 3 visar solfångarkretsens totalverkningsgrad, N03, och dess verkningsgrad under drift, No03. Diagram 4 visar solfångarkretsens dagliga drifttid, K1

En stor del av solstrålningen faller in med så låg intensitet att det inte kompenserar för värmeförlusterna från solfångaren. Den kan inte samla in värme och startar därför inte. I det övre diagrammet i figur 7.02 visas den totala solinstrålningen, Q01, solinstrålningen, Q001, som faller in mot solfångaren när denna är i drift, samt insamlad solvärme, Q23.

Solfångarkretsen arbetar under sommarhalvåret med en medeltemperatur mellan in- och utlopp, To1, som ligger straxt över 60 Cel. Under vinterhalvåret är temperaturen något lägre, men det gäller totalt sett få timmar. Motsvarande medeltemperatur efter värmväxlaren, To23, är ungefär 3 Cel lägre. Skillnaden är mindre under 1987, men det beror sannolikt på ett systematiskt fel i mätningarna (se 6.5.3). Månadsmedelvärdena för utomhustemperaturen är som väntat högre för den tid solfångaren är i drift.

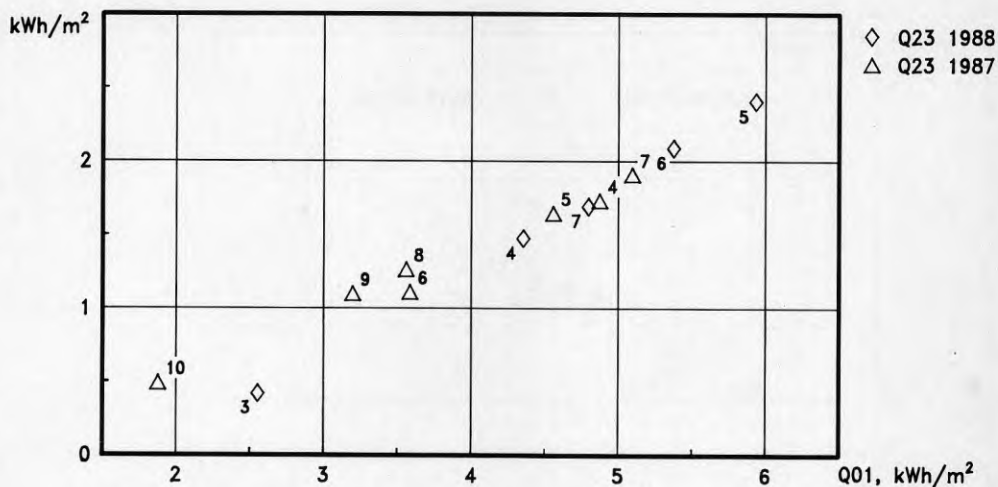
Det är stor skillnad om man betraktar verkningsgraden när solfångaren verkligen är i drift eller som ett medelvärde över hela dygnet. Verkningsgraden under drift, No03, är nästan 50% medan verkningsgraden, N03, är drygt 30%.

Försommaren 1987 och speciellt juni var solfattig, vilket avspeglar sig i låga värden för insamlad värme, Q23, verkningsgrad, N03, och drifttid, K1.

7.2.1 'Input-Output-Diagram'

Solfångare, som arbetar med konstanta temperaturförhållanden, uppvisar ett linjärt samband mellan insamlad solvärme, Q23, och total solinstrålning, Q01. För korta tider när solfångaren är i drift (t.ex mindre än en timme) är detta en direkt följd av hur en solfångare fungerar. Men det gäller även för medelvärden över längre tider, vilket inte är lika självklart (Perers et.al 1985). Detta är bakgrunden till de så kallade 'Input-Output-Diagrammen', som ofta används för att presentera dygnssummor.

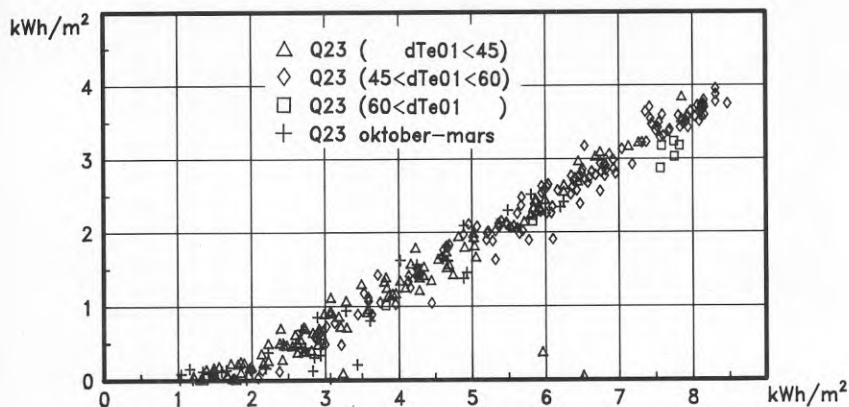
I figur 7.03 (nästa sida) visas månadsvärden för insamlad solvärme visavi total instrålning mot solfångaren. Det föreligger ett uppenbart linjärt samband. Värdena från augusti, september och oktober 1987, är dock påfallande höga.



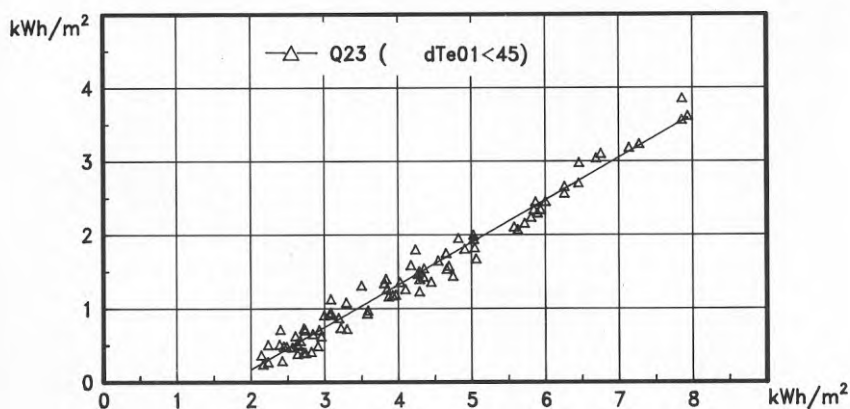
Figur 7.03 Insamlad solvärme, Q23, visavi total solinstrålning mot solfångaren. Bägge energierna ges såsom månadsmedelvärden av dygnssummor. Invid symbolen anges månads ordningsnummer, för 1987 snett upp till höger och för 1988 snett ner till vänster. Romben uppe till höger i diagrammet avser alltså maj 1988 och triangeln nere till vänster i diagrammet avser oktober 1987.

I figur 7.04 visas det vanliga 'Input-Output-Diagrammet' för dygnsvärden. Det innehåller värden för samtliga dygn. Värdena har delats in i fyra klasser. Vintervärdena utgör en klass och sommarvärdena är indelade i tre klasser med avseende på solfångarens övertemperatur relativt omgivningen. I detta fall används den energiviktade övertemperaturen, Tde01, i stället för övertemperaturen, Tdo01, som rätteligen skulle ha används. Den energiviktade temperaturen, Tde01, är något högre än den drifttidsviktade temperaturen, Tdo01, vilket medför att ett tiotal procent av datapunkterna hänförs till en för hög klass. Detta torde inte väsentligt påverka resultatet.

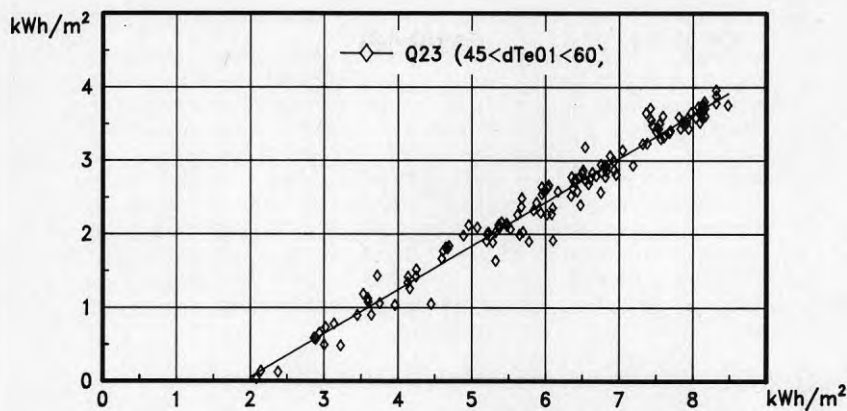
I figurerna 7.05 t.o.m 7.07 visas en klass per diagram tillsammans med respektive linjär regressionslinje.



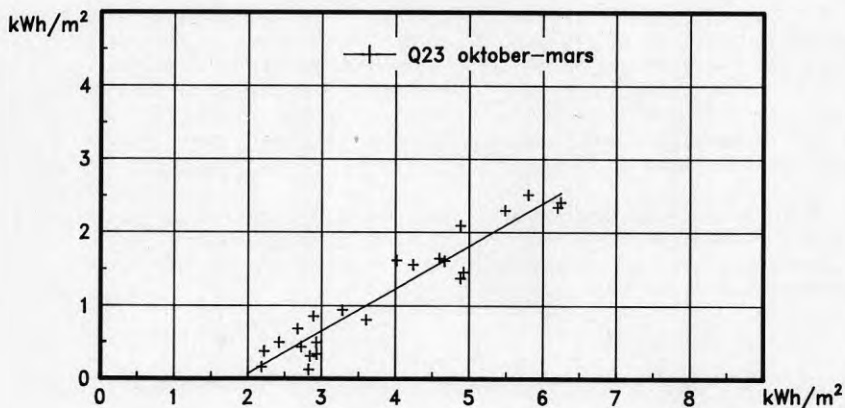
Figur 7.04 'Input-Output-Diagram' för solfångarkretsen. Diagrammet visar dygnssummor av insamlad värme, Q_{23} , visavi insålning mot solfångaren, Q_{01} . Data från samtliga dagar under perioden 87-04-01 - 88-07-31 ingår i diagrammet. Data är indelade i fyra klasser. Tre av klasserna avser olika nivåer på solfångarens övertemperatur under månaderna april t.o.m september och den fjärde klassen avser övriga månader.



Figur 7.05 'Input-Output-Diagram' för alla dagar under månaderna april t.o.m september då den energiviktade övertemperaturen, $T_{de01} < 45$ K. Diagrammet innehåller en regressionslinje. De tre punkterna med extremt låga värden samt alla punkter, $Q_{01} < 2$, är uteslutna ur regressionsberäkningen.



Figur 7.06 'Input-Output-Diagram' för alla dagar under månaderna april t.o.m september då den energiviktade övertemperaturen ligger i intervallet, $45 < T_{de01} < 60$ K. Diagrammet innehåller en regressionslinje. Punkterna, $Q_{01} < 2$, ingår inte i regressionsberäkningen.



Figur 7.07 'Input-Output-Diagram' för alla dagar under månaderna oktober t.o.m mars oavsett värde på övertemperatur. Diagrammet innehåller en regressionslinje. De två punkterna med låga värden samt alla punkter, $Q_{01} < 2$, är uteslutna ur regressionsberäkningen.

Enkel linjär regression har utförts för att bestämma den insamlade värmens, Q_{23} , beroende av den totala instrålningen, Q_{01} . Linjen

$$Q_{23} = k * Q_{01} + l$$

har anpassats till data i respektive klass. Talpar där $Q_{01} < 2$ kWh/m² samt enstaka talpar med extremt låga värden på Q_{23} har inte utnyttjats för regressionen. Resultatet visas i tabell 7.02. Regressionskoefficienten, k , talar om hur stor andel av en ökning av den totala solinstrålningen, som solfångaren förmår överföra till ackumulatoren i form av värme. Skärningen med x-axeln, $-l/k$, talar om hur stor solinstrålningen behöver vara under en dag för att solfångaren skall samla in värme. Determinationskoefficienten, r^2 , är ett mått på godheten hos anpassningen. N är antalet talpar.

Tabell 7.02. Enkel linjär regression för dygns-summor. $Q_{23} = k * Q_{01} + l$

Klass	k	l	r ²	N
Q23, apr-sep, Tde01<45	0.58	-1.00	0.97	84
Q23, apr-sep, 45<Tde01<60	0.60	-1.15	0.97	130
Q23, apr-sep, 60<Tde01	0.54	-1.03	0.98	7
Q23, okt-mar	0.58	-1.10	0.91	23

7.2.2 Solfångarens termiska verkningsgrad

Solfångarfältet uppvisar i det närmaste lika hög termiska verkningsgrad, som den enstaka solfångarmodul, som provades av Statens Provningsanstalt (Bergquist, 1985). Dess verkningsgrad överträffar med lite marginal den verkningsgradskurva, som leverantören lämnade i sin garanti.

Det finns ett samband, som väl beskriver plana solfångares termiska verkningsgrad vid stationära förhållanden. Med de beteckningar, som används här ges sambandet av

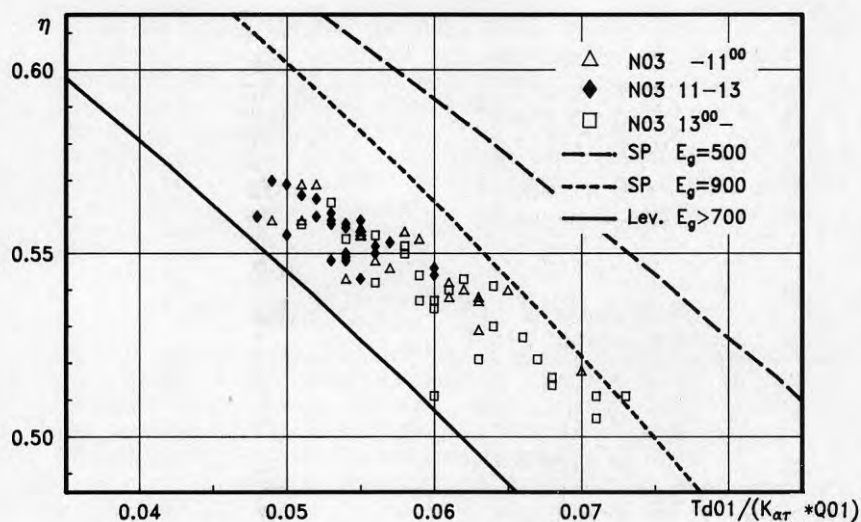
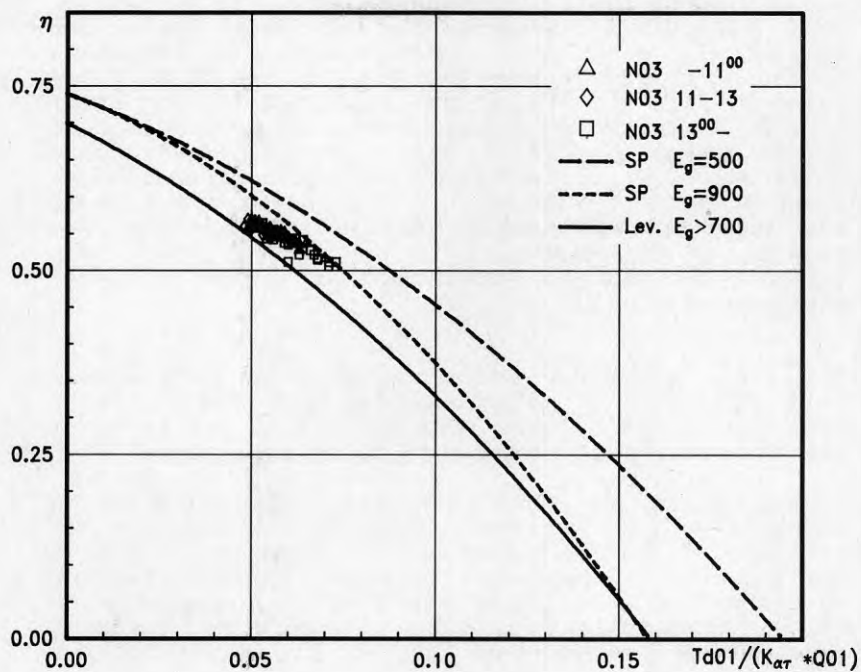
$$N_{03} = Q_{23}/Q_{01} = n_0 - (k_0 + k_1 * T_{d01}) * T_{d01}/Q_{01}$$

där n_0 , k_0 och k_1 är konstruktionsberoende parametrar.

Solinstrålningen skall vara konstant och träffa solfångaren rak framifrån. Solfångarens inloppstemperatur skall vara konstant och dess utloppstemperatur skall ha nått ett konstant värde. Sådana ideala förhållanden förekommer aldrig i en verklig solvärmeanläggning, men trots detta är sambandet en bra utgångspunkt för att presentera uppmätta verkningsgrader även från produktionsanläggningar. Verkningsgradsdiagrammet, som visar verkningsgraden, N_{03} ,

såsom funktion av den normerade temperaturen, $Td01/Q01$, gör precis detta.

I figur 7.08 nedan, visas två verkningsgradsdiagram med utvalda och korrigerade data.



Figur 7.08. Figurtext, se nästa sida.

Figur 7.08 (Föregående sida) Solfångarkretsens termiska verkningsgrad under klara dagar. Diagrammen visar verkningsgraden, $N03=Q23/Q01$, visavi den normerade övertemperaturen, $Td01/Q01$. Det nedre diagrammet är en detaljförstoring av det övre. Diagrammen omfattar data från samtliga timmar med oavbruten laddning genom ackumulatorns övre inlopp under samtliga tolv 'helt klara' dagar under april, maj och juni 1988. Med undantag för en enda timme var solinstrålningen, $Q01 > 700 \text{ W/m}^2$. De uppmätta värdena för verkningsgraden, $N03$, är uppdelade i tre klasser; före kl. 11, mellan kl. 11 och 13 samt efter kl. 13. Under för- och eftermiddag är solstrålningen infallsvinkel större. Under förmiddagen ökar solfångarens driftstemperatur och under eftermiddagen sjunker den. I diagrammen finns också två kurvor, som visar verkningsgrader enligt en provning, som utförts på en solfångarmodul av Statens Provningsanstalt, SP, och en kurva, som är hämtad ur leverantörens garanti.

För att minimera störningarna från varierande solinstrålning är data hämtade från 'helt klara' dagar under våren 1988. Perioden valdes med tanke på att mätningarna då har speciellt hög kvaliteet.

Instrålningen, $Q01$, har korrigerats för solfångarens beroende av infallsvinkeln. Insamlad värme, $Q23$, har korrigerats för beroendet av värmelagring i själva solfångaren. Solfångarkretsens värmekapacitet bestämdes till 20 kWh/K med enkel regression. Som värde för solfångarkretsens temperatur användes medelvärdet av momentana värden för dess in- och utloppstemperaturer.

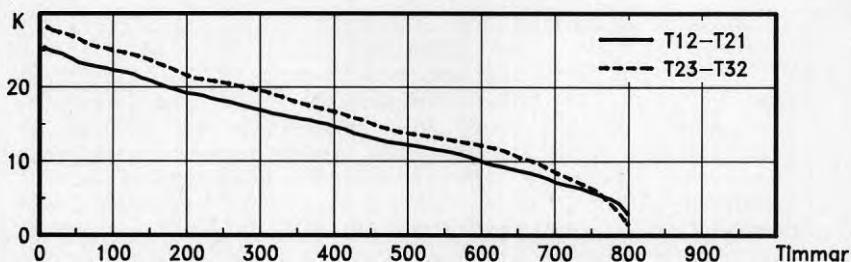
Diagrammet antyder att solfångarfältets effektiva värmeförlustkoefficient (lutningen hos en tänkt linje genom punktsvärmen) är mindre än motsvarande värde för modulen, som provades på Statens Provningsanstalt. Men det vore säkert fel att tolka data på detta sätt. Lagg märke till att förmiddagsvärden dominerar i svärmens vänstra del och eftermiddagsvärden i dess högra. Det är snarare så att korrigeringen för värmelagringen i solfångaren är otillräcklig, eller att pyranometern inte är helt parallell med solfångarna, än att dess värmeförlustkoefficient är oväntat liten.

7.2.3 Temperaturförhållanden i solfångarkretsen.

Solfångar- och laddkrets arbetar med konstanta flöden under drift. Flödet i laddkretsen, som bara har varierat någon procent upp och ned under mätperioden, är 20 l/s . Per kvadratmeter solfångararea betyder det $0.005 \text{ l/(s*m}^2)$. Värmekapacitetsflödet i solfångarkretsen är ca 20% lägre än i laddkretsen.

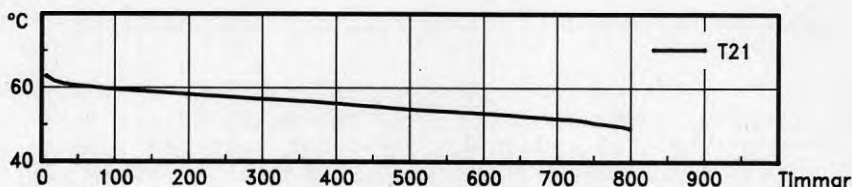
Varaktighetskurvor för temperaturstegringen över solfångaren respektive över värmeväxlaren i laddkretsen

visas i figur 7.09. Största temperaturstegringen över solfångaren är 25 K och dess medianvärde är ca 15 K. Kurvorna i figur 7.09 följer inte varandra helt och vid 760 timmar korsar de varandra. Detta beror till del på att flödet i solfångarkretsen är temperaturberoende, men antagligen främst på att mätvärdena från juli och augusti 1987 är behäftade med små fel.



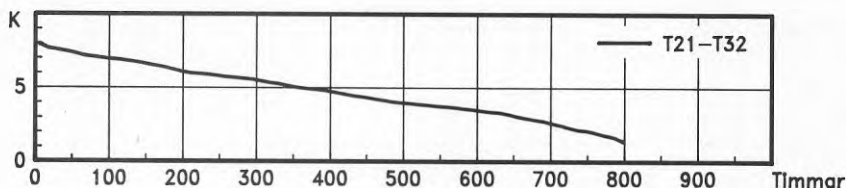
Figur 7.09 Varaktighetskurvor för temperaturstegringen över solfångaren, T12-T21, och temperaturstegringen på värmväxlarens sekundärsida, T23-T32. Kurvorna inkluderar samtliga timvärden då laddkretsen var i oavbruten drift under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

Solfångaren arbetar inom ett relativt snävt temperaturområde. En varaktighetskurva för solfångarens inloppstemperatur, T21, visas i figur 7.10. Inloppstemperaturen under tolv månadersperioden var som högst 62 Cel och som lägst knappt 50 Cel.



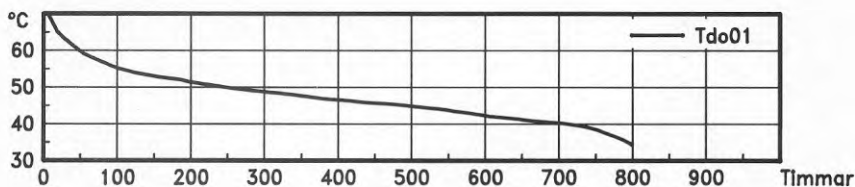
Figur 7.10 Varaktighetskurva för solfångarens inloppstemperatur, T21. Kurvan inkluderar samtliga timvärden då laddkretsen var i oavbruten drift under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

Varaktigheten för solfångarkretsens övertemperatur, Td01, visas i figur 7.12. (Nästa sida) Medeltemperaturen hos värmebäraren i solfångaren är som mest 70 K över utomhustemperaturen och i genomsnitt knappt 50 K över.



Figur 7.11 Varaktighetskurva för temperaturskillnaden, T21-T32, mellan värmväxlarens utlopp på primärsidan och inlopp på sekundärsida. Kurvan inkluderar samtliga timvärden då laddkretsen var i oavbruten drift under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

Temperaturskillnaden mellan värmväxlarens inlopp på sekundärsidan och utlopp på primärsidan, T21-T32, ligger i intervallet 1.5 K till 8 K och dess medianvärde är knappt 5 K. En varaktighetskurva för skillnaden visas i figur 7.11. Kurvans abrupta slut vid 1.5 K beror på att endast timmedelvärden från timmar med oavbruten drift ingår i kurvan.



Figur 7.12 Varaktighetskurva för solfångarens övertemperatur, Td01. Kurvan inkluderar samtliga timvärden då laddkretsen var i oavbruten drift under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

Samtliga varaktighetskurvor för temperaturer i solfångar- och laddkretsen är påverkade av de små mätfel, som förekom under juli och augusti 1987 (se avsnitt 6.5.3). Dessa fel påverkar inte kurvorna i stort, men sannolikheten är stor att extremvärdena i kurvornas början och slut är påverkade. Det har ett värde att kurvorna omfattar en tolv månaders period (de få timmarna under vintermånaderna november t.o.m februari har dock uteslutits av praktiska skäl).

7.3 Ackumulatorn

Värmeackumulatorn fungerar bra, temperaturskiktningen är stabil och värmeförlusterna är måttliga.

I figurerna 7.13 och 7.14 (nästföljande sidor) visas temperaturförloppen i ackumulatorn under två olika dygn, den 11 och 21 maj 1988.

Den 11 maj är den fjärde dagen under en period med vackert väder. Efter midnatt den 11 maj är vattnet uppdelat i tre temperaturzoner.

Ovanför 20-meternivån är temperaturen drygt 70 Cel. Från 20 meter ned till 6 meter ovanför botten finns en homogen zon, som håller 55 Cel. Nedanför 6 meter avtar temperaturen nedåt och vid botten är temperaturen 47 Cel.

Under natten urladdas ackumulatorn och zongränserna kryper uppåt i tanken. Returtemperaturen från fjärrvärmenätet är ungefär 48 Cel och påverkar inte botten temperaturen.

Straxt efter kl. 7 startar laddkretsen och matar in värme genom nedre inloppet. Kring kl.9 övergår den till att ladda genom övre inloppet. Zongränserna flyttar nedåt i tanken. Samtidigt värms botten av returen från fjärrvärmenätet, vars stigande temperatur når 52 Cel kl. 12.

Straxt före kl.16 stannar solfångaren för dagen. Den övre zonen gräns nedåt ligger nu ca 16 meter ovanför botten.

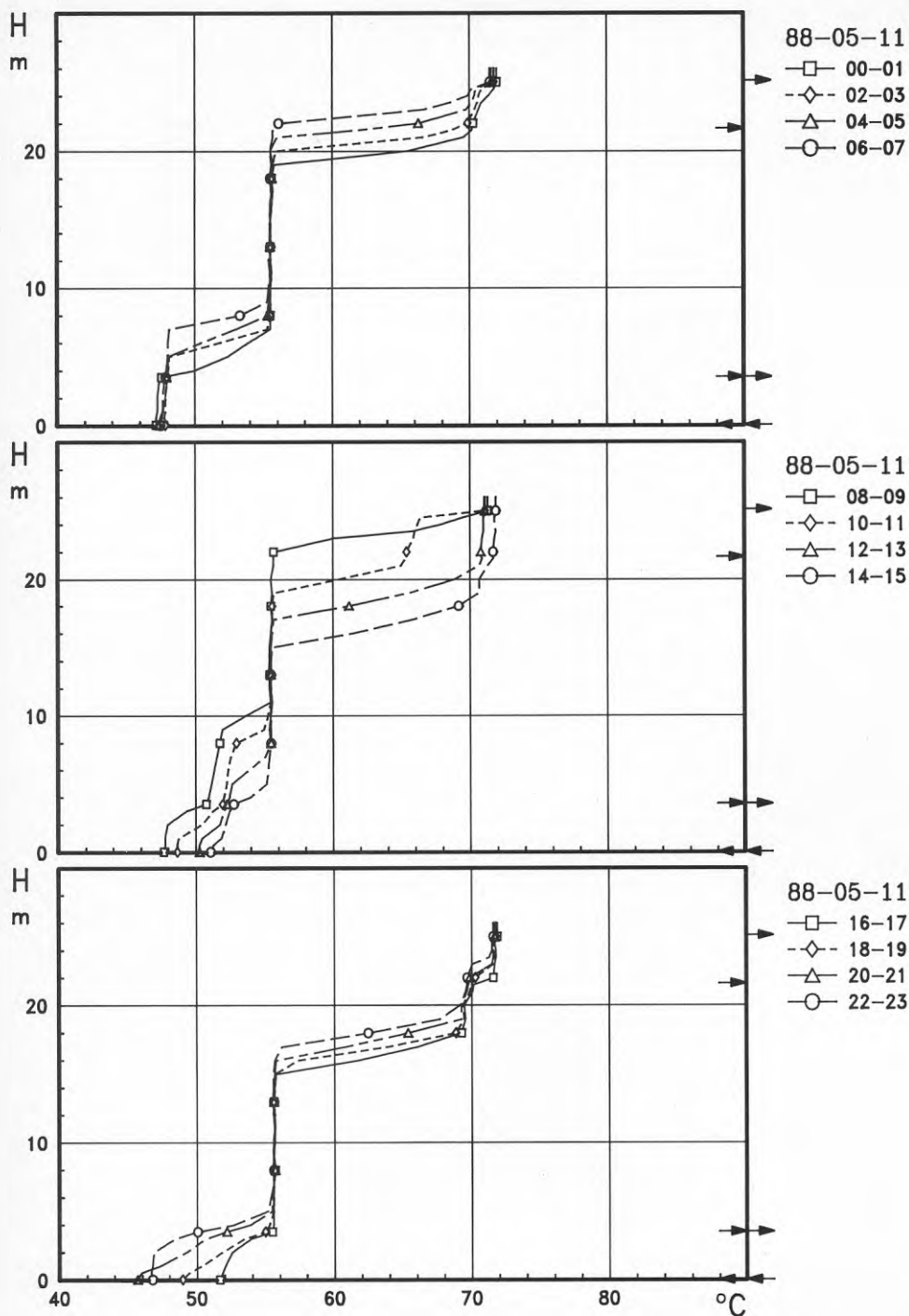
Urladdningen pågår hela tiden och under kvällen och förnatten kryper zongränserna uppåt igen. Botten kyls av fjärrvärmereturen, som kring kl.20 når sin lägsta temperatur, 45.5 Cel.

Den 21 maj är en mulen dag efter några dagar med växlande molnighet.

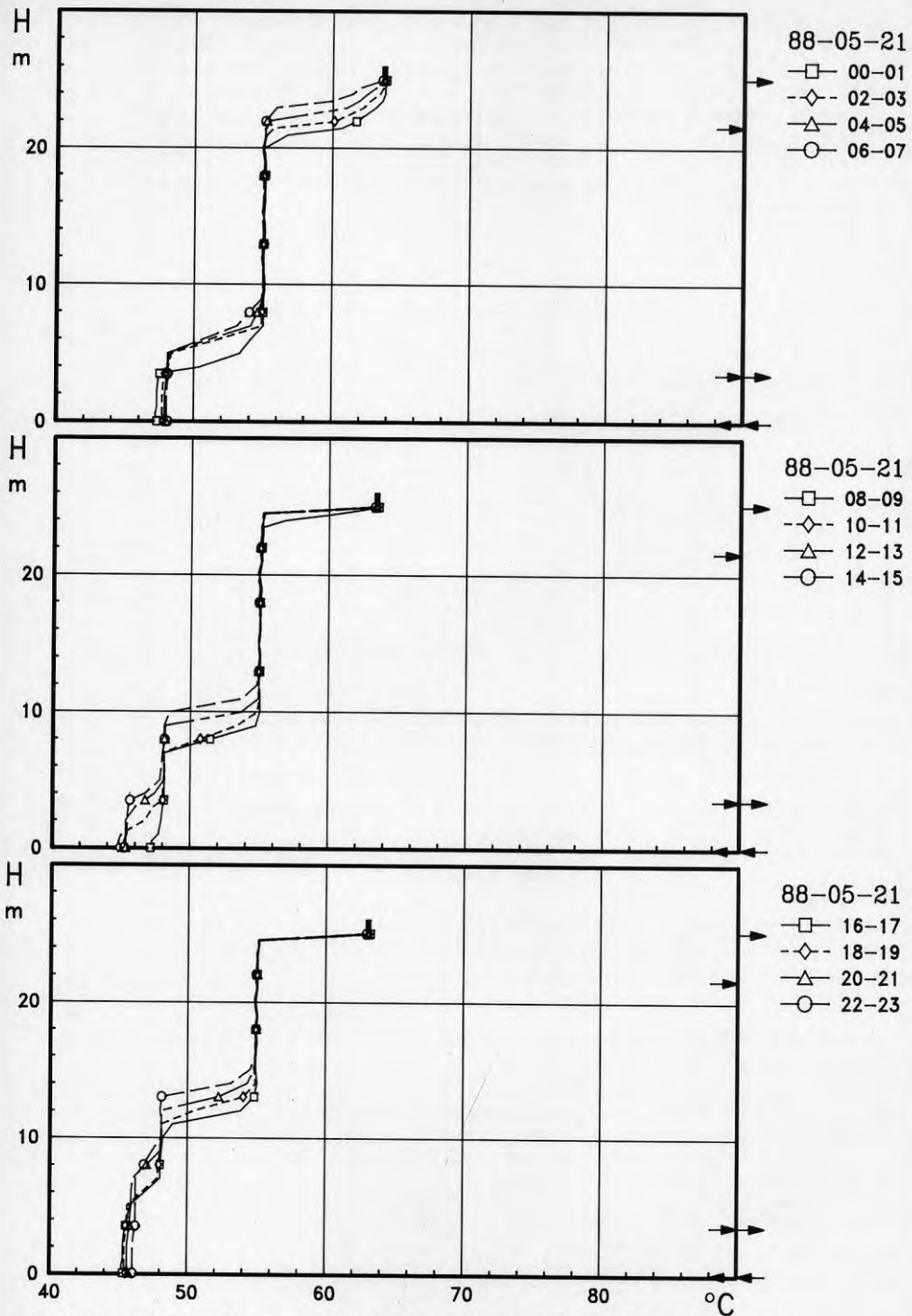
Vid midnatt är tanken uppdelad i tre temperaturzoner, en övre zon med 63 Cel, en mellanzon med 55 Cel och undre zon med 47 Cel. Gränserna mellan zonerna är ca 2 meter i höjddled.

Urladdning pågår och gränserna kryper uppåt. Den övre zonen är reducerad till ett tunt skikt ovanför övre utloppet kl. 9. Den undre zonen tilltar och kl 23 är den 14 meter hög.

Fjärrvärmenätets retur är 48 Cel under efternatten och sjunker sedan under förmiddagen till 45 Cel där den ligger kvar under eftermiddagen. Under kvällen och förnatten stiger den sedan långsamt upp till 48 Cel.

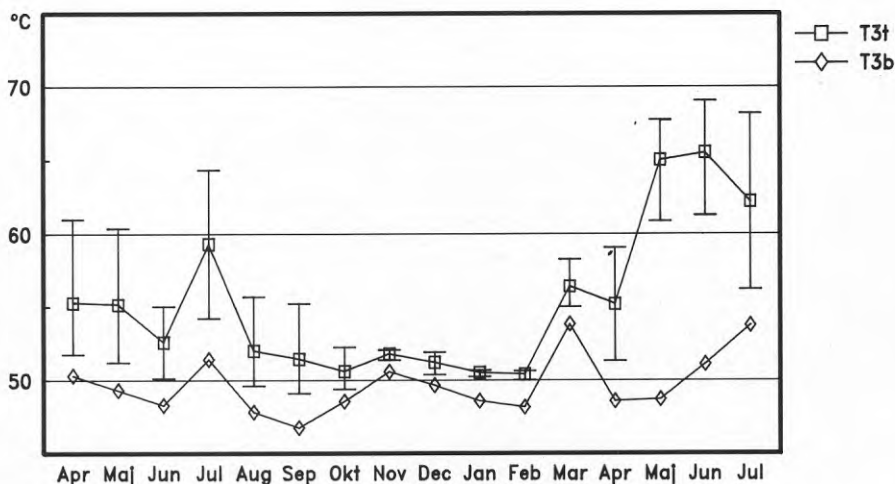


Figur 7.13 Temperaturförloppet i ackumulatorn under dygnet 88-05-11, med en profil för varannan timme. Pilarna i diagrammens högerkant markerar in- och utloppens placering.



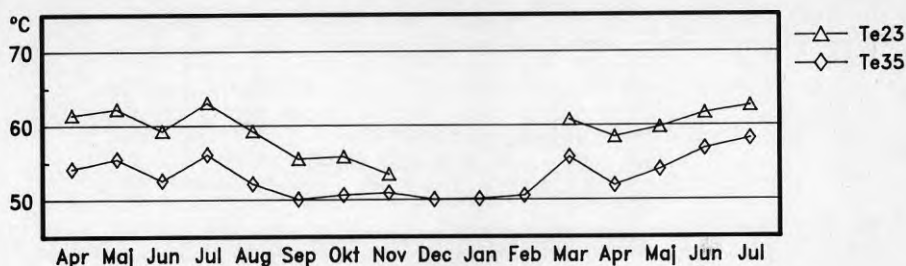
Figur 7.14 Temperaturförloppet i ackumulatorn under dygnet 88-05-21, med en profil för varannan timme. Pilarna i diagrammens högerkant markerar in- och utloppens placering.

Månadsmedelvärdena för en temperatur i toppen, T3t, och en i botten, T3b, av ackumulatoren visas i figur 7.15. Kring temperaturen i toppen indikeras ett intervall, vars gränser är månadsmedelvärdena av dygnens högsta respektive lägsta temperatur på den nivån i ackumulatoren. Under vissa dygn kan temperaturen naturligtvis svänga inom ett större intervall. Under vintern hålls ackumulatoren uppvärmd av fjärrvärmereturen.



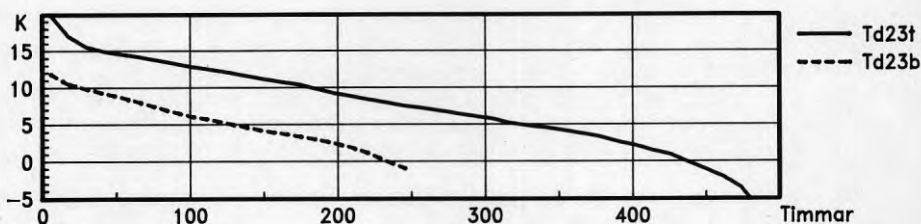
Figur 7.15 Ackumulatortemperaturer. Diagrammet visar månadsmedelvärden för temperaturen ovanför ackumulatortorns botten, T3b (TT3.03), och för temperaturen straxt under ackumulatortorns övre utlopp mot fjärrvärmenätet, T3t (TT3.30). T3t är omgiven av en 'felstapel', som markerar intervallet mellan månadsmedelvärdena av dygnens högsta respektive lägsta timmedelvärde på denna nivå.

Under processen laddning, lagring och urladdning förlorar värmets kvalitet. I figur 7.16 (nästa sida) visas den energiviktade temperaturen, Te23, för värmen, som tillförs ackumulatoren tillsammans med den energiviktade temperaturen, Te35, för värmen, som levereras från ackumulatoren. Skillnaden är under de flesta månaderna drygt 5 K.



Figur 7.16 Energiviktade temperaturer hos värmets tillförs, Te23, respektive bortförs, Te35, från ackumulatören.

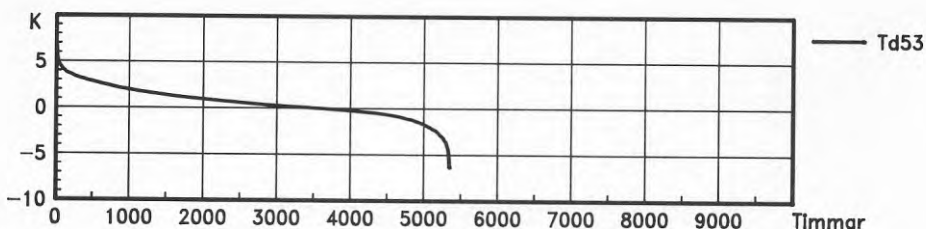
Vid inloppen från laddkretsen blandas vatten av olika temperatur med en kvalitetsförlust som följd. I figur 7.17 visas varaktigheten för temperaturskillnaderna, Td23t och Td23b, mellan inloppstemperaturerna och temperaturen hos ackumulatorvattnet invid inloppen. Diagrammet omfattar alla timmar då vatten tillförs ackumulatören genom respektive inlopp under mer än trettio minuter.



Figur 7.17 Varaktighetskurvor för temperaturskillnaderna, Td23t och Td23b, mellan temperaturerna i övre och nedre inloppet på solsidan samt temperaturerna hos ackumulatorvattnet invid respektive inlopp. Kurvorna inkluderar samtliga timvärden då laddkretsen var i oavbruten drift under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

I figur 7.18 visas varaktighetskurvan för temperaturskillnaden, Td53, vid ackumulatorns inlopp på fjärrvärmesidan.

Akkumulatorns värmeförlustkoefficient bestämdes till 250 W/K ur ett tre veckor långt avsvalningsförlopp i januari och februari 1988. En teoretisk beräkning på förlusterna genom omslutande ytor med schablonmässig hänsyn till köldbryggor gav knappt halva värdet. Värmeförluster genom förångning av vatten i ackumulatorns vattenlås är orsak till en del av skillnaden.



Figur 7.18 Varaktighetskurva för temperaturskillnaden, Td53, mellan inloppstemperaturen på fjärrvärmesidan samt temperaturen hos ackumulatorvattnet invid inloppet. Kurvan inkluderar samtliga timvärden under perioden 87-07--88-06 med undantag för vintermånaderna.

Akkumulatorn laddas mycket sällan till mer än hälften. Den 14 maj 1988, som var den åttonde dagen under en period med vackert väder, sattes ett rekord, som fortfarande gäller. Den övre varma zonen fyllde två tredjedelar av tanken. Samtidigt var temperaturen i botten påverkad av solvärme. På morgonen den 16 maj var ackumulatorn åter urladdad.

Det fordras tre vackra dagar för att hela ackumulatorns vattenvolym skall passera genom laddkretsen. Flödet i laddkretsen är 72 m³/h och solfångaren är i drift 8 timmar under en god dag, vilket ger 576 m³/dygn att jämföra med ackumulatornsvolymer, 1500 m³.

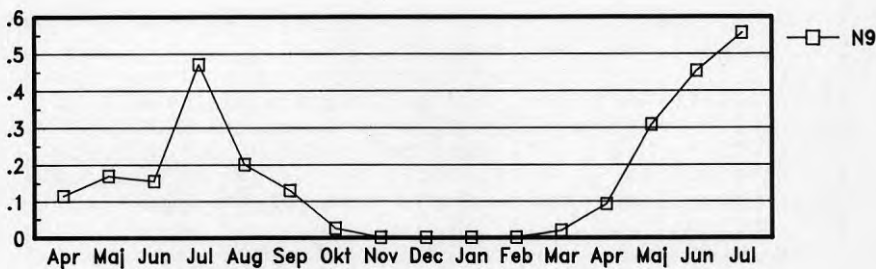
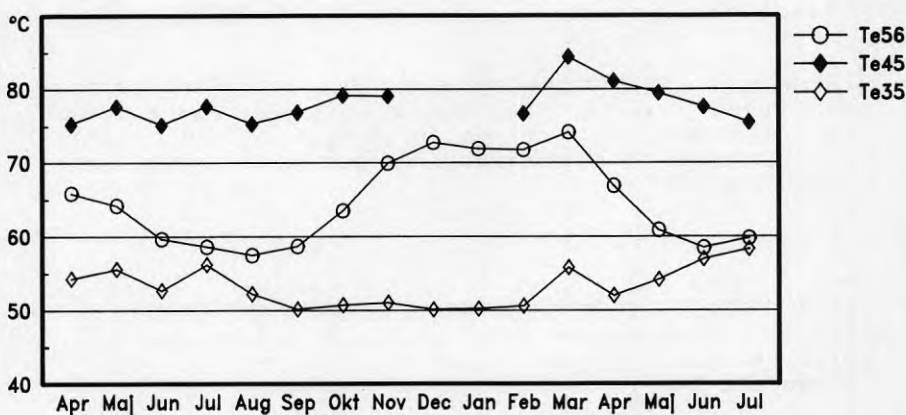
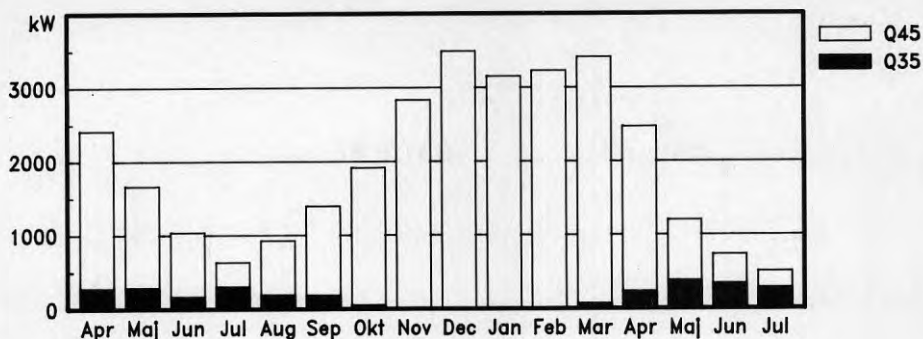
Möjligheten att ladda ackumulatorn från elpannan har hitintills inte utnyttjats.

7.4 Pannorna och shuntkretsen.

Pannorna svarar för en helt dominerande del av värmeleveransen till fjärrvärmenätet.

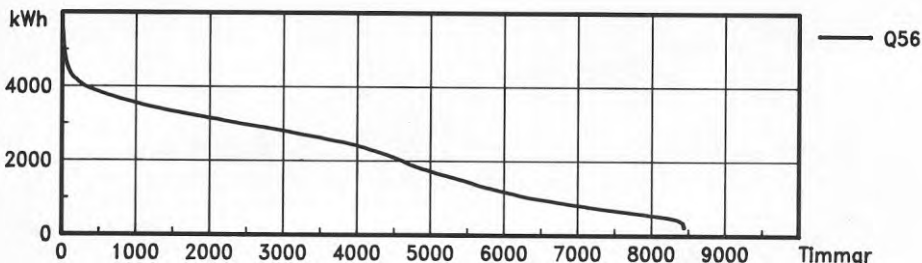
Värmet från pannorna har dessutom betydligt högre temperatur än värmet från ackumulatorn. I figur 7.19 (nästa sida) visas månadsvärden för leveransen till nätet uppdelad på ackumulator, Q35, och pannor, Q45. Dessutom visas energiviktade temperaturer för de två delarna samt för summan. I det nedersta diagrammet visas andelen solvärme, N9, av den totala värmeleveransen, Q56.

Andelen solvärme är låg. Under vintern är andelen naturligtvis försumbar, men även under sommarmånaderna är den låg. Endast under en månad, juli 1988, har andelen solvärme varit högre än 50%.

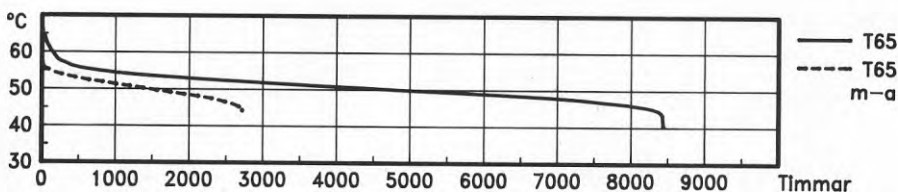


Figur 7.19 Värmeleverans till fjärrvärmenätet. Diagram 1 visar månadsmedelvärden av dygnssummor för solvärme, Q35, och värme från pannorna, Q45. Diagram 2 visar energiviktade temperaturer för solvärmets från ackumulatort, Te35, för värmets från pannorna, Te45, och för värmets, som levereras ut på nätet, Te56. Diagram 3 visar andelen solvärme av den totala värmeleveransen.

I figur 7.20 visas en varaktighetskurva för den totala fjärrvärmelasten och i figur 7.21 visas varaktigheten för fjärrvärmereturens temperatur.



Figur 7.20 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmelasten. Kurvan är baserad på timvärden av värmeleveransen till nät, Q56. Data saknas för totalt 24 dygn, varav 13 dygn under en sammanhängande period i augusti och september 1987.



Figur 7.21 Varaktighetsdiagram för temperaturen hos fjärrvärmereturen, T65. Den heldragna grafen omfattar hela tolv månaders perioden 87/88 och den streckade endast månaderna maj 88, juni 88, juli 87 och augusti 87. Data saknas för totalt 24 dygn, varav 13 dygn under en sammanhängande period i augusti och september 1987.

Samkörningen mellan ackumulatören och pannorna har inte fungerat som avsett. En rad justeringar har gjorts och periodvis har automatiken varit urkopplad.

När pannorna är i drift skall allt vatten tas från ackumulatörens övre utlopp, men i praktiken har det inte varit så. Under den soliga andra veckan i maj 1988 svarade elpannan för mer än hälften av värmeleveransen fram till lördag middag. Temperaturen i ackumulatörens övre del steg, men trots detta togs mer än hälften av vattnet från det nedre utloppet.

Under den 24, 25 och 26 maj 1988 var vädret åter vackert, solfångarna levererade värme vid hög temperatur och temperaturen i ackumulatorns övre del steg. Elpannan arbetade och tre fjärdedelar av flödet togs genom nedre utloppet. Vid middagstid den 25 maj passerade temperaturen från ackumulatorns övre utlopp nätets framtemperatur, men elpannan fortsatte att svara för större delen av leveransen till nätet. Vid middagstid den 26 maj stannade pannan och ackumulatoren tog över hela leveransen. Trots att framtemperaturen sjönk stängdes inte ackumulatorns nedre utlopp.

I början av juli 1988 gjordes ett nytt försök att få ordning på styrningen och därefter fungerar den betydligt bättre.

En viss bostadsuppvärmning sker sommartid. Den styrs med utomhusgivare och termostater, som normalt är i drift även sommartid, och vid låg utomhustemperatur distribueras därför värme. Det förekommer dock att uppvärmningen stängs av.

7.5 Prognos för ett genomsnittligt år

Hur mycket värme skulle solfångarfältet leverera under ett år med genomsnittliga solinstrålningsförhållanden? Det skulle leverera 1.45 ± 0.1 GWh, vilket fördelat på solfångararean är 0.36 ± 0.03 MWh/m².

Tack vare tre gynnsamma förhållanden är det relativt lätt att ge detta svar.

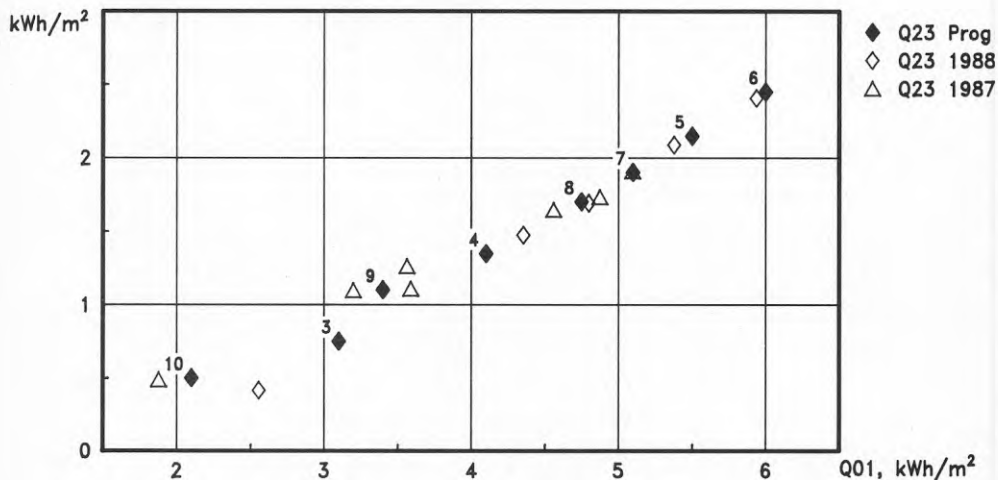
All solvärme skulle utnyttjas även under sommarmånader med mycket soligt väder, ty solvärmecentralens andel av den totala värmeleveransen till fjärrvärm nätet är liten. Det högsta värdet hitintills, $N_9=57\%$, uppmättes under semestermånaden juli 1988.

Solfångarkretsens arbetstemperatur bestäms praktiskt taget helt av fjärrvärmenätets returtemperatur. Värmeackumulatoren är så stor och temperaturskiktningen så god att solvärme aldrig når ned till utloppet mot solfångarkretsen.

Nykvarn ligger så nära Stockholm (35km) att SMHI's långa mätserier kan utnyttjas för att beräkna solinstrålningen för ett genomsnittligt år.

Solinstrålningen mot en södervänd yta med resningen 42 grader har bestämts genom interpolation i tabell 3. i Josefsson (1985), som innehåller månadsmedelvärden för åren 1971-89 av dygns summer av instrålningen mot lutande ytor. Markreflekterad strålning har satts till noll, eftersom solfångaren väsentligen ser den skuggade baksidan av solfångaren framför.

Månadsvärden för insamlad solvärme, Q23, har bestämts grafiskt med hjälp av figur 7.22 och instrålningsvärdena från Stockholm 1971-80. Resultatet visas i figur 7.22 och tabell 7.03.



Figur 7.22 Insamlad solvärme under ett genomsnittligt år. Diagrammet visar månadsmedelvärden av dygns-somnor för insamlad solvärme, Q23, visavi total instrålning mot solfångaren, Q01. De ofyllda symbolerna avser mätvärden och de fyllda romberna avser en prognos för ett genomsnittligt år. Invid prognosvärdena anges månads ordningsnummer. (I figur 7.3 visas ett liknande diagram, som innehåller månadsnummer för mätvärdena.)

Månad	Q01 kWh/m2*d	Q23 kWh/m2*d	Q01 kWh/m2	Q23 kWh/m2
Jan	0.67	0.0	20.8	0.0
Feb	1.75	0.0	49.0	0.0
Mar	3.10	0.75	96.1	23.2
Apr	4.10	1.35	123.0	40.5
Maj	5.50	2.15	170.5	66.7
Jun	6.00	2.45	180.0	73.5
Jul	5.10	1.90	158.1	58.9
Aug	4.75	1.70	147.3	52.7
Sep	3.40	1.10	102.0	33.0
Okt	2.10	0.50	65.1	15.5
Nov	1.05	0.0	31.5	0.0
Dec	0.61	0.0	18.9	0.0
Hela året			1162	364

Tabell 7.03 Tabelltext, se nästa sida

Tabell 7.03. (Föregående sida) Prognos för ett genomsnittligt år. Genomsnittlig solinstrålning, Q01, mot en södervänd yta med resningen 42 grader i Stockholm under perioden 1971-80 (Josefsson, 1985). Prognos för insamlad solvärme, Q23, i Nykvarn-anläggningen.

Prognosen visar att under ett genomsnittligt år levererar solfångarkretsen 1.46 GWh värme till ackumulatortorn. Resultatet erhålls genom att multiplicera solfångararean, 4000 m², med årsvärdet för insamlad värme, Q23=364 kWh/m², från tabell 7.03. Solvärmecentralen levererar 1.25 GWh till fjärrvärmelasten, vilket är ca 7% av den totala fjärrvärmelasten. Resultatet erhålls genom att subtrahera värmeförlusterna från ackumulatortorn, Q30=0.21 GWh. Värmeförlusterna från ackumulatortorn under ett genomsnittligt år kan antas vara lika med förlusterna under tolv månadersperioden 87/88, Q30=0.21 GWh, eftersom temperaturförhållandena i solvärmecentralen inte skulle påverkas nämnvärt av en något större värmeproduktion.

Hur säker är denna prognos? Värdena på solinstrålningen är en källa till osäkerhet. SMHI's mätningar avser global och diffus instrålning mot en horisontell yta och instrålningen mot lutande ytor är beräknade med en modell. Grunddata, omräkningen till den lutande ytan och extrapolationen från Stockholm till Nykvarn bidrar alla till onoggrannheten. En optimistisk bedömning är att dessas sammanlagda bidrag till onoggrannheten i prognosen av den årligt insamlade solvärmens är +/- 20 kWh/m². Sedan tillkommer bidrag från onoggrannheten hos mätvärdena för insamlad solvärme, Q23, och solinstrålning, Q01, samt onoggrannhet i den grafiska metoden. Det är rimligt att uppskatta dessa bidrag till vardera 10, 15 respektive 10 kWh/m² och addera alla bidrag kvadratiskt. Resultatet blir +/-30 kWh/m².

Till sist tillkommer ett bidrag till onoggrannheten, som vi bortser från här, nämligen osäkerheten om hur representativ tioårsperioden 1971-80 är. Detta är främsta skälet till att uttrycket 'genomsnittligt år' använts i stället för 'normalår'.

8. Diskussion

8.1 Högre verkningsgrad

Det finns flera metoder att höja solvärmecentralens verkningsgrad. Exempelvis genom att använda solfångare med högre prestanda, låta solfångaren arbeta vid lägre temperatur och begränsa värmeförlusterna från ackumulator och rörledningar.

Solvärmecentralens verkningsgrad var, $N05 = 29\%$, under tolv månaders perioden juli 87 till juli 88. Det betyder att totalt mer än två tredjedelar av den solinstrålning, som träffar solfångaren förloras.

En knapp tredjedel av strålningen går förlorad eftersom den delen av solstrålningen faller in mot solfångaren när denna inte är i drift.

Av de två tredjedelar, som strålar in mot solfångaren när den är i drift, så omvandlas hälften till nyttig värme. En tredjedel av solinstrålningen, som träffar solfångaren, överförs alltså till ackumulatorn som värme.

Sedan förloras ca 15% av insamlad värme i form av värmeförluster från ackumulatorn. Och till sist återstår endast 29% av energin som föll in mot solfångaren.

I detta avsnitt diskuteras hur mycket systemets verkningsgrad kan höjas genom att pressa ner solfångarfältets arbetstemperatur. Först behandlas fältets temperaturberoende och därefter uppskattas möjligheterna att sänka arbetstemperaturen.

8.1.1 Solfångarfältets temperaturberoende

I detta avsnitt visas att en grad lägre arbetstemperatur medför att solfångarfältet årligen samlar in 20 MWh (5 kWh/m²) mera värme. Detta värde beräknas här ur solfångarens verkningsgradskurva eftersom solfångarfältets temperaturberoende inte kunnat bestämmas ur mätdata. Detta beror dels på att olika värden på solfångarfältets övertemperatur, $Td01$, är kopplade till olika årstider och vädertyper dels på att fältet har arbetat inom ett ganska snävt temperaturintervall.

Solfångarens verkningsgradskurva, dvs sambandet mellan momentant insamlad värme, $Q23$, och instrålning, $Q01$, ges av

$$Q23 = n0 * Q01 - (k0 + k1 * Td01) * Td01$$

Termen, $n0 * Q01$, anger hur mycket solinstrålning, som tas upp av absorbatoren, och termen, $(k0 + k1 * Td01) * Td01$, anger hur mycket värme, som förloras från absorbatoren till omgivningen. Genom att ersätta $Td01$

med T_0 - T_0 och derivera insamlad värme, Q_{23} , med avseende på arbetstemperaturen, T_0 , erhålls

$$dQ_{23}/dT_0 = - (k_0 + 2 \cdot k_1 \cdot (T_0 - T_{00}))$$

Vid prov på Statens Provningsavstalt (Bergquist, 1985) erhöles parametervärdena, $k_0=1.87$ och $k_1=0.0198$. I solfångarkretsen tillkommer värmeförlusterna från rör och kulvert, som sammanbinder modulerna. Under tolv månadersperioden 87/88 var övertemperaturen $T_{d01}=48.1$ K och drifttiden, $K_1=1205$ h. Insattes värdena $k_0=2$, $k_1=0.02$ och $T_{d01}=50$ erhålls

$$dQ_{23}/dT_0 = - 4 \text{ W/ (K.m}^2\text{)}$$

Genom att multiplicera med drifttiden erhåller vi en uppskattning om hur det årligt insamlade värmets, Q_{23} , beror av förändringar i arbetstemperaturen.

$$dQ_{23}/dT_0 = - 5 \text{ kWh/(K.m}^2\text{.år)}$$

En grad lägre arbetstemperatur betyder alltså 5 kWh mer insamlad värme per kvadratmeter solfångararea och 20 MWh för hela solfångarfältet. Detta är en liten underskattning, ty lägre arbetstemperatur ger inte bara mindre förluster utan också längre drifttid, som ovanstående uppskattning inte tar hänsyn till.

8.1.2 Mindre temperaturfall över värmexlaren.

Temperaturskillnaden, T_{21} - T_{32} , mellan inloppet på värmexlaren sekundärsida och utloppet på dess primärsida är som mest drygt 7 K och i genomsnitt knappt 4 K (se figur 7.11, men observera att endast timmar med oavbruten drift ingår). En fördubbling av den värmexlaren ytan från 125 m² till 250 m² skulle halvera denna temperaturskillnad och låta solfångaren arbeta med 2 K lägre temperatur. Det skulle årligen ge 40 MWh (10 kWh/m²) och öka kostnaden för värmexlaren med ca SEK 75000 d.v.s kostnaden för den ökade årliga värmeproduktionen är mindre än 2 SEK/kWh.

8.1.3 Lägre temperaturstegring över solfångaren.

Temperaturstegringen över solfångaren, T_{12} - T_{21} , är som högst 25 K och i genomsnitt drygt 12 K (se figur 7.9). Tack vare att ackumulatören är stor och andelen solvärme är låg så skulle en fördubbling av flödet i solfångarkrets och laddkrets halvera temperaturstegringen och sänka solfångarens arbetstemperatur med flera grader. Framtemperaturen till solfångaren skulle bara i undantagsfall drivas upp av lagrad solvärme. Solvärmens skulle inte nå ned till ackumulatörens botten ens under de bästa dagarna, ty med dubbla flödet skulle det ändå fordras tio timmars drift för omsätta hela ackumulatorvolymen. Ackumulatören skulle tömmas helt på solvärme under praktiskt

taget varje dygn, trots att dess temperatur vore något lägre.

En fördubbling av flödet skulle ge solfångaren ungefär 5 K lägre arbetstemperatur och därmed öka insamlad värme med 100 MWh (25 kWh/m²). Kostnaden för att fördubbla flödet har inte uppskattats, men den skulle säkert vara hög. Det skulle nämligen fordra grövre rördimensioner och endast fem solfångarmoduler skulle kunna kopplas i serie mot som nu tio.

Detta sätt att öka prestanda är av begränsat intresse eftersom det förutsätter låg andel solvärme och ett stort lager.

8.1.4 Mindre temperaturfall i ackumulatorn.

Akkumulatorn levererar värme vid lägre temperatur än den tar emot. Skillnaden mellan månadsvärdena, Te23 och Te35, är ungefär 10 K under sommarhalvåret. Orsaken är främst att vatten med olika temperatur blandas vid alla inlopp och vid utloppet mot shuntkretsen. Hela denna skillnad kan inte betraktas som en potential till att sänka solfångarens arbetstemperatur. Under en stor del av tiden produceras nämligen solvärme med onödigt hög temperatur, vilket är en direkt konsekvens av det låga flödet i solfångarkretsen. Den högre temperaturen kan inte utnyttjas och det medför därför ingen förlust av prestanda att blanda denna värme med värme, som har lägre temperatur.

Prestanda skulle dock gynnas om fjärrvärmenätets returvätska nattetid inte blandas med det svalare vattnet i botten av ackumulatorn (se figur 7.17). Solfångaren skulle få arbeta med lite lägre framtemperatur och därmed högre verkningsgrad. Möjligheten har inte analyserats i detalj, men 2 K till 3 K lägre arbetstemperatur och en ökning av insamlad värme med 50 MWh/år kan säkert uppnås.

8.1.5 Shuntkretsen

Det finns ett antal kretsar, som höjer temperaturen hos fjärrvärmereturen innan den når ackumulatorn. De används för varmhållning av oljepannor och oljetankar samt för förvärmning av olja. Pannorna hålls varma för att förhindra korrosion. Bästa effekt uppnås med hög temperatur och därför används stora flöden och små temperaturfall. Den senast installerade kretsen (se avsnitt 5.4.6) höjer returtemperaturen under sommaren med ca 1 K då elpannan är i drift och några tiondelar då den inte är i drift. Den sammanlagda effekten av övriga varmhållningskretsar är större. Det är rimligt att anta att dessa kretsar höjer returtemperaturen sammanlagt 2.5 K och därmed minskar insamlad solvärme, Q₂₃, med 50 MWh/år.

Urladdningen av ackumulatören har fördröjts genom att värmevatten tagits från dess nedre utlopp även när pannorna varit i drift. Detta har medfört att ackumulatörens övre del ofta varit varmare än nödvändigt med något förhöjda värmeförluster som följd. Tack vare ackumulatörens storlek och goda temperaturskiktning så har detta inte i nämnvärd grad påverkat temperaturen i botten och därmed inte heller framtemperaturen till solfångarna.

8.1.6 Värmeförluster från ackumulatören.

Värmeförlusterna från ackumulatören är 0.21 GWh/år, vilket är mycket. Ackumulatören är stor och har en ogynnsam form. Av kostnadsskäl är den trycklös och står i direkt förbindelse med fjärrvärmewattnet. Dess höjd bestämdes sedan av att den fungerar som expansionskärl för nätet och att dess vattenyta därför måste ligga över nätets högsta punkt. Storleken är tilltagen i överkant med tanke på eventuell framtida lagring av annan värme.

Det finns två relativt enkla åtgärder för att något minska värmeförlusterna. Begränsa värmeförlusterna genom förångning från vattenlåset. Låta dess temperatur sjunka under vintermånaderna då solfångarfältet inte förmår hålla ackumulatörens temperatur vid 50 Cel och ännu mindre förmår leverera värme till nätet. Idag hålls ackumulatören varm genom att hela fjärrvärmeledet passerar genom den.

8.1.7 Fjärrvärmenätets returtemperatur

Nätets returtemperatur har stor betydelse för solfångarfältets verkningsgrad eftersom det sätter en undre gräns för framtemperaturen till fältet.

Den bästa funktionen erhålls när det kallaste vattnet från nätet får bestämma framtemperaturen till solfångarna. Värmeförluster och blandning med varmare vatten skall undvikas och temperaturfallen vid värmewäxling skall hållas låga. På sommaren när andelen solvärme är hög betyder detta att nätetrets temperatur bör hållas låg hela dygnet. Under höst och vår när andelen solvärme är lägre är det viktigt att temperaturen är låg under åtminstone några timmar.

Den årliga solvärmeleveransen till nät skulle öka med ca 20 MWh för varje grad, som returtemperaturen sänks. Den har pendlat kring 50 Cel när solfångarna har varit i drift (se figur 7.21) och en sänkning med 10 Cel , som möjligen kan uppnås med rimliga insatser, skulle alltså öka den årliga solvärmeproduktionen med ca 200 GWh.

Returtemperaturens relativt höga nivå beror främst på två kända orsaker.

Shuntkretsen i värmecentralen höjer enligt kapitel 8.1.5 temperaturen ungefär 2,5 K. Hela denna höjning kan relativt enkelt elimineras till viss kostnad. Undercentralen i en av de två anslutna industrierna går att förbättra. En utredning pågår för att fastställa orsaken till de höga returtemperaturerna och föreslå åtgärder.

I övrigt har de enskilda abonnentcentralerna mycket varierande returtemperaturer. De flesta av de anläggningar som ligger högt går att förbättra utan egentlig kostnad, medan andra kräver investeringar för att temperaturnivån skall sjunka. Dessa centraler kommer succesivt att gås igenom kommande sommar.

8.2 Jämförelse med förväntade prestanda

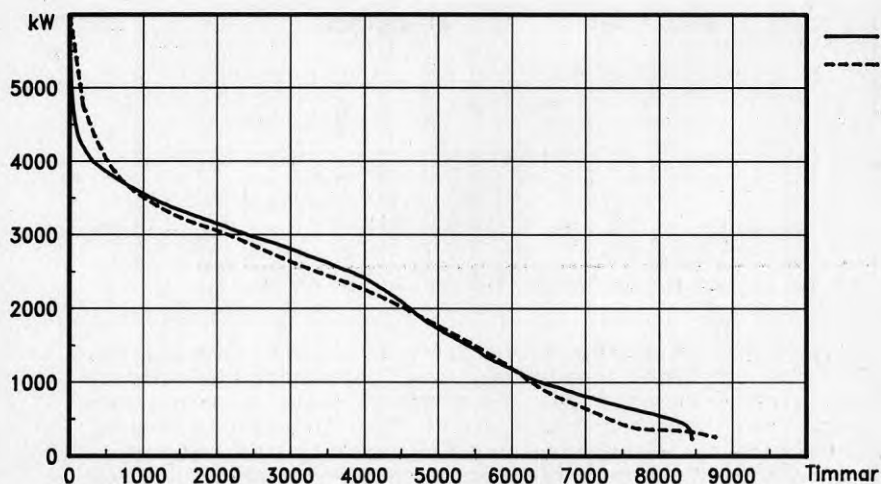
Solvärmecentralen har inte riktigt nått förväntade prestanda. Vid dimensioneringen räknade man med att anläggningen skulle leverera 1.56 GWh (390 kWh/m²) under ett normalår. I detta avsnitt beräknas att den skulle leverera 1.40 GWh (350 kWh/m²) under de förutsättningar, som dimensioneringen är baserad på (se tabell 8.01 nedan).

Denna utvärdering visar (se avsnitt 7.5) att solfångarkretsen levererar 1.46 GWh solvärme till ackumulatorn och att solvärmecentralen levererar 1.25 GWh till fjärrvärmenätet under ett genomsnittligt år. Detta motsvarar ca 7% av fjärrvärmelasten.

Dimensioneringen av anläggningen har redovisats av Bernestål och Hultmark (1984). Skillnaden mellan förväntade och uppnådda prestanda förklaras till del av att fjärrvärmelasten på väsentliga punkter avviker från antagna värden och att ackumulatorns värmeförluster underskattades.

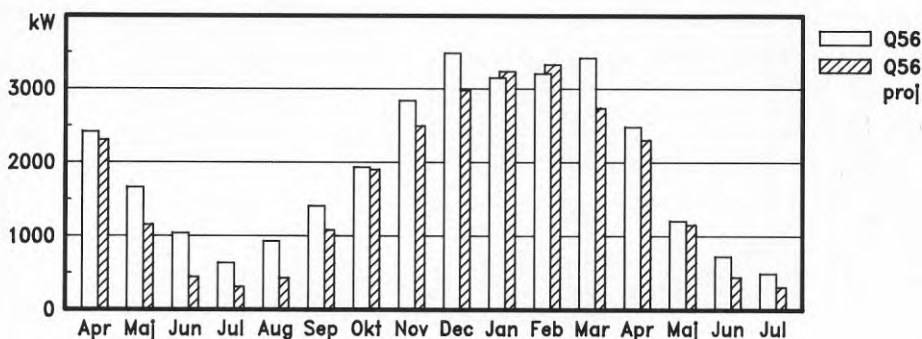
Returtemperaturen från fjärrvärmenätet (se fig 7.21) är ca 10 K högre under sommarhalvåret än de värden man baserade sina beräkningar på vid dimensioneringen. Med 10 K lägre returtemperatur så skulle ytterligare 0.20 GWh (50 kWh/m²) solvärme samlas in per år.

Fjärrvärmelasten är väsentligt högre på sommaren än man antog vid dimensioneringen (se figur 8.1 och 8.2). Om sommarlasten vore så låg, som man antog, så skulle ackumulatorn periodvis laddas till en hög temperatur och solfångaren arbeta med lägre verkningsgrad. Det är svårt att kvantifiera denna effekt, utan att genomföra simuleringsberäkningar. En grov uppskattning baserad på den parameterstudie, som gjordes av Bernestål och Hultmark (1985), ger som resultat att 0.1 GWh mindre solvärme skulle samlas in.



Figur 8.01 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmelasten, Q56. Den heldragna grafen, som är identisk med grafen i figur 7.20, är baserad på uppmätta timvärden. Data saknas för totalt 24 dygn, varav 13 dygn under en sammanhängande period i augusti och september 1987. Den streckade grafen visar varaktigheten, som låg till grund för dimensioneringen, är hämtad ur Bernestål och Hultmark (1984) figur 3. Vid låga effekter, som infaller sommartid, är dessa värden väsentligt lägre än de uppmätta.

Akkumulatorns värmeförluster anges inte explicit av Bernestål och Hultmark (1984). De gör ingen tydlig skillnad mellan 'solenergiutbytet från solfångarna', som motsvarar insamlad solvärme, Q23, i denna rapport, och solvärmen som levereras till nät. Vid dimensioneringen valde man storleken på ackumulator-tanken till 1000 m³ och förutsatte sannolikt en gynnsammare form än den som senare byggdes. Skillnaden i storlek har ingen nämnvärd betydelse för mängden insamlad solvärme. De verkliga värmeförlusterna, Q30=0.21 GWh, är sannolikt ungefär fyra gånger större än man antog för sin mindre ackumulator. En uppskattning, som enbart tar hänsyn till att en mindre volym har en mindre omslutande area, ger som resultat att 0.05 GWh mer solvärme skulle levereras till fjärrvärmenätet med den mindre ackumulatören.



Figur 8.02 Månadsmedelvärden för fjärrvärmelasten, Q56. De ofyllda staplarna, som motsvarar de totala staplarna i figur 7,19, visar mätvärden. De streckade staplarna, som låg till grund för dimensioneringen, är hämtade ur Bernestål och Hultmark (1984) figur 1. Överensstämmelsen är god utom under sommaren då de uppmätta värdena är väsentligt större.

I tabell 8.01 presenteras en prognos för hur mycket värme solvärmecentralen skulle leverera till fjärrvärmenätet under de förutsättningar, som låg till grund för dimensioneringen. Prognosen från avsnitt 7.5 korrigeras för skillnader i förutsättningar enligt ovanstående diskussion.

Tabell 8.01. Prognos för hur mycket solvärme som levereras till fjärrvärmenätet under de förutsättningar, som antogs vid dimensioneringen. Prognosen enligt avsnitt 7.5 korrigeras här enligt diskussionen i detta avsnitt.

	GWh	kWh/m ²
Prognos för levererad solvärme, Q56	1.25	312
Korrektion för returtemperatur	+0.20	+ 50
Korrektion för sommarlast	-0.10	- 25
Korrektion för tankförluster	+0.05	+ 13
Prognos under dimensioneringsantaganden	1.40	350
Solvärme enligt dimensionering	1.56	390

8.3 Mer solvärme

Det finns utrymme för mer solvärme i Nykvarns fjärrvärmenät.

Idag täcker solvärmen mindre än 7% av den totala fjärrvärmelasten under året och mindre än 50% av lasten under sommarmånaderna. Endast under juli 1988 har solvärme utgjort mer än halva leveransen till fjärrvärmenätet. Solfångarfältet kan säkert fördubblas utan att insamlad solvärme per solfångararea skulle minska väsentligt.

En solvärmecentral med dubbla solfångararean skulle periodvis svara för hela värmeleveransen till nätet. Detta skärper kraven på hanteringen av solvärmen.

Värmen skall samlas in vid tillräckligt hög temperatur, men inte högre, och sedan överförs till fjärrvärmenätet utan onödiga temperaturförluster.

Dimensioneringen av en utbyggnad bör grundas på en noggrann beräkning med ett simuleringsprogram.

Hur stort solfångarfält är optimalt?

Vilket är bästa flödet i solfångarkretsen?

Akkumulatorvolymen är tillräckligt stor för ett fördubblat solfångarfält, men hur mycket kan vinnas på en bättre temperaturskiktning?

Hur skall samkörningen med pannorna ske när temperaturen i akkumulatorns topp inte riktigt räcker till?

Hur skulle prestanda hos en utbyggd solvärmecentral påverkas om lasten sommartid förändras?

Det finns alltså många frågor, som kan belysas med hjälp av simuleringsberäkningar.

9 EKONOMI

9.1 Anläggningskostnad

Total anläggningskostnad för solvärmeanläggningen i Nykvarn framgår av följande sammanställning.

Verklig kostnad	Kostnad enligt låneansökan 84.04.12	
Penningvärde 1985-11, exkl moms	Kronor	Kronor
Projektering, Energiverket	89.027	
El; proj, och anläggning	213.550	
Fjärrvärmekulvert	981.408	1.000.000
Fjärrvärmeanslutning	194.161	
Projektering;		
ackumulator, system	125.627	
Akkumulator	1.276.638	1.600.000
Etablering;		
bygg, anläggning, VA	297.550	
Solfångarentreprenad	6.595.247	6.000.000
Index		350.000
Diverse	22.818	
Summa	9.796.026	8.950.000
Lån från Statens Råd för Byggnadsforskning		8.950.000
Överkostnad på summan för Energiverket, Södertälje		846.026

Av de i låneansökan ingående posterna blev endast själva solfångarentreprenaden dyrare än förväntat. Prisökningen var 400.000 relativt "budgetanbudet" redan i kontraktsanbudet. Ytterligare 190.000 tillkom under 1985. Fördyringarna utgörs av index höjning (10 %) under mellanvarande tid.

Härtill betalar Energiverket tomthyra för ianspråktagen areal. Beloppet uppgår för solfångarfältet till ca 65.000 kr/år. Energiverket har varit bygglärdare för projektet.

Kommentar

I samband med låne/bidragsansökan bör omsorg ägnas kostnadskalkylen. Projektet kan dra med sig stora sidokostnader som ej direkt är bidragsberättigade utan måste betalas av byggherren. I det här fallet har Energiverket t ex haft kostnader utöver de redovisade uppgående till ca 1.600.000 kr för etablering i solfärmen.

9.2 Energipris

Om solanläggningen under ett genomsnittligt år levererar ca 1250 MWh till nätet (enligt kap 7.5) blir energipriset med beaktande av investeringskostnaden för:

solfångarfält	6.600.000 = 5,3 kr/kWh
solfångarfält + ackumulator	7.900.000 = 6,3 kr/kWh
solfångarfält + ackumulator + tillkommande kostnader, dvs totalt	9.800.000 = 7,8 kr/kWh

eller utslaget på 25 år
och 4 % kalkylränta ca:

- 35 öre/kWh
- 41 öre/kWh
- 51 öre/kWh

9.3 Kostnad för drift och underhåll

Efter de första två åren med läckindikerings- och tryckhållningsproblem har solanläggningen kommit in i ett renodlat drift och underhållsskede.

Nedanstående siffror anger ungefärliga årskostnader i nuläget.

	Kr/ år
Personal, ca 10 timmar per vecka	65.000
Reservdelar	5.000
El för pumpar	6.000
El för ångpanna	12.000
Totalt	90.000

Kostnaderna för drift och underhåll uppgår alltså till ca 90.000 kr/ år eller ca 7 öre/ kWh, eller ca 1 % av anläggningskostnaden.

9.4 Nästa anläggning

Offert på utbyggnad av solvärmearläggningen i Nykvarn föreligger i december 1988. Under förutsättning av ungefär samma värmeproduktion per m² solfångare, uppgår kostnaden, exklusive mark, för komplett utbyggnad till ca 4,8 kr/ kWh eller utslaget på 25 år och 4 % kalkylränta 31 öre/ kWh. Samma siffror angivna i penningvärde december 1985, enligt ovan, blir ca 4,0 kr/ kWh, respektive 26 öre /kWh.

De senare siffrorna skall alltså jämföras med de ovan angivna för enbart solfångarfältet, 5,3 kr/ kWh respektive 35 öre/ kWh. Prissänkningen beror dels på att utbyggnaden kan tillgodoräkna sig en del redan gjorda investeringar och dels på teknisk/ ekonomisk utveckling av tekniken.

Markkostnader

Kostnaden för ny mark i Nykvarn uppgår till ca 100 kr/m². Det innebär en kostnadsökning för fältet med ca 15 %. Sannolikt blir markkostnaden på sikt ett allvarligt problem för solvärmetekniken vid en bredare introduktion. Tekniken kräver stora ytor och tillgången på mark nära bebyggelse, dvs värmelast, är starkt begränsad. Allt talar också för att de markreserver som finns kommer att stiga i pris.

10 SLUTSATSER

Projektets viktigaste resultat kan sammanfattas med följande slutsatser. Slutsatsernas giltighet är naturligtvis i olika grad begränsade till Nykvarnsanläggningen.

- I dag kan en nyckelfärdig solvärmeanläggning upphandlas på konventionellt sätt och på normala villkor; till fast pris, med leverans vid bestämd tidpunkt och med garanterade prestanda.
- Kostnaden för solfångarfält fortsätter att sjunka. Kostnaden för fältet i Nykvarn var den ditintills lägsta, och offerter på en utbyggnad av fältet visar att kostnaden fortsatt att sjunka med ca 35 % de senaste tre åren, även med hänsyn till att detta blir en "marginalkostnadsutbyggnad".
- Prestanda för solfångarfält fortsätter att öka. Under ett genomsnittligt år producerar Nykvarnsfältet 0,36 MWh/m² solvärme vid en energiviktad medeltemperatur av 63 Cel. Därav levereras 0,31 MWh/m² till nätet. Detta är troligen de hitintills högsta värdena för en solvärmecentral i Sverige.
- Dimensionering av en solvärmecentral med korttidslager bör baseras på uppmätta värmebehov under sommartid. Nykvarnsanläggningen är underdimensionerad beroende på att ett varaktighetsdiagram av "standardtyp" låg till grund för dimensioneringen. Detta ledde till en väsentlig underskattning av sommarlasten i Nykvarn.
- En god anpassning av solvärmeanläggningen till den konventionella delen av värmecentralen är viktig för den totala funktionen.
- Solvärmetekniken är driftsäker och behovet av underhåll är måttligt, åtminstone de första åren.
- Anläggningskostnaden i Nykvarn är 7,8 SEK per årlig levererad kilowattimme. Motsvarande kostnad för värme från solfångarfältet är 5,3 SEK.
- Projekterad mängd solvärme till nät har ej uppnåtts. Värdet är ca 80 % av det projekterade och skillnaden beror till ungefär lika delar på att värmeförlusterna från ackumulatorn underskattades och att fjärrvärmereturens temperatur är högre än förutsatt.

Några slutsatser beträffande själva experimentet och utvärderingen är värda att framhålla trots att andra gjort det före oss.

- Gott samarbete med driftorganisationen är av avgörande betydelse för projektet. Den bör engageras redan på projekteringsstadiet. Driften skall dokumenteras nogga.

- Mätdatas kvalitet bör kontrolleras löpande. Det är mycket tidskrävande att i efterhand kontrollera och korrigera dessa.
- Stora ansträngningar bör göras för att snabbt färdigställa anläggning och mätsystem samt övergå till planerad drift. Förseningar medför längre mätperiod, ökade kostnader och sen rapportering.

Det genomförda projektet innebär alltså ett viktigt steg i utvecklingen av solvärmetekniken för fjärrvärmesystem. Resultatet av detta projekt pekar på några möjligheter, problem och kunskapsluckor.

- Kunskapen om specifika fjärrvärmesystems effekt och temperaturnivåer sommartid är otillräcklig som underlag för dimensionering.
- Möjligheten att sänka fjärrvärmereturens temperatur under sommarhalvåret bör undersökas i ett antal olika nät. Tio graders lägre temperatur kan betyda ca 15 % högre solvärmeproduktion.
- Alternativa systemlösningar bör studeras med detaljerade simuleringsberäkningar. Systemen kan säkert göras både enklare och billigare, samtidigt som det finns potential till högre prestanda i att begränsa värmeförluster och temperaturfall i överföringar mellan solfångare och fjärrvärmenät.
- En detaljerad anvisning för enhetlig redovisning av kostnader är angelägen, ty det är idag mycket svårt att göra säkra kostnadsjämförelser mellan olika projekt. Markkostnaden, som är långtifrån försumbar, bör redovisas separat samt inkluderas i kostnaden för solvärmesystemet.
- En utbyggnad av solvärmesystemet i Nykvarn vore ett värdefullt projekt. Det finns goda praktiska förutsättningar, ett mycket bra underlag för en noggrann förstudie och möjligheter att höja andelen solvärme till det dubbla

11 LITTERATUR

Bergquist, P, 1985. Protokoll: Provning av solfångare, TeknoTerm HT. Statens Provningsanstalt, 85E2 1900, Borås.

Bernestål, A & Hultmark, G, 1984. Solvärme med effektlagring - Nykvarn. Statens råd för byggforskning, Rapport R175:1984, Stockholm.

Bruce, T, Nilsson, J, et al, 1985. Solar heating plant with seasonal storage for 500 apartment in Södertuna. Swedish Council for Building Research, Document D8:1985, Stockholm.

Chandrashekar, M, & Vanoli, K,H, 1986. Data Collection and Performance Reporting Specifications for Solar Energy Projects. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, Task VI, IEA-SHAC-TVI-2, .

Jilar, T, 1984. Solvärmeteknik i stor skala. Ingelstad - en värmecentral utan värmepump. Statens råd för byggforskning, Rapport R103:1984, Stockholm.

Josefsson, W, 1985. Solstrålning mot lutande ytor i Stockholm. Statens råd för byggforskning, Rapport R128:1985, p. 29-40. Stockholm.

Perers, B, Zinko, H & Holst, P, 1985. Analytical model for the daily energy input/output relationship for solar collector systems. Swedish Council for Building Research, Document D11:1985, Stockholm.

Stolt, K, 1985. Elektromagnetisk mätare Flödeshinder och Mätnoggrannhet. Statens Provningsanstalt, SP-RAPP 1985:37, Borås.

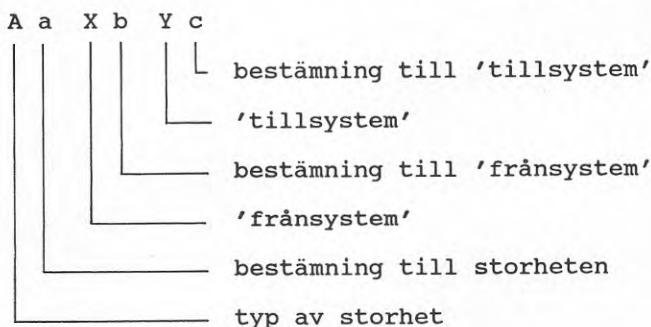
Wahlman, E, & Zinko, H, 1984. Sol till fjärrvärme och gruppcentraler. Byggeforskningsrådet, Rapport R147:1984, Stockholm.

Bilaga 1. Redovisade storheter.

Beteckningar.

Beteckningarna för redovisade storheter bildas på ett systematiskt sätt. Basformen för en beteckning är en bokstav (versal) följt av en eller två siffror. Bokstaven betecknar slag av storhet, 'T' för temperatur etc. Siffrorna betecknar olika delar av anläggningen (delsystem), t.ex '1' för solfångarkretsen. Beteckningen kan utökas med olika bestämmingar (gemena) till storheten och till anläggningsdelarna.

Beteckningarna är konstruerade på följande sätt:



Typ av storhet kan ha följande värden:

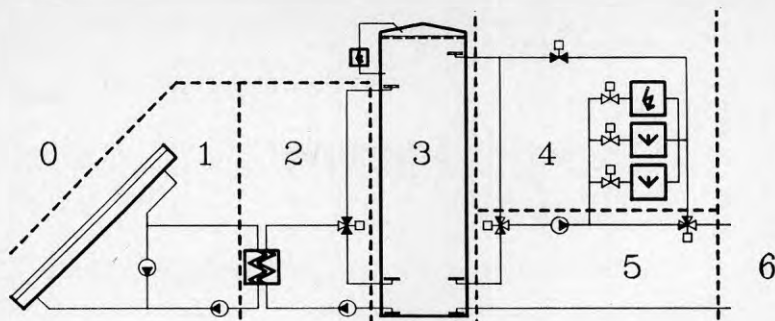
- E = elektrisk energi
- F = flöde
- K = tid
- N = kvot (t.ex verkningsgrad)
- Q = värme och solinstrålning

Bestämning till storheten kan ha följande värden:

- d = differens
- e = energiviktat medelvärde
- o = under drift (operation)

Delsystem ('frånsystem' och 'tillsystem') kan anta följande värden (se figur B.1, nästa sida):

- 0 = Omgivningen inklusive elektrisk nät.
- 1 = Solfångarkretsen
- 2 = Laddkretsen
- 3 = Värmeackumulatorn
- 4 = Elpanna och oljepannor
- 5 = Shuntkretsen
- 6 = Fjärrvärmenätet



Figur B.1 Schemat visar hur det totala systemet har delats upp i delsystem. Uppdelningen ligger till grund för definitionen av, och beteckningarna på, energiflöden inom systemet

Bestämning till delsystem kan anta följande värden:

b = botten
t = topp

Några exempel på beteckningar:

Q12 betecknar värmets, som överförs från solfångarkretsen till laddkretsen

Te12 betecknar den energiviktade medeltemperaturen med vilken värmets, Q12, levereras till laddkretsen.

N05 betecknar energiverkningsgraden i överföringen från omgivningen (solinstrålningen) till urladdningskretsen.

I beteckningen görs ingen skillnad mellan medelvärden och summor, mellan totala värden och värden per kvadratmeter solfångararea eller mellan energier och medeleffekter.

Beskrivning av beräknade storheter

Här följer en utförlig beskrivning av samtliga storheter, som förekommer i resultatredovisningen. I själva resultatredovisningen är beskrivningen av storheterna summarisk.

För varje storhet anges här beteckning och en kort beskrivning på första raden. På följande rad ges en summarisk definition eller en hänvisning till mätdata och givare samt ett värde på onoggrannheten och storhetens enhet. Därefter följer en beskrivning.

Storheterna är ordnade i 'bokstavsordning'. Siffror kommer före bokstäver.

- E01 Elektrisk energi till solfångarkrets och laddkrets
- Mätvärde (ET1.01) 1% kWh
- Elektrisk energi för att driva insamlingen av solvärme. De dominerande elförbrukarna är pumparna i solfångarkretsen och laddkretsen.
- E03 Elektrisk energi för att driva ackumulatorn.
- Mätvärde (ET3.34) 1% kWh
- En ångpanna med märkeffekten, 10 kW, genererar ånga, som används tillsammans med ett vattenlås för att hålla ett litet övertryck över vattenytan i ackumulatorn.
- EOS Elektrisk energi till solvärmecentralen
- EOS = E01 + E03 1% kWh
- Elektrisk energi för att driva insamlingen av solvärme. De dominerande elförbrukarna är ackumulatorns ångpanna och pumpar.
- K1 Solfångarkretsens drifttid
- Mätvärde (XT1.22) 0.1% h
- Solfångarkretsens drifttid är den tid då flöde går genom värmeväxlarens primärsida.
- K2 Laddkretsens drifttid
- Mätvärde (XT2.08) 0.1% h
- Laddkretsens drifttid är den tid då flöde går genom värmeväxlarens sekundärsida. Laddkretsen och solfångarkretsen har praktiskt taget identiska drifttider.
- N03 Solfångarkretsens totalverkningsgrad.
- N03 = Q23 / Q01 6% -
- Solfångarkretsens totalverkningsgrad är kvoten mellan värmen, som tillförs ackumulatorn från laddkretsen, och all solinstrålning, som faller in mot solfångarnas glasade yta (totalt 4000 m²). Valet, att i definitionen använda värme till ackumulatorn, snarare än värme från solfångarfältet, beror på att denna är lättare att mäta med god noggrannhet.

- N05 Solvärmecentralens verkningsgrad
(Q35-E01-E03) / Q01 8% -
- Solvärmecentralens verkningsgrad definieras här som kvoten mellan värmen, som levereras netto från ackumulatorn, och all solinstrålning, som faller in mot solfångarfältets glasade yta (4000 m²). Solvärmen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatorn och med all elektrisk energi, som förbrukats för att driva solvärmeanläggningen. Onoggrannheten anges i procent av procent. När verkningsgraden t.ex anges till 50% så bedöms det sanna värdet ligga i intervallet mellan 46% och 54%.
- N9 Andel solvärme
(Q35-E01-E03) / Q56 7% -
- Andelen solvärme definieras här som kvoten mellan värmen som levereras netto från ackumulatorn, och totala värmeleveransen till fjärrvärmenätet. Solvärmen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatorn och med all elektrisk energi, som förbrukats för att driva solvärmeanläggningen. Onoggrannheten anges i procent av procent. När andelen solvärme t.ex anges till 6.5% så bedöms det sanna värdet ligga i intervallet mellan 6.0% och 7.0%.
- No03 Solfångarkretsens verkningsgrad under drift.
N03 = Q23 / Qo01 6% -
- Solfångarkretsens verkningsgrad under drift är kvoten mellan värmen, som tillförs ackumulatorn från laddkretsen, och solinstrålningen, som faller in mot solfångarens glasade yta (totalt 4000 m²) medan solfångaren levererar värme till ackumulatorn. Onoggrannheten anges i procent av procent. När verkningsgraden t.ex anges till 50% så bedöms det sanna värdet ligga i intervallet mellan 47% och 53%.
- Q01 Total solinstrålning mot solfångaren.
Mätvärde (WT0.04) 3 % kWh
- Global solinstrålning i solfångarens plan (azimut=0 grader och resning = 42 grader) gånger arean av solfångarens glasade yta

(4000 m²). Onoggrannheten, 3%, avser årvärden, månadsvärden under sommarhalvåret samt dygnsvärden vid vackert väder och timvärden vid hög instrålning. Under övriga tider är onoggrannheten större.

Q23

Insamlad solvärme

Mätvärde (FT2.01,TT2.02,TT2.05) 4% kWh

Värme, som överförs från laddkretsen till ackumulatorn. Onoggrannheten har varierat under mätperioden och den är effektberoende. För månadsvärden under sommarhalvåret, för dygnsvärden vid vackert väder och för timvärden vid hög instrålning är onoggrannheten 3%. Före 87-09-01 var dock onoggrannheten ungefär dubbelt så stor. För tolv månadsvärdet 87/88 är onoggrannheten 4%.

Q35

Värme från ackumulatorn

Mätvärde (FT8.01,TT6.03,TT8.05) 5% kWh

Värme, som levereras från ackumulatorn till shuntkretsen. Under vintern har detta värmefflöde ofta små negativa värden, $Q_{35} < 0$, när returen från fjärrvärmenätet har högre temperatur än ackumulatorns övre del. I vissa diagram redovisas inte dessa negativa värden, men de ingår alltid i redovisade summor och medelvärden. Onoggrannheten hos Q_{35} är effektberoende och eftersom effekten under en stor del av tiden är låg, så får summor över olika tider olika onoggrannhet. För tolv månaderssumman 87/88 är onoggrannheten 8%. Under perioder med mycket solvärme är onoggrannheten lägre. För månadsvärden under sommaren är den 5% och för solrika perioder så låg som 3%.

Q45

Värme från pannorna till shuntkretsen

Mätvärde (FT4.01,TT8.03,TT6.03) 2% kWh

Värme, som levereras från pannorna till shuntkretsen. Onoggrannheten för årsvärden, för månads- och dygnsvärden under vinterhalvåret samt för timvärden med oavbruten drift är 2%. Under sommaren är onoggrannheten 4% för dygns- och månadsvärden. Efter 88-06-08 tillkommer ett bidrag (ca 3%) till onoggrannheten från en extra krets för varmhållning av oljepannorna (se avsnitt 6.5.6).

- Q56 Total värmeleverans till fjärrvärmenätet.
Mätvärde (FT8.01,TT8.03,TT8.05) 2% kWh
Värme från produktionscentralen till fjärrvärmenätet. Värme för produktionscentralens eget undercentral, varmhållning av oljepannor och oljetankar samt för förvärmning av olja hämtas från fjärrvärmenätet och ingår alltså i fjärrvärmelasten. Onoggrannheten beror av fjärrvärmelasten. Under vinterhalvåret är onoggrannheten 2% och under sommarhalvåret 3% för alla värden. För årssumman är onoggrannheten 2%.
- Qo01 Total solinstrålning mot solfångaren under drift.
Mätvärde (WT0.04,XT2.08) 3% kWh
Global solinstrålning i solfångarens plan, (azimut=0 grader och resning = 42 grader) gånger arean av solfångarens glasade yta (4000 m²), som infaller under den tid då laddkretsen är i drift. Onoggrannheten gäller års-, månads- och dygnsvärden samt timvärden med hög instrålning.
- T0 Utomhustemperatur
Mätvärde (TT0.01) 1 Cel Cel
Lufttemperaturen på norrsidan av pannhallen.
- T12 Returtemperatur från solfångarfältet.
Mätvärde (TT1.05,XT1.22) 0.1 Cel Cel
Returtemperaturen från solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.
- T21 Framtemperatur till solfångarfältet.
Mätvärde (TT1.04,XT1.22) 0.1 Cel Cel
Framtemperaturen till solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.

- T23 Framtemperatur till ackumulatorn.
 Mätvärde (TT2.05,XT2.08) 0.1 Cel Cel
 Framtemperaturen till ackumulatorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.
- T32 Returtemperatur från ackumulatorn.
 Mätvärde (TT2.02,XT2.08) 0.1 Cel Cel
 Returtemperaturen från ackumulatorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.
- T3b Temperaturen i ackumulatorns botten
 Mätvärde (TT3.03) 0.1 Cel Cel
 Temperaturen i ackumulatorn en halv meter över utloppet på solfångarsidan. Givaren TT3.03 (se figur 5.1) har inte visat några tecken på förhöjd onoggrannhet.
- T3t Temperaturen i ackumulatorns topp
 Mätvärde (TT3.30) 0.1 Cel Cel
 Temperaturen i ackumulatorn en meter under övre utloppet på fjärrvärmesidan. Givaren TT3.30 (se figur 5.1) har inte visat några tecken på förhöjd onoggrannhet.
- T56 Fjärrvärmensätets framtemperatur
 Mätvärde (TT8.03) 0.1 Cel Cel
 Temperaturen hos värmebäraren, som skickas ut på fjärrvärmensätet.
- T65 Fjärrvärmensätets returtemperatur
 Mätvärde (TT8.01) 0.1 Cel Cel
 Temperaturen hos värmebäraren, som kommer tillbaka från fjärrvärmensätet.
- Td01 Solfångarfältets övertemperatur
 (T21+T12)/2) - T0 1.0 Cel Cel
 Solfångarfältets övertemperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen

hos värmebäraren i solfångaren och uteluf-
ten. Mätningen är indirekt, vilket bidrar
till att onoggrannheten är stor. T.ex
förutsätter den utnyttjade algoritmen att
värmebärarens temperatur stiger linjärt i
solfångarfältet, vilket är en inte oväsent-
lig approximation. Beteckningen används en-
bart för timvärden då solfångaren är i
drift.

- Td23b Temperaturskillnad vid ackumulatorns nedre
inlopp
- Mätvärde (TT2.05, TT3.07) 0.1 Cel Cel
- Temperaturskillnaden mellan inströmmande
vatten och vattnet, innanför ackumulatorns
nedre inlopp på solfångarsidan. Givaren
TT3.07 (se figur 6.1) har inte visat några
tecken på förhöjd onoggrannhet.
- Td23t Temperaturskillnad vid ackumulatorns övre
inlopp
- Mätvärde (TT2.05, TT3.27) 0.1 Cel Cel
- Temperaturskillnaden mellan inströmmande
vatten och vattnet, innanför ackumulatorns
övre inlopp på solfångarsidan. Givaren
TT3.27 (se figur 6.1) har inte visat några
tecken på förhöjd onoggrannhet.
- Td53 Temperaturskillnad vid ackumulatorns inlopp
- Mätvärde (TT8.05, TT3.03) 0.1 Cel Cel
- Temperaturskillnaden mellan inströmmande
vatten och vattnet, innanför ackumulatorns
inlopp på fjärrvärmesidan. Givaren TT3.03
(se figur 6.1) har inte visat några tecken
på förhöjd onoggrannhet.
- Tde01 Solfångarfältets energiviktade övertem-
peratur
- sum $(Q23 * ((T21 + T12) / 2 - T0)) / \text{sum } (Q23)$
1.0 Cel Cel
- Denna temperatur är det energiviktade
medelvärde av skillnaden mellan genom
snittstemperaturen hos värmebäraren och
utomhustemperaturen. Mätningen är indirekt,
vilket bidrar till att onoggrannheten är
stor. T.ex förutsätter den utnyttjade
algoritmen att värmebärarens temperatur
stiger linjärt i solfångarfältet, vilket är

en inte oväsentlig approximation. Beteckningen, dTe01, har använts i figurerna 7.4 - 7.7.

Tdo01 Solfångarfältets övertemperatur under drift

$$\text{sum } (K1 * ((T21 + T12) / 2 - T0)) / \text{sum } (K1)$$
 1.0 Cel Cel

Solfångarfältets övertemperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos värmebäraren i solfångaren och ute luften. Mätningen är indirekt, vilket bidrar till att onoggrannheten är stor. T.ex förutsätter den utnyttjade algoritmen att värmebärarens temperatur stiger linjärt i solfångarfältet, vilket är en inte väsentlig approximation.

Te0 Energiviktad utomhustemperatur

$$\text{Sum } (T0 * Q23) / \text{Sum } (Q23) \quad , 1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$

Lufttemperaturen på norrsidan av pannhallen. Vid medelvärdesberäkning används värmen, Q23, som viktsfaktor.

Te12 Solfångarfältets energiviktade arbetstemperatur

$$\text{Sum}(Q23 * (T21 + T12) / 2) / \text{Sum}(Q23) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$

Energiviktad arbetstemperatur för solfångarfältet. Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till solfångarfältet. Onoggrannheten hos denna temperatur är stor före 87-09-01 och detaljerade jämförelser mellan dess värde under somrarna 1987 och 1988 får inte göras. Sannolikt är värdet för perioden före 87-09-01 någon grad för högt.

Te23 Laddkretsens energiviktade arbetstemperatur

$$\text{Sum}(Q23 * (T32 + T23) / 2) / \text{Sum}(Q23) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$

Energiviktad arbetstemperatur för laddkretsen. Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till solfångarfältet. Onoggrannheten hos denna temperatur är stor före 87-09-01 och detaljerade jämförelser mellan dess värde under somrarna 1987 och 1988 får inte göras. Sannolikt är värdet för perioden före 87-09-01 någon grad för högt.

- Te35 Värmets, Q35, energiviktade temperatur

$$\text{Sum}(Q35*(T35+T53)/2) / \text{Sum}(Q35) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$
 Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från ackumulatortill shuntkretsen. Onoggrannheten hos denna temperatur är stor efter 88-06-08, ca 0.5 Cel.
- Te45 Värmets, Q45, energiviktade temperatur

$$\text{Sum}(Q45*(T45+T54)/2) / \text{Sum}(Q45) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$
 Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från pannorna till shuntkretsen.
- Te56 Värmets, Q56, energiviktade temperatur

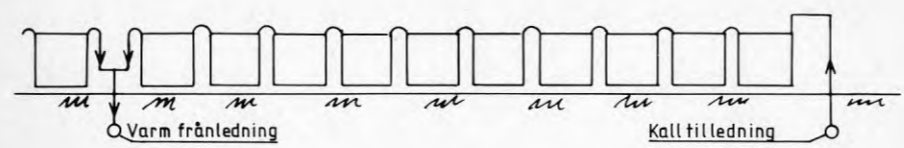
$$\text{Sum}(Q56*(T56+T65)/2) / \text{Sum}(Q56) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$
 Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från shuntkretsen till fjärrvärmesnätet.
- To0 Utomhustemperatur under drift
 Mätvärde (TT0.01,XT2.08) 1 Cel Cel
 Lufttemperaturen på norrsidan av pannhallen då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.
- To1 Solfångarfältets arbetstemperatur under drift

$$\text{Sum}(K1*(T21+T12)/2) / \text{Sum}(K1) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$
 Solfångarfältets arbetstemperatur under drift är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till solfångarfältet då ackumulatortill laddas. Onoggrannheten hos denna temperatur är stor före 87-09-01 och detaljerade jämförelser mellan dess värde under somrarna 1987 och 1988 får inte göras. Sannolikt är värdet för perioden före 87-09-01 någon grad för högt.
- To23 Laddkretsens arbetstemperatur under drift

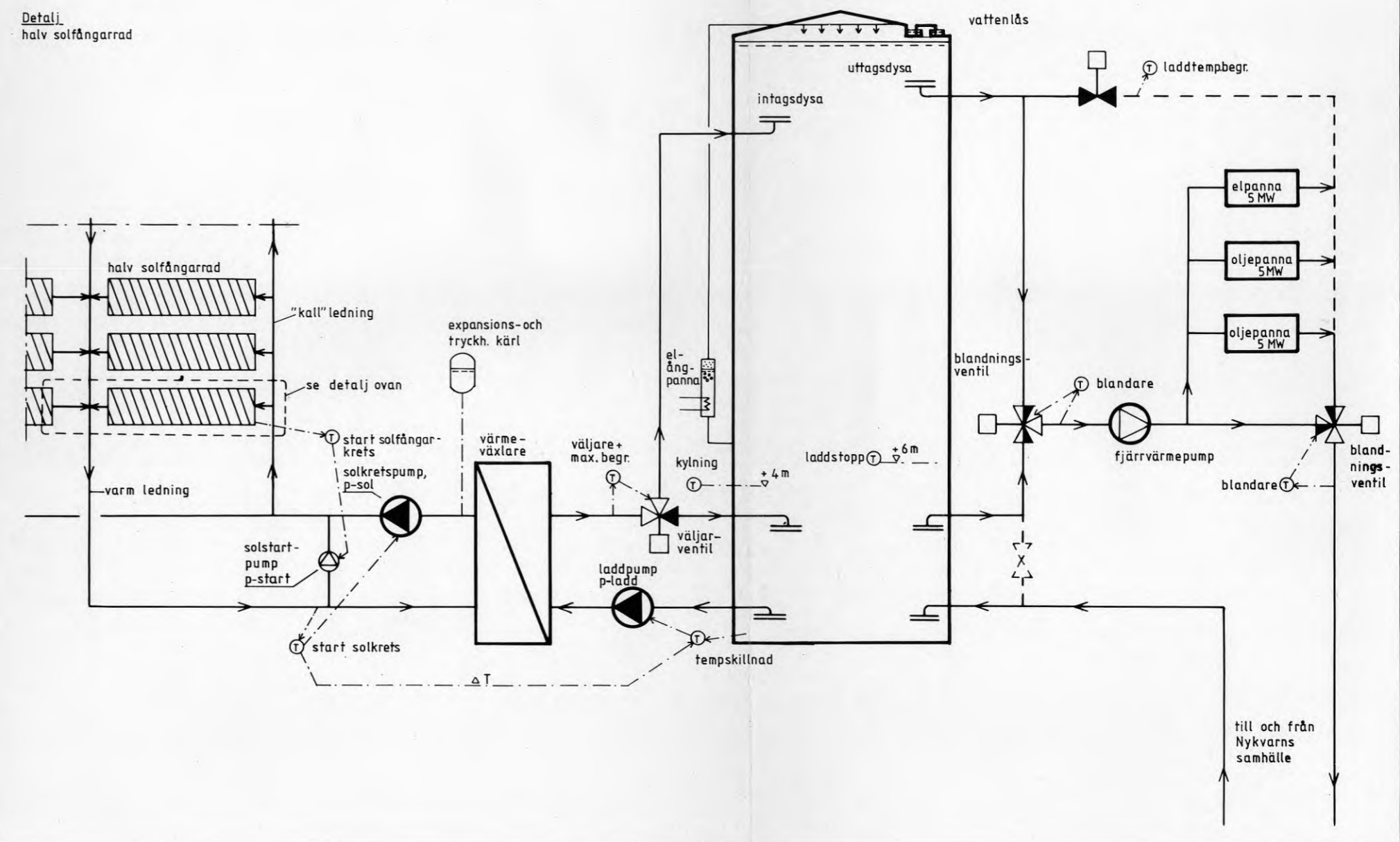
$$\text{Sum}(K2*(T32+T23)/2) / \text{Sum}(K2) \quad 0.1 \text{ Cel} \quad \text{Cel}$$
 Laddkretsens arbetstemperatur under drift är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till ackumulatortill laddas. Onoggrannheten hos denna

temperatur är stor före 87-09-01 och detaljerade jämförelser mellan dess värde under somrarna 1987 och 1988 får inte göras. Sannolikt är värdet för perioden före 87-09-01 någon grad för högt.

Princip flödesschema



Detalj halv solfångarrad



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850656-6
från Statens råd för byggnadsforskning till Telge
Energi AB, Södertälje.**

R26: 1989

ISBN 91-540-5014-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6709026

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna**

Cirkapris: 50 kr exkl moms