



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.



KJELL SCHROEDER
PER ISAKSON

Utbyggnad av solfjärrvärmean- läggning i Nykvarn

R34: 1994

Utvärdering

BYGGDOK *K/SK*

Plac

Sev

R34:1994

1 3 2 - 3 3 7

**UTBYGGNAD AV SOLFJÄRRVÄRME-
ANLÄGGNING I NYKVARN**

Utvärdering

**Kjell Schroeder
Per Isakson**

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 900028-5 från
Byggeforskningsrådet till Mätcentralen vid Chalmers Tekniska
Högskola, Göteborg.**

REFERAT

I Nykvarn, ca 10 km väster om Södertälje, finns sedan 1985 en solvärmeanläggning bestående av 4,000 m² markuppställda, vätskekylda solfångare anslutna till en värmecentral via en värmeackumulator. Denna består av en 30 m hög ståltank och rymmer 1,500 m³ vatten. En utvärdering har gjorts av G Hanson och P Isakson (BFR R:26:1989). Under utvärderingperioden levererade värmecentralen ca 19 GWh ut på fjärrvärmenätet varje år. 1.16 GWh eller ca 6.2 % av totala värmebehovet kom från solvärmeanläggningen.

Utvärderingen visade att anläggningen skulle kunna byggas ut varvid befintlig ackumulator skulle kunna utnyttjas bättre och solvärmens skulle kunna stå för en större del av energibehovet. Simuleringsberäkningar genomfördes av P Isakson och J-O Dalenbäck (MCE-KTH NQ2:2). Dessa gav information om hur utbyggnaden skulle göras för att anläggningen skulle fungera optimalt och till lägsta pris per kWh.

Byggforskningsrådet beviljade i juni 1990 ett experimentbyggnadsstöd på ca 7.3 mkr till en utbyggnad. TeknoTerm AB genomförde utbyggnaden, som bestod av 3,500 m² solfångare, nya kulvertar och ombyggnad av värmecentralen. Arbetet påbörjades i augusti 1990 och anläggningen invigdes i april 1991.

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola har genomfört omfattande mätningar i anläggningen och utvärderat dess funktion. Utvärderingen har bl a avsett att verifiera gjorda simuleringsberäkningar och att jämföra anläggningen med tidigare uppförda anläggningar av liknande slag.

Den utbyggda anläggningen är väl utförd och väl dimensionerad i enlighet med gjorda beräkningar. Under ett genomsnittligt år producerar den ca 2.0 GWh vilket är 10 % av den totala lasten. Det nya solfångarfältet levererar dock ca 2 % mindre energi per kvadratmeter än det gamla under samma förutsättningar. Detta är mindre än vad som förväntats.

Kostnaden för solenergin från den utbyggda delen av fältet är några ören högre per utvunnen kWh än vad motsvarande kostnad är i solvärmeanläggningen i Falkenberg. Orsaken till detta är bl a att nettoutbytet från det nya fältet varit lägre än vad som förväntats samt höga kostnader för ombyggnaden av värmecentralen och relativt stora kostnader för anläggningens skötsel.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R34:1994

ISBN 91-540-5676-4
Byggforskningsrådet, Stockholm

gotab 11825, Stockholm 1994

INNEHÅLL

	Sidan
FÖRORD	6
1 SAMMANFATTNING	7
1.1 Anläggningen	7
1.2 Resultat	8
2 INLEDNING	10
2.1 Solvärme i Nykvarn, etapp 1	10
2.2 Målsättning	11
3 MER SOLVÄRME I NYKVARN	12
3.1 Befintlig solvärmeanläggning	12
3.2 Större solfångarfält	14
3.3 Simuleringsberäkningar	14
3.4 Förslag till utbyggnad	16
4 FÖRVERKLIGANDE AV ANLÄGGNINGEN	17
4.1 Upphandling	17
4.2 Entreprenadarbeten	17
4.3 Kostnader	18
5 SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN	19
5.1 Solfångarfälten	20
5.1.1 Solfångarna i gamla fältet	21
5.1.2 Solfångarna i nya fältet	22
5.2 Värmeackumulatörn	23
6 DRIFTSFALL	25
6.1 Solvärme	25
6.2 Fjärrvärme	28
6.3 Säkerhetssystem	29

7	DRIFT AV ANLÄGGNINGEN	30
7.1	Läckage och flödesreglering i solfångarfältet	30
7.2	Skarvslangarna	30
7.3	Teflonfolien	30
7.4	Solfångarglasen	31
7.5	Stratpumpens kapacitet	32
7.6	Ackumulatortanken	32
7.7	Underhåll	34
8	MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA	36
8.1	Kontroll av givare	37
8.2	Mätproblem	38
8.3	Utvärderingsprogram	38
9	DRIFTSRESULTAT	39
9.1	Översikt	39
9.2	Solfångarkrets och laddkrets	40
9.2.1	Input-Output-diagram	44
9.2.2	Solfångarfältens termiska verkningsgrad	47
9.2.3	Verkningsgradens variation under perioden 1986-1992	50
9.2.4	Temperaturförhållanden i solfångarkretsarna	51
9.3	Ackumulatorn	54
9.4	Olje- och elpannor	57
9.5	Prognos för ett genomsnittligt år	60
10	EKONOMI	61
10.1	Anläggningskostnad	61
10.2	Kostnader för drift och underhåll	62
10.3	Energipris	62
11	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	63
11.1	Solvärmeanläggningens verkningsgrad	63
11.2	Ackumulatortanken	64
11.3	Energipris	64
11.4	Slutsatser	65
12	LITTERATUR	66

BILAGOR

B 1	MÄTNINGAR	67
B 1.1	Mätsystemet	67
B 1.2	Solinstrålning	68
B 1.3	Status och drifttider	69
B 1.4	Temperaturmätningar	70
B 1.5	Vattenflöden	71
B 1.6	Vätskeburen värme	71
B 1.7	Kontroller av givare	72
B 1.8	Mätproblem i fjärrvärmekretsen	72
B 1.9	Saknade data	73
B 1.10	Givare	73
B 2	REDOVISADE STORHETER	77

FÖRORD

Så har då ytterligare en solvärmeanläggning utvärderats. Denna gång kan vi tyvärr inte säga att priset per kWh sänkts ytterligare men däremot att anläggningens kvalitet och utförande har tagit ett steg framåt. Det är naturligtvis min förhoppning att den föreliggande rapporten skall medverka till att kommande solvärmeanläggningar skall ha både lägre pris per kWh och högre kvalitet.

Många personer har hjälpt till med detta projekt. Framst vill jag nämna min kollega Per Isakson vid Installationsteknik, KTH. Per har varit ett ständigt bollplank och har alltid haft tid att diskutera utvärderingen allteftersom den framskridit. Åtskilliga timmar har vi diskuterat grafer, tabeller och resultat.

Mina kollegor här på Mätcentralen, Leif Nilsson och Håkan Larsson, har lagt ned ett stort arbete på att få alla mätningar att fungera klanderfritt, gjort månadssammanställningar mm.

Sist men inte minst har vi Arne Petterson, driftingenjör vid solvärmeverket. Arne sköter anläggningen med stor omsorg och har alltid tagit sig tid att diskutera den senaste utvecklingen när jag kommit på besök.

Jag hoppas att Du som läser min rapport skall finna den intressant och att den skall inspirera till mer solenergi i Sverige.

Göteborg i februari 1994

Kjell Schroeder

1. SAMMANFATTNING

1.1 Anläggningen

I Nykvarn, som ligger ca 10 km väster om Södertälje, finns sedan 1985 en solvärmeanläggning, som uppförts av Scandinavian Solar AB för Södertälje Energiverk. Den ursprungliga anläggningen består av 4,000 m² markuppställda, vätskekylda, plana solfångare anslutna via en kulvert och värmeväxlare till en 1,500 m³ värmeackumulator. Denna i sin tur är ansluten till Nykvarns fjärrvärmenät via en värmecentral, som ursprungligen omfattade två oljepannor om vardera 5.8 MW och en elpanna om ca 5 MW. Värmecentralen är numera kompletterad med ytterligare en oljepanna. Värmecentralen levererar varje år ca 20 GWh värme ut på nätet.

Solvärmeanläggningen finansierades i huvudsak genom experimentbyggnadslån från Statens Råd för Byggnadsforskning och dess funktion finns redovisad i en rapport till BFR (G Hansson & P Isakson, BFR R26:1989).

I den nämnda rapporten framhålls att solvärmeanläggningens ackumulator är för stor för det befintliga fältet. Vidare påvisas att värmeverket har avsättning för mer solenergi samt att mark finns tillgänglig vilket skulle kunna motivera en utbyggnad av solfångarfältet.

En omfattande simuleringsstudie genomfördes för att ge underlag för en utbyggnad (P Isakson & J-O Dalenbäck, MCE-KTH NQ2:2). Studien resulterade i ett förslag om utbyggnad av fältet med ca 3,400 m² solfångare samt viss modifiering av solvärmeanläggningen i övrigt.

Bygghälsningsrådet beviljade i juni 1990 ett experimentbyggnadsstöd till Telge Energi AB för en utbyggnad av anläggningen. Arbetet har utförts av TeknoTerm AB med början under vintern 1990/91. Den utbyggda anläggningen invigdes den 26 april 1991.

Solfångaranläggningen

Den utbyggda delen av solfångarfältet består av 3,500 m² solfångare av typ TeknoTerm HT. Dessa är en vidareutveckling av de solfångare, som användes i solvärmeprojektet i Falkenberg. Liksom dessa har de endast ett lager teflon som konvektionshinder och en något tunnare låda och därmed mindre isolering än de solfångare, som finns i det ursprungliga fältet i Nykvarn.

De nya solfångarna är placerade på ett markområde söder om det gamla fältet och i direkt anslutning till detta. Fältet är via en ca 80 m kulvert ansluten till en för de båda fälten gemensam kulvert, som leder in i värmecentralen.

Befintliga pumpar har körts parvis kontinuerligt för att klara ett större flöde och värmeväxlaren har byggts ut för att kunna överföra en större mängd värme till ackumulatören. Värmeackumulatören har ej modifierats utan användes i ursprungligt skick.

Funktion

Värme från de båda parallellkopplade solfångarfälten leds via en kulvert till värmecentralen där det via en värmeväxlare lagras in i ackumulatorn vid en låg eller hög nivå beroende på aktuella temperaturer. Inlagringen sker via stora, tallriksformade dysor vilket ger låg flödes hastighet och minsta störning av vattnets skiktning i ackumulatorn.

Värme tas ut från ackumulatorn från en hög och en låg nivå och blandas till önskad temperatur. Om så behövs eftervärmes vattnet med hjälp av oljepannor eller en elpanna.

Styr och reglersystemet är enkelt och anläggningen fungerar i princip utan tillsyn.

Drift

Den utbyggda solvärmeanläggningen togs i drift under våren 1991 och har sedan dess i princip fungerat utan större avbrott.

Nödvärdigt underhåll består av gräsklippning, kontroll och eventuellt byte av trasiga glas samt täthetskontroll. I ackumulatorn, som är en öppen konstruktion med ett vattenlås i toppen, har man haft problem med att vattnet syresätts, vilket medför korrosionsproblem i fjärrvärmenätet. Den ångpanna, som skall fylla det fria utrymmet ovanför vattenytan i ackumulatorn med en kudde av mättad vattenånga, har inte tillräcklig kapacitet för detta varigenom vattnet tar upp syre från den luft, som finns kvar ovanför vattenytan. Detta medför att rostinhibitorer måste tillsättas till fjärrvärmevattnet.

1.2 Resultat

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola har under tre år gjort noggranna uppföljande mätningar och utvärderat den utbyggda solvärmeanläggningen.

Anläggningen fungerar väl och konstruktionen borgar för lång livslängd. Det nya fältets solfångare är väl utförda och har väl uppspända konvektionshinder. I några av de nya solfångarna har teflonfolien brustit vid en infästning men i övrigt noteras inga skador.

Den utbyggda anläggning är väl anpassad till befintlig ackumulator, vilket innebär att denna under några dygn på sommaren blir fulladdad. Det kan även inträffa att värme måste dumpas ut till fältet nattetid för att sänka ackumulatorns temperatur. Detta stämmer väl överens med resultaten från den gjorda förstudien.

Det nya solfångarfältet fungerar väl men har ca 2 % lägre verkningsgrad än det gamla fältet. Detta är mindre än vad som förväntats.

Det 7,500 m² stora solfångarfältet beräknas leverera ca 2.0 GWh till fjärrvärmenätet under ett genomsnittligt år. Det ursprungliga fältet på 4,000 m² levererade ca 1.25 GWh värme per år till fjärrvärmenätet. Med hänsyn tagen till den åldring, som skett av det gamla fältet, samt att utbytet från detta är något mindre efter utbyggnaden, beräknas nettotillskottet från det nya fältet bli ca 0.90 GWh/år.

Under utvärderingsåret 1992 överfördes 24 % av den instrålade solenergin till fjärrvärmenätet. Detta innebär att andelen solvärme var 9.9 % av den totala lasten, som det året var 20.1 GWh.

Kostnaden för nettotillskottet av energi från det nya fältet beräknas till 0.65 kr/kWh vid 25 års avskrivning, 4 % kalkylränta och 1991 års penningvärde.

2. INLEDNING

Den första etappen av solvärmeanläggningen i Nykvarn har varit i drift sedan sommaren 1985. Anläggningen har fungerat väl med få driftsavbrott och med relativt litet servicebehov.

Den ursprungliga anläggningen består av 4,000 m² markuppställda, vätskekylda solfångare, anslutna till Nykvarns fjärrvärmenät via en värmeackumulator. Ackumulatorm, som är en isolerad ståltank rymmande 1,500 m³ vatten, fungerar som ett korttidslager för den insamlade solvärmen.

Solvärmeanläggningen har till största delen bekostats med experimentbyggnadslån från Statens Råd för Byggnadsforskning och anläggningen uppfördes av Scandinavian Solar AB för dåvarande Södertälje Energiverk.

En noggrann uppföljning av solvärmeanläggningens funktion och prestanda genomfördes under åren 1986 till 1988. Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola genomförde samtliga mätningar medan Per Isakson, vid dåvarande Mätcentralen vid KTH, ansvarade för utvärderingen av den termiska funktionen. Denna har presenterats i en BFR-rapport (R26:1989) med titeln "Solvärme i fjärrvärmenät för Nykvarn". Rapporten har författats av Gunnar Hansson vid Södertälje Energiverk med Per Isakson som medförfattare.

Rapporten, som är mycket detaljerad, ger en god bild om den första etappen och ligger till grund för denna rapport, som beskriver funktionen hos den utbyggda solvärmeanläggningen.

För att möjliggöra en direkt jämförelse mellan den utbyggda anläggningen och den ursprungliga anläggningen har denna rapport getts en utformning, som nära ansluter till rapporten för etapp 1. För att undvika alltför många upprepningar förutsätts därför att den ovan nämnda BFR-rapporten (R26:1989) finns till hands för en direkt jämförelse.

2.1 Solvärme i Nykvarn, etapp 1

Vid utvärderingen av etapp 1 framkom att solvärmeanläggningen under tiden juli 1987 till juni 1988 levererade 1.16 GWh solvärme till fjärrvärmenätet. Detta utgjorde 6.5 % av fjärrvärmelasten. Under den aktuella tolv månadersperioden var solfångarfältets verkningsgrad 33 % samtidigt som hela solvärme-centralens verkningsgrad var 29 %.

Vidare framkom det att solfångarfältet var underdimensionerat eftersom andelen solvärme översteg 50 % endast under semester månaden juli 1988. Värmeackumulatorm ansågs dessutom vara överdimensionerad i förhållande till solfångarfältet eftersom den sällan var laddad mer än till hälften. Ackumulatorm var emellertid avsiktligt något överdimensionerad för att möjliggöra en utbyggnad av anläggningen.

De viktigaste slutsatserna från utvärderingen av etapp 1 kan enligt rapporten sammanfattas i följande punkter:

- Solvärmeanläggningen hade visat sig vara driftsäker. Underhållet hade utan problem utförts av ordinarie driftpersonal.
- Anläggningen utgjorde ekonomiskt ett framsteg, relativt äldre solvärme-centraler, avseende förhållandet pris/prestanda.
- Det fanns en väsentlig potential till högre prestanda genom att begränsa värmeförlusterna och temperaturfallet i överföringen från solfångarkretsen till fjärrvärmenätet.
- Mängden solvärme i Nykvarns fjärrvärmenät skulle kunna fördubblas genom en utbyggnad av solfångarfältet. Investeringskostnaden för tillkommande solvärme uppskattades därvid bli ca 40 % lägre än för etapp 1.

2.2 Målsättning

Utvärderingen av etapp 1 visade tydligt att en utbyggnad av anläggningen kunde vara intressant. Lämplig mark fanns tillgänglig i direkt anslutning till det gamla solfångarfältet. Värmeackumulatorn skulle räcka till för ytterligare solfångare. Dessutom skulle cirkulationspumpar och i viss mån kulvertar kunna användas med inga eller endast mindre modifieringar. Vid solvärmeanläggningen fanns dessutom nu personal med erfarenhet från drift och underhåll av denna typ av anläggning vilket borde ge goda förutsättningar för drift av ett utbyggt solfångarfält.

Utöver detta skulle utbyggnaden ge möjlighet att studera funktionen hos en optimalt dimensionerad solvärmeanläggning med en ny förbättrad typ av solfångare.

Efter ett beslut av BFR om en utbyggnad av anläggningen med 3,500 m², i huvudsak enligt rapportens förslag, gjordes en upphandling. Både Solsam AB och Teknoterm AB utlovade leverans av solfångare med ca 10 % högre termisk verkningsgrad än de befintliga. Efter sedvanligt förfarande antogs anbudet från Teknoterm AB. Anläggningen uppfördes därefter under vintern/våren 1991 och invigdes den 26 april 1991.

En omfattande uppföljning och utvärdering av den utbyggda solvärmeanläggningen har utförts av Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola. Utvärderingens målsättning har varit att dels studera den nya, förbättrade solfångarens funktion och verkningsgrad jämfört med den gamla, dels studera den utbyggda solvärmecentralens funktion. Vidare ingår en ekonomisk utvärdering.

3. MER SOLVÄRME I NYKVARN

3.1 Befintlig solvärmeanläggning

Den första solfjärrvärmeanläggningen i Nykvarn uppfördes 1985 och ligger tillsammans med en konventionell fjärrvärmecentral inom industriområdet Sandbacken, ca 1 km nordost om Nykvarns centrum, som i sin tur ligger ca 10 km väster om Södertälje.

Denna ursprungliga anläggning består av 4,000 m² markuppställda, vätskekylda solfångare, anslutna till Nykvarns fjärrvärmenät via en värmeackumulator. Ackumulatoren, som är en isolerad ståltank rymmande 1,500 m³ vatten, fungerar som ett korttidslager för den insamlade solvärmen.



Figur 3.1 Sydvästra delen av det ursprungliga fältet fotograferat från ackumulatorns topp.

Solfångarna är uppställda på ett fält ca 100 m sydost om fjärrvärmecentralen. Fältet består av 320 moduler om vardera 12,5 m² uppmonterade på

betongslipers, som ligger på marken i väst-östlig riktning, parallellt med solfångarmodulerna. Varje modul består av en låda tillverkad av aluminiumprofiler och ett bakstycke av korrugerad aluminiumplåt. På framsidan är fem glas monterade sida vid sida i EPDM-gummilister. Inuti lådan finns utöver isolering och absorbatör ett konvektionshinder bestående av två lager teflonfolie mellan absorbatör och glas. Absorbatorn är av typ "Sunstrip".

I fjärrvärmecentralen fanns 1985 två oljepannor, vardera på 5.8 MW samt en elpanna på ca 5 MW. Elpannan har utnyttjat sk avkopplingsbar el, vilket gjort att den använts hudsakligen under sommarmånaderna. I centralen fanns dessutom vid denna tid ett överspillningskärl för solkretsens glykolvatten tillsammans med de cirkulationspumpar, värmeväxlare och annan utrustning som var nödvändig för solvärmeanläggningens funktion.

Fjärrvärmenätet hade 1985 en total längd av ca 3.5 km. Ca 700 hushåll och två industrier var anslutna till nätet.



Figur 3.2 Fjärrvärmecentralen med värmeackumulatören i bakgrunden.

Vid den utvärderingen av etapp 1, som gjordes av Gunnar Hansson, Södertälje Energiverk, och Per Isakson, Mätcentralen vid KTH (BFR R26:1989), framkom att solvärmeanläggningen under tiden juli 1987 till juni 1988 levererade 1.16 GWh solvärme till fjärrvärmenätet vid en genomsnittlig temperatur av 54 °C. Detta utgjorde 6.2 % av fjärrvärmelasten, som var 18.6 GWh. Under den aktuella tolv månadersperioden var instrålningen mot solfångarna 1.04 MWh/m². Insamlad solenergi var under samma tid 0.34 MWh/m² vid en genomsnittlig temperatur av 64 °C. Detta innebär att solfångarfältets verkningsgrad var 33 % samtidigt som hela solvärmecentralens

verkningsgrad var 29 %.

Solvärmeanläggningen levererade under utvärderingsperioden ca 20 % mindre energi än förväntat. Detta berodde till ungefär lika delar på en underskattning av värmeförlusterna från ackumulatorn och på att fjärrvärmenätets returtemperatur vid denna tid var högre än förutsatt.

Under utvärderingsperioden var solinstrålningen något mindre än för ett genomsnittligt år. Med hänsyn till detta förväntades anläggningen under ett sådant år ge ca 1.25 GWh netto till fjärrvärmenätet.

I övrigt fungerade anläggningen i stort sett bra. Vissa problem har dock funnits bl a med fukt i markkulverten samt relativt hög syresättning av ackumulatorns vatten.

3.2 Större solfångarfält

Vid utvärderingen framkom att solvärmens stod för mindre än 7 % av värmeleveransen till fjärrvärmenätet. Vidare framkom det att solfångarfältet var underdimensionerat eftersom andelen solvärme översteg 50 % endast under ett tillfälle. Detta inträffade under semestermånaden juli 1988. Värmeackumulatorn ansågs dessutom vara överdimensionerad i förhållande till solfångarfältet eftersom den sällan var laddad mer än till hälften.

Slutsatsen av detta blev att det borde finnas utrymme för mer solvärme i Nykvarns fjärrvärmenät. Ett markområde rakt söder om det gamla fältet skulle eventuellt kunna användas för ett nytt fält, som i så fall skulle bli ungefär lika stort som det gamla. Det därmed dubbelt så stora solfångarfältet skulle periodvis kunna svara för hela värmeleveransen till nätet. Ackumulatorn skulle dessutom bli bättre utnyttjad genom att den vid vissa tillfällen skulle bli helt fulladdad.

För att få fram optimal storlek på det nya solfångarfältet behövdes noggranna beräkningar med hjälp av simuleringsprogram. Vid beräkningarna måste hänsyn tas till en förväntad ökning av lasten i fjärrvärmenätet, en planerad sänkning av returtemperaturen i nätet samt en förbättrad samkörning mellan oljepannor/elpanna och solvärme. Vidare måste hänsyn tas till att moderna solfångare förväntas ha en högre termisk verkningsgrad.

3.3 Simuleringsberäkningar

En dimensioneringsstudie genomfördes under vintern 1989/90. Arbetet utfördes av Per Isakson, Mätcentralen vid KTH och Jan-Olof Dalenbäck, Installationsteknik, CTH (P Isakson & J-O Dalenbäck, intern rapport NQ2:2, Mätcentralen vid KTH, 1990). Vid studien användes en ny version av SIMSYS, version 2.0. Denna version har implementerats på PC i samarbete med Installationsteknik, CTH (Dalenbäck et al, 1989) och Markvärmegruppen, LTH. Markvärmegruppen har utvecklat lagermodellen, SST, som användes i programmet.

SIMSYS' simuleringsmodell består av kopplade modeller för

- Omräkning av solinstrålningen till lutande ytor.
- Solfångarfält med värmväxlare, som modelleras med det linjära sambandet, $n = n_0 - k \cdot dt/E$.
- Kulvert mellan solfångare och värmelager.
- Värmelager. I denna version av SIMSYS används en version av SST-modellen (Eftring & Hellström, 1989). Denna modellerar en temperatur-skiktad stående cylindrisk vattentank, som har ett in- och ett utlopp på vardera sidan. Anslutningarna är fast placerade i topp respektive botten av tanken.
- Värmepanna, som modelleras med en ideal panna i serie med ackumulatortorn.
- Distributionsnät, som består av värmväxlare och kulvert. Fram- och returtemperatur är funktioner av utetemperaturen. Värmbärarflödet beräknas ur dessa temperaturer och lasten.
- Förbrukningsställe (last). Uppvärmningsbehovet modelleras med en graddagsmodell och varmvattenförbrukningen modelleras med en dygns- och en månadsprofil, som är överlagrade.

SIMSYS använder timvärden av väderdata och räknar med ett tidssteg, som är en timma eller kortare. Det presenterar sitt resultat i form av månads- och årsvärden för ett tiotal storheter.

Först utprovades en grundmodell genom anpassning till mätdata från Nykvarn för perioden juli 1987 till juni 1989. Därvid uppnåddes god överensstämmelse. Därefter genomfördes en serie av beräkningar med väderdata från Stockholm 1971 respektive från Nykvarn 1987/88 samt med fjärrvärmelasten satt till 85 %, 100 % respektive 115 % av den last, som uppmättes i Nykvarn 1987/88. Varje serie omfattade beräkningar för nio olika solfångareareor.

Vid dessa beräkningar modifierades grundmodellen så att värmebärarflödet vid varje area alltid var $0.018 \text{ m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$. Dessutom ökades kA -värdet för värmväxlaren i solfångarkretsen från $87.5 \text{ W}/(\text{K} \cdot \text{m}^2)$ till $160 \text{ W}/(\text{K} \cdot \text{m}^2)$, där arean avser solfångarfältets totala area. Den senare modifieringen genomfördes eftersom den befintliga värmväxlaren ansågs vara underdimensionerad (P Isakson, intern rapport NQ2:1, Mätcentralen vid KTH, 1989).

De viktigaste slutsatserna av beräkningarna blev att

- Solfångarfältet var underdimensionerat för alla då aktuella kostnadsbilder för solvärmecentraler och att det fanns utrymme för mer solvärme i Nykvarn
- Nyckeltal för ekonomi och prestanda varierar långsamt med solfångararean och speciellt ökar den specifika investeringskostnaden, dvs kostnaden för att under ett genomsnittligt år producera 1 kWh, mycket långsamt när arean ökar utöver den optimala arean. Ökningen är endast ett par procent när solfångararean avviker 1,000 m² från optimum.
- Den optimala solfångarareans storlek är känslig för sommarlastens storlek, men den påverkas anmärkningsvärt lite av vädret.

3.4 Förslag till utbyggnad

Den genomförda studien indikerade ett intervall $7,400 \pm 600$ m² inom vilket den nya solfångararean borde väljas. Detta skulle innebära en utbyggnad med ca 3,400 m². Vid ett sådant fält kommer ett överskott av solvärme att uppstå efter några soliga dagar under sommaren. Detta överskott måste kylas bort genom att cirkulera värmebärare i solfångarkretsen nattetid.

Med utgångspunkt från de genomförda beräkningarna rekommenderade Per Isakson och Jan-Olof Dalenbäck därför

- att solfångarfältet i Nykvarn skulle byggas ut till 7,400 m².
- att systemet för att kyla bort överskottsvärme skulle förbättras så att risken för kokning elimineras med minsta möjliga förlust av värme.
- att styrningen av urladdningskretsen skulle förbättras.
- att värmeförlusterna från ackumulatorn och anslutna kretsar skulle kartläggas.
- att värmeytan i växlaren mellan solfångar- och laddkrets skulle ökas.

4. FÖRVERKLIGANDE AV ANLÄGGNINGEN

Tanken på en utbyggnad av solvärmeanläggningen växte fram allteftersom utvärderingen av första fältet framskred. Den BFR-rapport, som blev resultatet av utvärderingen kom att utgöra beslutsunderlag. Det fanns även ett stort politiskt intresse för en utbyggnad.

För att få ytterligare beslutsunderlag utfördes den tidigare nämnda utredningen om optimal storlek för utbyggnaden (P Isakson & J-O Dalenbäck). Någon ytterligare förstudie gjordes egentligen inte.

4.1 Upphandling

Upphandlingen skedde på traditionellt vis med ett visst tryck på ansvar för den totala funktionen av solanvärmelaggningsen. Två företag, TeknoTerm AB och Solsam Sunergy AB, lämnade offerter, som kom att ligga mycket nära varandra när det gäller priser och garantier.

Telge Energi valde att anlita TeknoTerm AB eftersom detta företag offererade anläggningen till lägsta pris samt att man förväntade sig enklare drift, underhåll samt reservdelshållning eftersom TeknoTerm AB (då Scandinavian Solar AB) byggt den tidigare anläggningen.

Byggforskningsrådet beviljade 900625 ett experimentbyggnadsstöd för anläggningens uppförande varefter anläggningen beställdes 900828. Arbetet skulle utföras av TeknoTerm AB som en totalentreprenad med Telge Energi som byggherre.

Ansvaret för mätning, utvärdering och rapportering lades på Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola.

4.2 Entreprenadarbeten

I entreprenaden ingick ett 3,500 m² solfångarfält med markförlagd kulvert. Solfångarfältet uppfördes i anslutning till det gamla fältets södra sida. Vidare ingick en ny grövre kulvert mellan solfångarfältet och apparatrummet. Inne i apparatrummet byggde man ut värmväxlaren samt modifierade rödragningen så, att solpumparna och laddpumparna kunde gå två och två parallellt för att ge större kapacitet. I stället för att ha en pump i reserv installerades lyftanordningar för att möjliggöra ett snabbt byte av en pumpmotor om så skulle behövas. En ny, större överkokningstank installerades i en tillbyggnad till värmecentralen alldeles utanför apparatrummet. Den gamla tanken var inte tillräckligt stor för att rymma allt glykolvatten om fältet skulle koka ur och en ny, större tank kunde inte få plats inom apparatrummets väggar.

Arbetet har utförts väl och gett en bra slutprodukt. Solfångarna levererades direkt från fabrik uppställda på ett trailersläp. Uppmonteringen, som påbörjades den 9 april 1991, skedde snabbt och elegant på så sätt att en gaffeltruck lyfte av solfångarna en och en från släpet varvid de transporterades direkt ut till fältet där de monterades med hjälp av aluminiumprofiler på betongslipers, som

lades ut på mark allteftersom solfångarna kördes ut. Vissa problem uppstod då marken på grund av riklig nederbörd blivit så mjuk att gaffeltrucken tidvis hade svårt att ta sig fram.

Entreprenadarbetena påbörjades 900830 och var helt färdiga ett år senare. Invigningen av anläggningen skedde den 26 april 1991.

4.3 Kostnader

Anläggningen offererades till en kostnad av ca 6.8 milj kronor. Telge Energi begärde därefter en högre klass på muffningen av kulverten samt förändring av vissa andra detaljer. Dessa modifieringar bekostades av Telge Energi. Den totala kostnaden blev därmed 7,570 kkr i vilket dessutom ingår bl a den förstudie, som utfördes av Per Isakson och Jan-Olof Dalenbäck.

Telge Energi arrenderade till en början den mark, ca 7,000 m², som krävdes för en utbyggnad av fältet. Senare friköptes denna mark från kommunen till en kostnad av totalt 770 kkr.

Kostnaderna för anläggningen kan delas upp i följande delar:

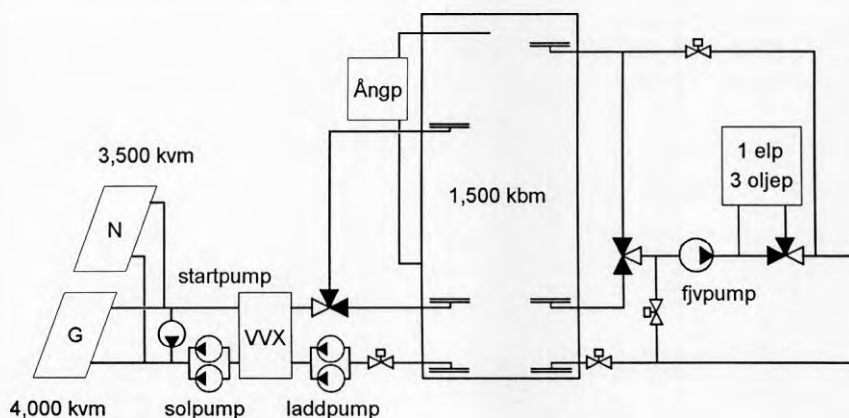
Anläggning	Kostnad i kkr
Solvärmeanläggning	6,769
Index	304
Tillkommande arbeten, förstudie mm	497
Markkostnader	<u>770</u>
Total kostnad	8,340

Byggeforskningsrådets experimentbyggnadsstöd för utbyggnad av solvärmeanläggningen var totalt 7,264 kkr. I dessa medel ingick 95 kkr avsedda för givare nödvändiga för utvärderingen.

Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola, som fick ansvaret för mätningar, utvärdering och rapportering, fick för detta ett separat anslag på 760 kkr från Byggeforskningsrådet.

5. SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN

De båda solfångarfälten är via en kopplingsbrunn anslutna till solvärmecentralen via en ca 55 m lång kulvert. Solvärmecentralen är en integrerad del av fjärrvärmecentralen och i dess apparatrum ryms pumpar, värmeväxlare, ventiler och reglerutrustning nödvändig för solvärmearnämnings drift. Den 1,500 m³ stora varmvattenackumulatorn är uppförd strax utanför apparatrummet på fjärrvärmecentralens södra sida. Mellan ackumulatorn och fjärrvärmecentralen har huset fått en tillbyggnad, som rymmer ett nytt, större överkokningskärl.



Figur 5.1 Principschema över sol- och fjärrvärmecentralen.

Solfångarfälten är parallellkopplade och anslutna till ackumulatorn via en värmeväxlare. På framledningen sitter två cirkulationspumpar parallellt monterade. Dessa är de ursprungliga cirkulationspumparna, som nu går båda två vid normalt driftsfall. Alldeles innanför väggen i fjärrvärmecentralen, där kulverten kommer in, finns en liten pump monterad i en krets, som går mellan returledningen och framledningen till fälten. Denna sk startpump aktiveras av en temperaturgivare i en av solfångarna i det gamla fältet vid ca 30 °C, och går då temperaturen i solfångarna inte är tillräckligt hög för att levereras av värme skall kunna ske till ackumulatorn, men ändå så hög att stagnation och kokning skulle bli fallet om vattnet inte cirkulerades. När temperaturen i vattnet från fälten blir tillräckligt hög (ca 35 °C), stannar startpumpen och de båda solpumparna startar.

Även på ackumulatortidans av värmeväxlaren finns två parallellkopplade cirkulationspumpar. Dessa startar då temperaturen på solfångarvattnet in i värmeväxlaren är något högre än temperaturen i nedre delen av ackumulatorn.

Det varma vattnet från värmeväxlaren inlagras i ackumulatorn på två olika nivåer beroende på vattnets temperatur. Om vattentemperaturen är högre än

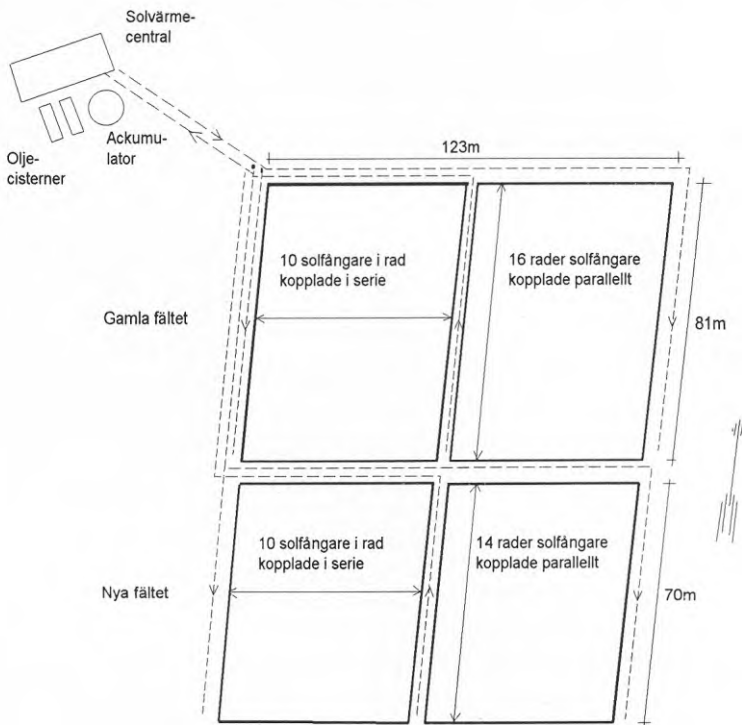
65 °C inlagras detta på 22 m nivån annars på 3.7 m nivå.

På fjärrvärmesidan leds returvattnet in i botten av ackumulatort. Det kan därefter tas ut som en blandning från två nivåer, 4.1 m resp 25 m, med hjälp av shuntventil. Om temperaturen inte är tillräckligt hög eftervärmes vattnet med hjälp av tre sk transportabla oljepannor, vardera med en effekt på 5.8 MW. Dessutom finns en elpanna på ca 5 MW. Denna användes företrädesvis på sommaren när det finns tillgång på sk avkopplingsbar el.

Under utvärderingsperioden var ca 850 lägenheter samt 3 industrier anslutna till Nykvarns fjärrvärmenät. Total energileverans var ca 20 GWh per år med en högsta effekt på ca 7.2 MW.

5.1 Solfångarfälten

De båda solfångarfälten är lokaliserade sydost om solvärmecentralen. Det nya fältet har uppförts på mark direkt söder om det gamla. För att göra det möjligt att utnyttja denna mark till solfångaruppställning, krävdes avverkning av en mindre lövdunge, som annars skulle skuggat de första raderna.

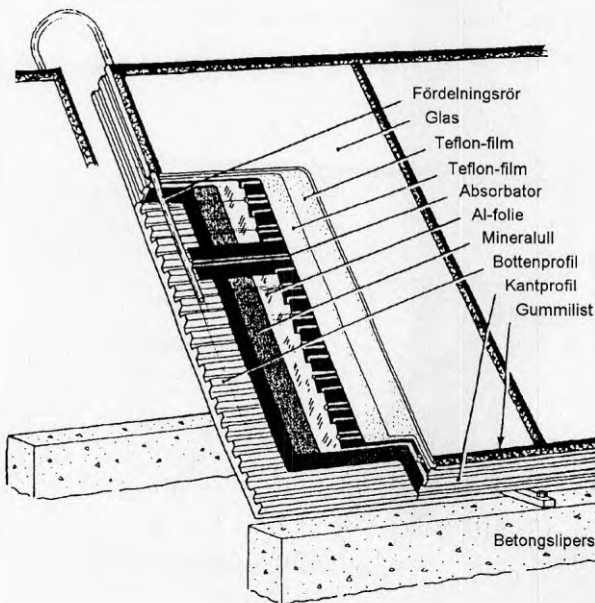


Figur 5.2 Plan över anläggningen efter tillbyggnad. Figuren är ej ritad i skala.

De båda fälten har separata, på 2 dm djup förlagda kulvertar fram till det nordvästra hörnet av gamla fältet. Där är de sammankopplade i en ventilbrunn varifrån en gemensam kulvert leder in i solvärmecentralen. Detta innebär att det nya fältet har en ca 80 m längre kulvert än det gamla, vilket visar sig i form av större tröghet i det nya fältets värmeleverans än i det gamla. Solfångarkretsen rymmer drygt 17 m³ vatten blandat med ca 50 % propylenglykol. Utrustning för bestämning av energierna från de båda fälten finns installerad i ventilbrunnen.

5.2 Solfångarna i gamla fältet

Det gamla solfångarfältet består av 320 moduler på totalt 4,000 m². Solfångarna är plana och glastäckta. Varje modul har 5 glas och en total apertur om 12,5 m². Dessa solfångare är monterade på betongslipers som ligger på mark parallellt med solfångarmodulen i hela dess längd. Lutningen är, som i det nya fältet, 38 grader (tidigare felaktigt angiven till 42°).



Figur 5.3 Sektion genom solfångare av den äldre typen.

Solfångaren är uppbyggd med korrugerad aluminium som baksida. Därefter följer mineralullsisolering, aluminiumfolie och absorbator. Mellan det järnfria glaset och absorbatorn ligger två skikt teflonfolie inspända.

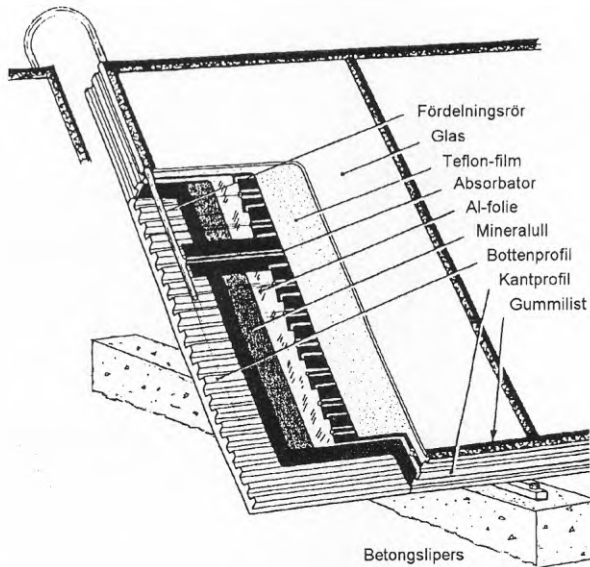
Gavlarna består av förstärkta, formsprutade aluminiumprofiler vilka nitats ihop till en låda. Glasen är monterade i lådans gavlar samt i fyra spröjs med hjälp av formgjutna EPDM-gummilister.

Absorbatorn, som är av typ "SunStrip", ligger utlagd längs med lådans långsida. Absorbatorlängderna är parallellkopplade med varandra via vertikala fördelningsrör i lådans båda kortändar.

5.1.2 Solfångarna i nya fältet

Det nya fältets solfångare är en vidareutveckling av de, som finns uppställda i Falkenberg. Dessa är i sin tur en vidareutveckling av de, som finns i det gamla fältet. Solfångarna har en enklare uppbyggnad med gavlar av vinkelprofiler i stället för av formsprutade profiler. Lådan är något tunnare och innehåller därför något mindre isolering.

Konvektionshindret består nu av endast ett lager teflonfolie. Inspänningsmetoden har modifierats i förhållande till den metod, som användes i Falkenberg. I flera av de solfångare, som användes i Falkenberg, brast teflonfolien i infästningen. Detta berodde på att folien fick brottanvisningar när den spändes in mellan vassa profiler. I den solfångare, som nu användes i Nykvarn, har dessa profiler modifierats för att inte skada folien.

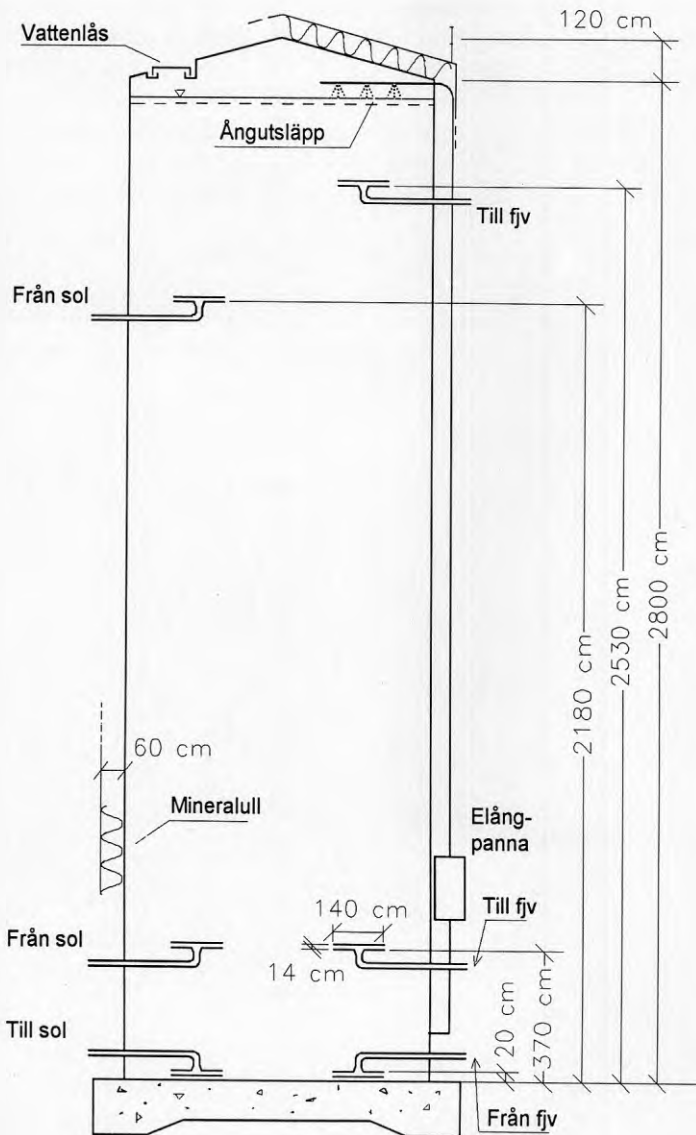


Figur 5.4 Schematisk bild över den nya solfångaren från TeknoTerm.

Den nya metoden innebär att teflonfolien är mycket väl spänd och den har i stort sett klarat sig från bristningar. Detta gäller även efter flera års drift.

Den nya typen av solfångare monteras på betongslipers, som ligger vinkelrätt mot lådan. Dessa slipers är kortare än de, som tidigare använts, vilket innebär att materialåtgången minskar och därmed kostnaderna.

5.2 Värmeackumulatorn



Figur 5.5 Värmeackumulatorn.

Akkumulatorn rymmer 1,500 m³ och är grundlagd på en pålad betongplatta. Mantelhöjden är 28 m och dess diameter är 8.5 m. Isoleringen består av 60 cm mineralull på sidor och topp. Utvändigt är akkumulatorn klädd med trapetskorgerad aluminiumplåt.

Akkumulatorn är av öppen typ med ett vattenlås i toppen. För att förhindra korrosion i tankens övre del är den försedd med en ångpanna, som producerar en ångkudde inom den fria volymen ovanför vattenytan. Vattenången tränger undan den luft, som annars skulle finnas inom den fria volymen vilket medför att risken för syresättning av akkumulatorvattnet och korrosion minskar.

In- och utloppsanordningarna består av fasta, tallriksformade dysor vilka ger vattnet god spridning i sidled. Detta medför att det varma vattnet skiktas på ett bra sätt.

Inlagring av varmt vatten från solfångarvärmväxlaren sker på endera av två nivåer, 3.7 eller 21.8 m från botten. Vatten till solfångarvärmväxlaren tas ut alldeles ovanför akkumulatorns botten för att detta skall vara så kallt som möjligt.

Uttag av vatten från akkumulatorn till fjärrvärmenätets värmecentral sker även detta från två nivåer, på 3.7 respektive 25.3 m. I detta fall kan emellertid vattnet blandas till lämplig temperatur med hjälp av en shuntventil. Returvattnet från fjärrvärmenätet förs direkt in i akkumulatorn alldeles ovanför dess botten.

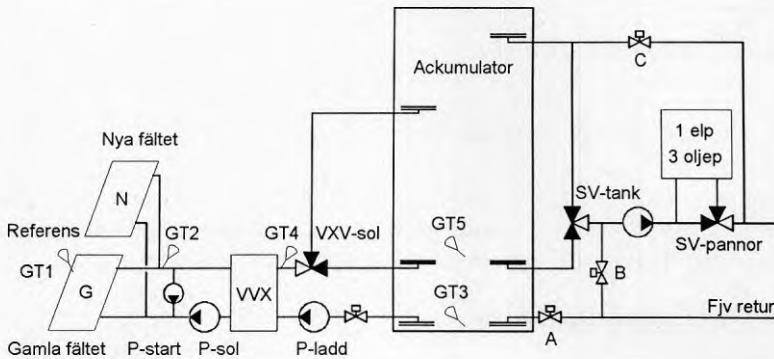
6. DRIFTSFALL

Ett flertal driftsfall är möjliga för värmecentralen beroende på hur solvärme och ackumulator användes.

På solvärmesidan gäller att antingen är bara startkretsen igång eller så cirkulerar värmebäraren i hela solsystemet fram till och med värmeväxlaren. I de fall vatten cirkulerar i laddkretsen mellan värmeväxlare och ackumulator kan vattnet ledas upp till det övre inloppet eller ner till det nedre.

På fjärrvärmesidan kan fjärrvärmevattnet cirkulera genom ackumulatortanken eller så kan ackumulatortanken helt stängas av från fjärrvärmenätet.

Utöver detta kan ackumulatortanken laddas ifrån pannkretsen, men denna möjlighet har aldrig använts.



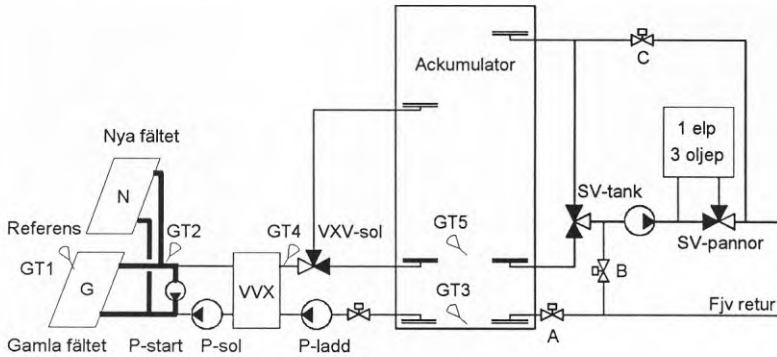
Figur 6.1 Översikt över styr- och reglersystemets givare.

6.1 Solvärme

På solfångarsidan kan antingen enbart startkretsen eller hela solkretsen vara igång beroende på temperatur och solinstrålning. Vid tillräckligt hög temperatur från solfångarna startar även laddkretsen.

Vid drift av solanläggningen styrs starten av en givare på en okylad del av en solfångare i den gamla anläggningen (GT1). Denna solfångare är placerad i fältets nordvästra del, närmast ventilbrunnen och värmecentralen. Övriga givare, som användes för styrning av solfältet, är GT2, som sitter i de båda fältens gemensamma rörledning från ventilbrunnen och GT4, som sitter i laddkretsen direkt efter värmeväxlaren. Vidare användes GT3, som sitter i ackumulatortanken nära botten och GT5, som också sitter i ackumulatortanken men på 4 m nivå.

Driftsfall 1, anvärmning av solfångarkretsen

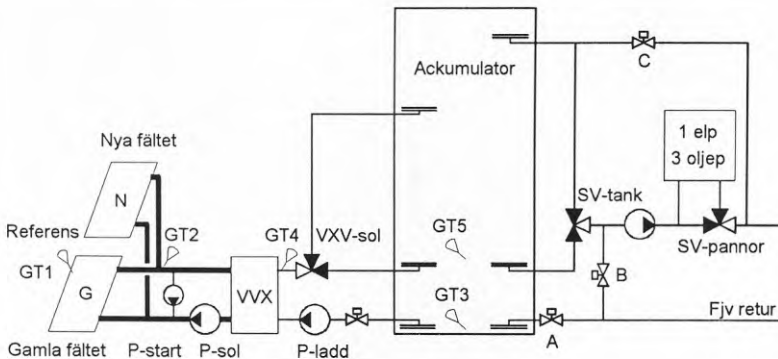


Figur 6.2 Driftsfall 1, anvärmning av solkretsen.

Anvärmningen styrs på följande sätt:

När temperaturen i referenssolfångaren (GT1) är högre än inställt värde (30 °C), startar pumpen P-start. Den cirkulation, som därigenom åstadkommes, medför att kulverten mellan solfångarfältet och värmecentralen värms upp.

Driftsfall 2, enbart solkretsen

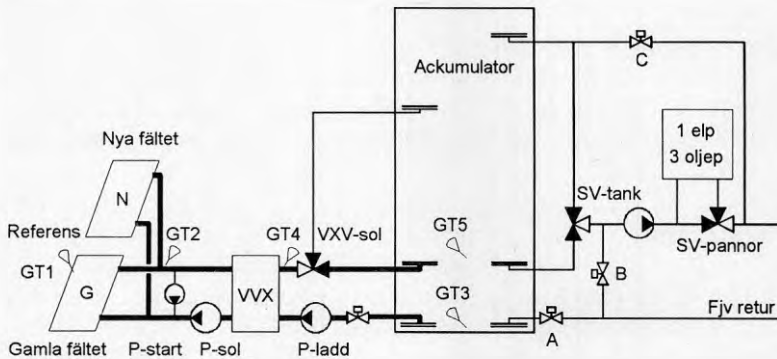


Figur 6.3 Driftsfall 2, enbart solkretsen.

När P-start gått en stund kommer, under förutsättning att solinstrålningen är tillräcklig, temperaturen vid givare GT2 att stiga. När denna temperatur uppgår till 35 °C startar de båda parallellkopplade pumparna, P-sol, samtidigt som P-start stannar. Om GT2 understiger 35 °C stannar åter solpumparna och

startpumpen går igång. Denna går därefter tills dess att temperaturen i referenssolfångaren understiger 30 C.

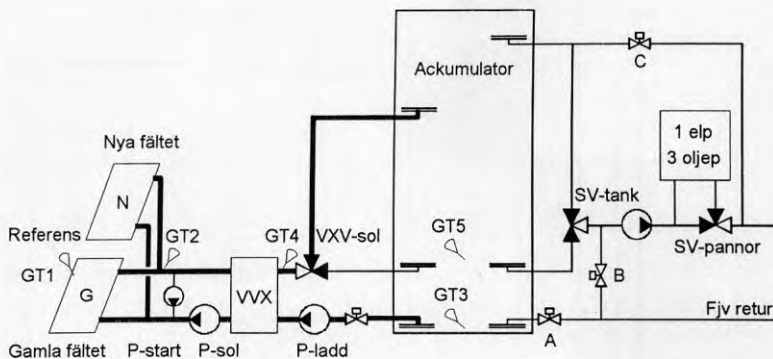
Driftsfall 3, ackumulering av solvärme vid låg temperatur



Figur 6.4 Driftsfall 3, inladdning genom nedre dysan.

Då temperaturen i solkretsen vid givare GT2 överstiger temperaturen i botten av ackumulatort (GT3) med 3 °C startar de båda parallellkopplade laddpumparna markerade med P-ladd. Det uppvärmda vattnet från värmeväxlaren laddas då vanligen in i ackumulatort via den nedre dysan. Om temperaturdifferens understiger ovan angivet värde stoppar P-ladd.

Driftsfall 4, ackumulering av solvärme vid hög temperatur



Figur 6.5 Driftsfall 4, inladdning genom övre dysan.

När temperaturen, som registreras av temperaturgivare GT4, överstiger 65 °C ställs växlingsventilen VVX-sol om för inlagring på hög nivå. Om temperaturen sjunker under angivet värde skiftar VVX-sol tillbaka till nedre läget.

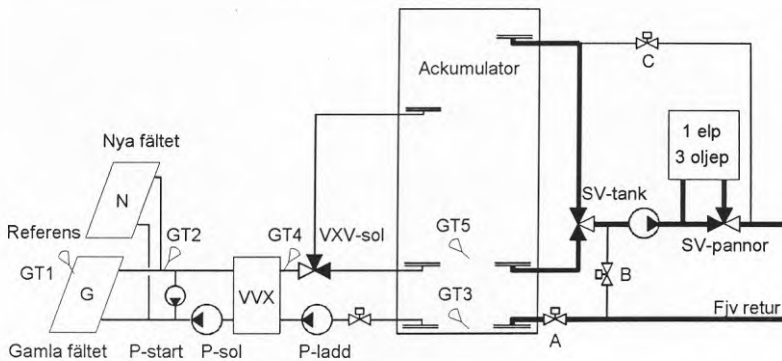
Driftsfall 5, kylning av fulladdat lager

Om temperaturen vid givare GT5 på 4 m nivå överstiger 70 °C kommer P-sol och P-ladd att gå såväl dag som natt tills dess att angiven temperatur understiger 65 °C (se figur 6.5). Denna s k nattkylning skall förhindra att vattnet i ackumulatorn börjar koka efter långa perioder med hög solinstrålning.

6.2 Fjärrvärme

På fjärrvärmesidan kan i princip två driftsfall inträffa, antingen tas värme från ackumulatorn eller så är ackumulatorn bortkopplad från nätet. Ett tredje driftsfall då ackumulatorn laddas från pannorna är möjligt, men användes inte.

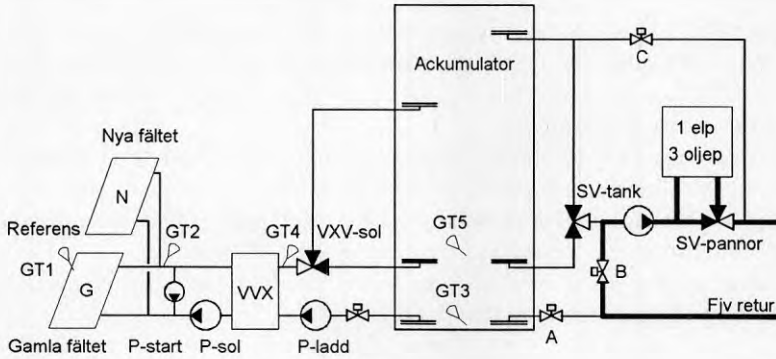
Driftsfall 6, urladdning av solvärme



Figur 6.6 Driftsfall 6, urladdning av solvärme.

I detta driftsfall är ventilen A öppen och ventilerna B och C stängda. Fjärrvärmenätets returvattnet går direkt in till botten av ackumulatorn. Värme tas normalt ut som en blandning från det övre och det nedre uttaget på ackumulatorn. Om vattnet inte är tillräckligt varmt eftervärmes det med hjälp av oljepannorna eller elpannan.

Driftsfall 7, ackumulatorn avstängd (vintertid)



Figur 6.7 Driftsfall 7, ackumulatorn avstängd.

Under de senaste vintrarna har ackumulatorn varit avstängd från fjärrvärmenätet. Detta åstadkommes genom att ventilen A och C hålles stängda samt ventil B öppnas. Vid tillräckligt hög solinstrålning kan det inträffa att solkretsen går igång och att en inladdning av värme sker till ackumulatorn. Denna energi kommer emellertid inte nätet till godo.

6.3 Säkerhetssystem

Utöver de ovan nämnda driftsfallen finns det ett par, som stänger av cirkulationen i solfångarfältet och i laddkretsen när vissa kriterier är uppfyllda.

Om temperaturen i solfångarfältet stiger för högt på så att det inte kyls via värmeväxlaren stannas cirkulationspumparna för att minska risken för höga temperaturer i hela anläggningen.

Om det uppstår läckage i fältet kommer trycket att sjunka. I detta fall stannas solpumparna för att undvika att de går torra.

Om kokning uppkommer i solfångarfältet kommer nivån att stiga i uppsamlingskärlet. För att undvika att ytterligare vätska tillföres solfångarna och förångas, stannas solpumparna vid en viss hög nivå i uppsamlingskärlet.

7. DRIFT AV ANLÄGGNINGEN

Den utbyggda solvärmeanläggningen har fungerat utan större problem. Det löpande underhållet har i princip bestått av gräsklippning, byte av krossade glas, kontroll av glykolhalten i solfångarsystemet samt dosering av rostinhibitorer i fjärrvärmesystemet.

Anläggningen har under hela mätperioden använts som en ren solvärmeanläggning. Möjligheten att lagra värme från pannorna i ackumulatorn har inte utnyttjats. Däremot har ackumulatorn varit bortkopplad från fjärrvärmenätet under vintern i avsikt att minska fjärrvärmenätets förluster.

Mätcentralens mät dator har hela tiden utnyttjats av driftpersonalen för kontroll av anläggningens funktion.

7.1 Läckage och flödesreglering i solfångarfältet

Till skillnad mot solfångarfältet i Falkenberg har de båda solfångarfälten i Nykvarn haft få problem med läckage. Slanganslutningarna tycks vara täta och det finns inga direkta skador orsakade av läckage innuti solfångarna. Endast vid några enstaka tillfällen har läckage konstaterats.

Flödet i det gamla solfångarfältet sänktes med ca 25 % i samband med tillkomsten av det nya fältet. Detta orsakas av att de båda parallellkopplade cirkulationspumparna inte förmår ge samma flöde genom hela den utbyggda anläggningen, som en enstaka pump gjorde i det gamla fältet före ombyggnaden.

Flödet i den nyare delen av fältet justerades efter det att anläggningen tagits i bruk (september 1991) för att ge samma flöde per kvadratmeter solfångararea, som i det gamla fältet. Justeringen utfördes med hjälp av ventiler i varje solfångarrad. Vid ventilerna finns tryckuttag för flödesbestämning.

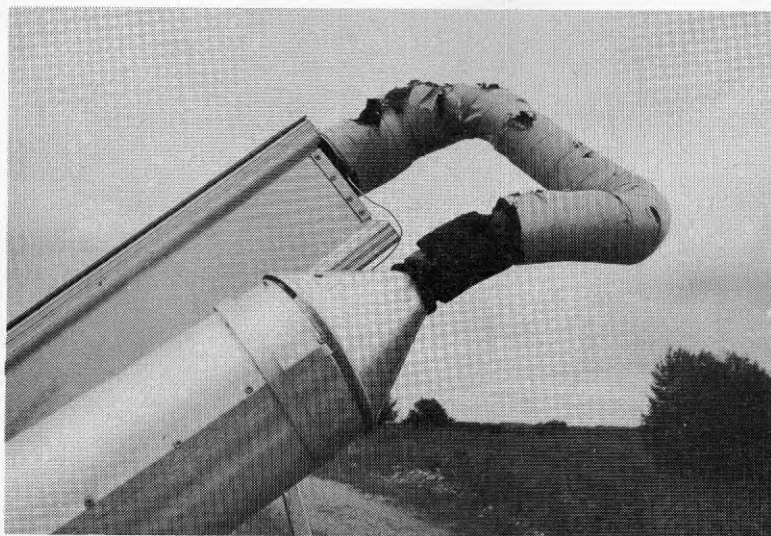
Efter denna justering isolerades samtliga rörledningar ovan mark genom att dessa byggdes in i aluminiumplåt vilka fylldes med polyuretanskum. Ett plaströr finns inskummat vid varje ventil på så sätt att man med ett speciellt verktyg kan komma åt ventilen. Tryckuttagen är däremot inte längre åtkomliga. Om isoleringen skulle utförts så att dess vore åtkomliga skulle kostnaden blivit avsevärt högre.

På grund av detta tillvägagångssätt finns nu ingen möjlighet att göra en ny, noggrann flödesjustering i solfångarfälten. Kontinuerliga mätningar av totala flödet, temperaturmätningar på glasytorna under drift samt akustiska observationer visar dock inga indikationer på att flödet skulle ha förändrat sig dramatiskt i någon krets hittills.

7.2 Skarvslangarna

I varje rad är solfångarmodulerna sammankopplade med flexibla, metallarmerade slangar. I det gamla fältet är dessa isolerade med Armaflex, en svart, skumplastliknande isolering. Denna isolering har skadats av fåglar på många

ställen. Troligen uppfattar fåglarna brus eller knäppningar under isoleringen vilket gör att de hackar upp den. I det nya fältet har isoleringen klätts in med en böjlig mantel av aluminiumplåt varigenom dessa skador undviks. Även det gamla fältets slangar har modifierats på detta sätt.



Figur 7.1 I gamla fältet isolerades rören med ett material, som gjorde fåglarna nyfikna.

7.3 Teflonfolien

Lossnande eller sammanklibbade teflonskikt har ständigt varit ett problem i de solfångare, som använt sådana som konvektionshinder.

I det gamla fältet finns få bristningar i folien medan det däremot är vanligt förekommande med ihopklibbade teflonskikt. Vid flera kontroller har konstaterats att i ca hälften av solfångarna har de båda teflonfolierna klibbat ihop på ca 1/3 av aperturen. Detta betyder att 1/6 av hela solfångararean har ihopklibbade teflonskikt.

TeknoTerm har under åren provat flera olika metoder för infästning av folien för att den inte skall ta skada och bristningar uppstå. I det nya solfångarfältet i Nykvarn har man lyckats betydligt bättre än tidigare. Teflonfolien är, med några få undantag, mycket väl spänd över hela aperturen och har så varit sedan anläggningen var ny. Dock händer det tidvis att teflonet klibbar mot glaset i några procent av solfångarna.

I tre av solfångarna i det nya fältet har teflonet helt rämnat. TeknoTerm avvaktar med reparation av detta eftersom man vill se hur det hela utvecklar sig.



Figur 7.2 På några ställen i det nya fältet har teflonfolien helt rämnat.

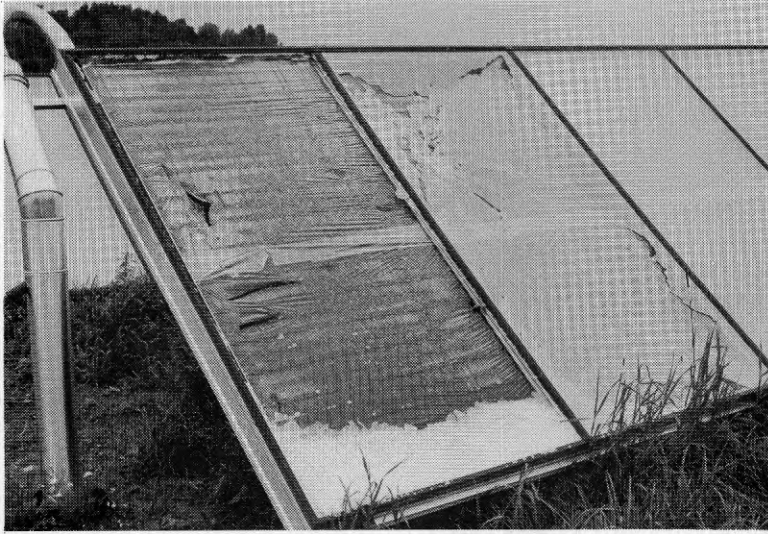
7.4 Solfångarglasen

Solfångarna är glasade med ett härdat, järnfritt glas med små knottor på den sida, som är vänd mot teflonfolie och absorbatör. Detta s k vattrade glas har tidigare ansetts släppa igenom mer ljus mot absorbatören än vanligt plant glas.

Ett stort antal glas har krossats under den tid Mätcentralen genomfört mätningar. Vid en genomgång under sommaren 1993 konstaterades att 34 glas i gamla fältet och 20 glas i det nya fältet har fått bytas ut. Några glas har fått sina skador av arbetsmaskiner eller från stenar, som slagit upp från en grästrimmer. De allra flesta har dock krossats genom avsiktlig skadegörelse.

Den borte delen av det nya fältet ligger inom ett ödsligt och mörkt område dit det leder en mindre grusväg. Ett flertal glas har här krossats med hjälp av stenar. Dessa stenar ligger ofta kvar i solfångaren tillsammans med glaskrosset. Det är också vanligt att teflonfolien spricker och ibland händer det att det blir bucklor i absorbatören.

Vid ett tillfälle, den 10 december 1991, noterades att totalt 16 glas var sönderslagna. 15 av dessa hörde till det nya fältets längst bort belägna rader.



Figur 7.3 Stora stenar ger skador på både glas, teflonfolie och absorbator.

Glaset är monterade på solfångarna med hjälp av formgjutna EPDM-gummilister. I det gamla fältet har några av dessa lister krympt något vilket kan ge öppningar för vattenläckage. I det nya fältet har dessa lister hittills klarat sig bättre.

7.5 Startpumpens kapacitet

Den sk startpumpen har använts när referenssolfångarens temperatur överstigit ett visst värde men temperaturen från solfångarna inte varit tillräckligt hög för att solpumparna skall starta. Under sommaren 1991 noterades att den befintliga startpumpens kapacitet var för liten. Detta medförde att fältets bortre delar kunde börja koka vid plötslig stark solinstrålning trots att startpumpen gick. I slutet av juni genomfördes därför en förändring av styrstrategin på så sätt att då referenssolfångarens temperatur överstiger inställt värde, startar solpumparna direkt i stället för att först låta startpumpen gå.

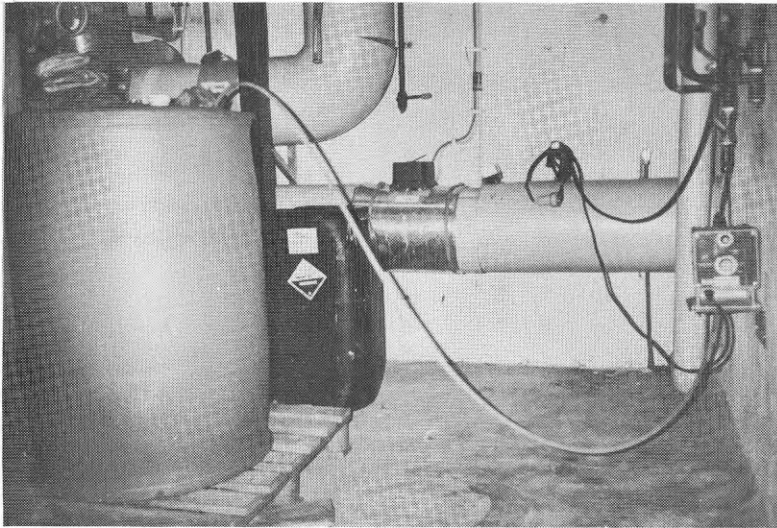
7.6 Ackumulatortanken

Akkumulatortanken har inte modifierats utan användes i sitt ursprungliga skick även efter utbyggnaden. Temperaturskiktningen fungerar mycket väl och dess volym är väl anpassad till det utbyggda fältet.

För att minska korrosionen av tankväggarna i den icke vattenfyllda delen högst upp, har ackumulatortanken försetts med en ångpanna, som skall fylla det övre utrymmet med mättad vattenånga med ett visst övertryck. All luft skall därmed försvinna ut genom det högst upp belägna vattenlåset och korrosionsrisken skall därmed minska. Flera beräkningar visar emellertid att en ångpanna av den storlek, som här användes (10.5 kW), inte på något sätt förmår upprätthålla en ångkudde i det fria utrymmet. Eftersom vattenytan tidvis har en för en värmeackumulator relativt låg temperatur, t ex 50 - 70 °C, kommer vattenångan att kondenseras mot vattenytan och även mot tankens väggar och topp.

Vattenlåset, som användes gav i början upphov till problem eftersom vattnet i det ångade bort. Detta har man åtgärdat genom att använda en dränkbar pump, som hela tiden pumpar upp en liten del av ackumulatorvattnet till vattenlåset. Överskott av vatten får rinna tillbaka ned i tanken.

Störningar av vattenytan tillsammans med avsaknaden av ångkudde ger upphov till hög syresättning av ackumulatorvattnet och därmed risk för rostangrepp i Nykvarns fjärrvärmenät. För att motverka detta tillsättes relativt stora mängder rostinhibitorer av typ MITCO R46L, varje år.



Figur 7.4 Automatisk dosering av rostinhibitorer.

I augusti 1991 upptäcktes rinnande vatten längs med ackumulatorns sida en bit ovanför utrymmet för ångpannan. Den 14 augusti monterades en del av täckplåtarna och isoleringen ned för kontroll. Felet visade sig vara sönderrostat ångrör från ångpannan.

7.7 Underhåll

Nödvändigt underhåll av solfångarfältet består i första hand av gräsklippning samt kontroll av glas och läckage. Vid glaskross görs bytet av personal på platsen. I underhållet ingår även kontroll av syrehalt i ackumulatorvattnet samt dosering av rostinhibitorer.

Solfångarnas glas kan tidvis få en beläggning av damm och smuts men denna sköljs normalt bort vid nästa regnväder. Någon manuell glasrengöring har därför inte varit nödvändig.

I övrigt görs kontroller av glykolhalten i solfångarkretsen samt diverse nivåer. Utöver detta görs manuella omställningar av ventiler för bortkoppling av ackumulatorn vintertid samt vissa manuella ingrepp i styr- och reglersystemet för att under vissa perioder undvika att elpannan får alltför korta drifttider.

8. MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA

För att kunna genomföra en utvärdering har Mätcentralen vid Chalmers Tekniska Högskola genomfört mätningar i projektet sedan sommaren 1991. Utvärderingen baserar sig emellertid i första hand på data insamlade under kalenderåret 1992.

Mätprogrammet har utformats så att det skall bli enkelt göra en jämförelse med Falkenbergsprojektet och det första Nykvarnsprojektet. Mätningarna har dock förenklats något med stöd av de erfarenheter, som erhållits från de nämnda projekten.

Mätningarna baserar sig på data från 55 givare varav 39 är analoga av typ temperaturgivare och 16 är digitala av typ elmätare och flödesmätare. Data från dessa givare mäts med hjälp av mät datorn var annan minut. Varje timma genomförs därefter en del beräkningar med åtföljande datareduktion. Dessa timvärden sparas i en datafil, som kommer att innehålla ett dygns data i form av 24 uppsättningar timvärden. Mätdata har överförts till Mätcentralen en gång per vecka via telefonmodem.

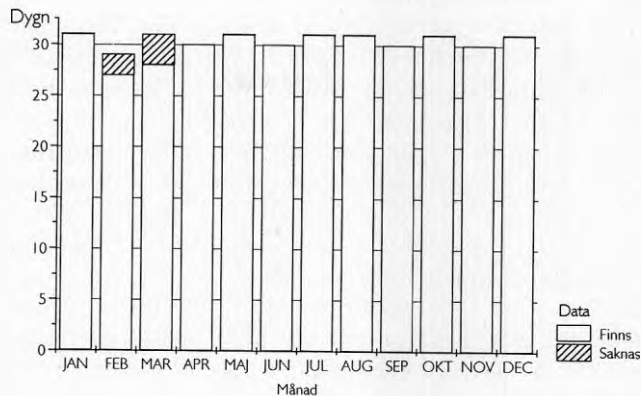
En redogörelse för mätningarna och de givare, som använts, finns i bilaga 1.

Mätningarna har omfattat

- Total solinstrålning i solfångarnas plan samt utomhustemperatur vid värmecentralen och i solfångarfältet.
- Värme från vart och ett av solfångarfälten, värme till ackumulatortank, värme från ackumulatortank och värme levererad ut på fjärrvärmesystemet.
- Status och drifttider för samtliga driftsfall.
- Värmebärartemperaturer vid in- och utlopp till de båda solfångarfälten, värmepump, ackumulatortank, pannor och fjärrvärmesystemet.
- Temperaturer på 18 olika nivåer i ackumulatortank.

Mät datorn har varit placerad i ett personalrum i värmecentralen. Eftersom man på mät datorns bildskärm har kunnat få fram systembilder och tabeller med aktuella data över systemets funktion har mät datorn varit till god nytta för övervakning vid den löpande driften.

Under den aktuella mätperioden, kalenderåret 1992, har datatillgängligheten varit mycket hög. Under sammanlagt endast fem dagar har databortfallet varit större än 2 timmar. Detta har inträffat under februari och mars då ju solvärmecentralen ändå knappt producerar någon energi. Utöver detta finns ett två timmar långt databortfall under juli månad.



Figur 8.1 Mätdatainsamlingssystemets tillgänglighet under utvärderingåret 1992.

8.1 Kontroll av givare

De flödesmätare, som användes för bestämning av energier från solfångarfälten, kontrollerades före installationen av Göteborgs Mätarservice, som är auktoriserad mätplats. Övriga flödesmätare fanns redan inmonterade i anläggningen och kunde inte monteras ned för kalibrering. Eftersom energierna i systemet, framförallt på solsidan av ackumulatorn, kan bestämmas på mer än ett sätt, har det dock funnits möjlighet till kontroll av övriga delar av mätsystemet.

Befintliga temperaturgivare har vid flera tillfällen kontrollerats mot en referensgivare och uppmätta avvikelser har använts av datainsamlingsprogrammet för korrigerering.

Temperaturgivarna i ackumulatorn levererades med provningsprotokoll. Den enda kontroll, som efter installationen varit möjlig att genomföra på dessa givare, har varit kontroll av elektriskt överslag mellan givare och ackumulatorns vatten. Dessa givare fungerade utmärkt under hela mätperioden. Under sommaren 1993 har däremot ett flertal blivit vattenskadade.

Pyranometer kontrollerades vid Statens Provnings- och Forskningsinstitut både före och efter utvärderingsperioden. Solfångarnas och pyranometers lutning har också kontrollerats.

Uppskattade onoggrannheter hos givare samt uppmätta och beräknade data redovisas i bilaga 1.

8.2 Mätproblem

Mätningarna har i stort sett varit problemfria vad det gäller de givare, som varit viktiga för utvärderingen av solvärmeanläggningen. Mätningarna i själva fjärrvärmecentralen har däremot förorsakat ett flertal problem. Dessa har visat sig som felaktiga värmebalanser i de olika systemen. Kontroller på plats har i samtliga fall visat att problemen orsakats av nytillkomna av- eller påstick på retur- eller framledningen i fjärrvärmenätet. Eftersom utvärderingen i första hand avsett solvärmeanläggningens funktion har de nämnda mätfelen korrigerats så gott det varit möjligt.

8.3 Utvärderingsprogram

Bearbetning av mätdata har i första hand genomförts med hjälp av programmet SAS, ver 6.04 för DOS, samt senare med hjälp av SAS, ver 6.06 för Windows. SAS är ett mycket användbart program för bearbetning av stora datamängder speciellt då de som i detta fall är tidsbaserade.

Eftersom SAS inte har bra verktyg för att åstadkomma publiceringsfärdiga diagram har beräknade data förts över till grafikprogrammet Origin, ver 2.24.

Övrig programvara, som använts, är Micrografix Designer, ver 3.1, samt PhotoFinish, ver 2.0 från Z-soft.

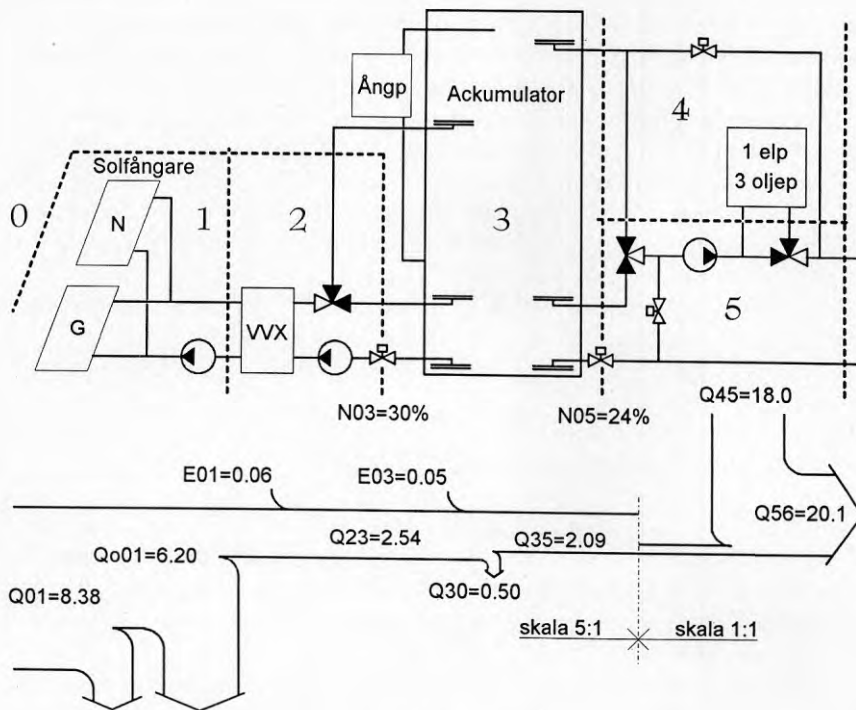
9. DRIFTSRESULTAT

Solvärmecentralen i Nykvarn levererade under kalenderåret 1992 totalt 2.09 GWh till fjärrvärmenätet. Detta motsvarar 0.28 MWh per kvadratmeter solfångare. Om hänsyn toges till förbrukad elenergi, 0.11 GWh, blir nettoenergin 1.98 GWh. Detta motsvarar i sin tur 9.9 % av den totala fjärrvärmelasten, som under året var 20.1 GWh. Den totala instrålningen mot solfångarna i de båda fälten var samtidigt 8.38 GWh (1.12 MWh/m^2).

De storheter, som användes i detta avsnitt, finns definierade i bilaga 2.

9.1 Översikt

I figur 9.1 finns anläggningens viktigaste energiflöden för kalenderåret 1992 redovisade.



Figur 9.1 Energiflöden i GWh genom produktionsanläggningen i Nykvarns fjärrvärmesystem. På gränserna mellan delsystemen anges en verkningsgrad, som anger hur stor andel av den mot solfångarna instrålade energin, som når gränsen ifråga. Solinstrålningen under mätåret 1992 var något högre än normalt.

Solfångarna i de båda solfångarfälten har under mätåret träffats av 8.38 GWh solinstrålning. Under vissa tider på dygnet är solinstrålningen så låg att solfångarna inte kan utnyttja den för laddning av ackumulatort, dvs systemet startar inte. Under den tid systemet är i drift infaller emellertid 6.20 GWh varav 2.48 GWh överföres till ackumulatort. Till detta kommer större delen av den el, som förbrukas av de båda cirkulationspumparna. Totalt överföres därmed 2.54 GWh till ackumulatort vid en temperatur av 61.3 °C (energiviktat medelvärde). Detta innebär att 30% av den instrålade energin tas tillvara.

Energi tillförs även i form av el till ackumulatortns ångpanna. Det mesta av denna energi kommer ackumulatortvattnet tillgodo.

Akkumulatortns förluster är under året 0.50 GWh, vilket innebär att 2.09 GWh matas ut på fjärrvärmenätet via de två utloppsdyssorna. Genomsnittlig temperatur för detta vatten är 54.9 °C, vilket medför att temperaturen sjunker med 6.4 °C i lagret.

Värmeverket's tre oljepannor producerar tillsammans med elpannan 18.0 GWh värme under året. 0.11 GWh tillföres solvärmeverket i form av el till pumpar och ångpanna. Andelen solvärme är därmed 9.9% under 1992.

De båda solfångarfältens funktion beskrivs i avsnitt 9.2. Där presenteras märesultaten i form av månadsvärden, dygnsvärden mm. Gångse diagramtyper användes vilket underlättar jämförelsen med de tidigare utvärderade solvärme-projekten Nykvarn etapp 1 och Falkenberg.

Solvärmeanläggningens driftresultat redovisas översiktligt i fyra diagram samt i en tabell. Dessutom redovisas viktiga data för de två fälten var för sig.

Vidare redovisas nyttiggjord energi som funktion av instrålade energi för de två fälten i form av s k "input-output"-diagram. Diagram finns för två klasser av data för hela mätåret. Dessutom redovisas temperaturförhållandena i solfångarkretsarna i form av varaktighetsdiagram.

Akkumulatortns funktion beskrivs i avsnitt 9.3. Där visas temperatur-skiktningen vid inlagring och uttag av värme under ett dygn.

Solvärmeanläggningens samverkan med övriga delar i fjärrvärmesystemet presenteras i avsnitt 9.4.

9.2 Solfångarkrets och laddkrets

Solfångarfältets nya och gamla del har båda fungerat bra. Verkningsgraden för det nya fältet har inte helt nått upp till de höga värden, som förväntats. Å andra sidan är konstruktion och utförande bättre än i Nykvarn etapp 1 och i Falkenberg. Detta ger förutsättningar för en lång livslängd samt låga underhållskostnader på sikt.

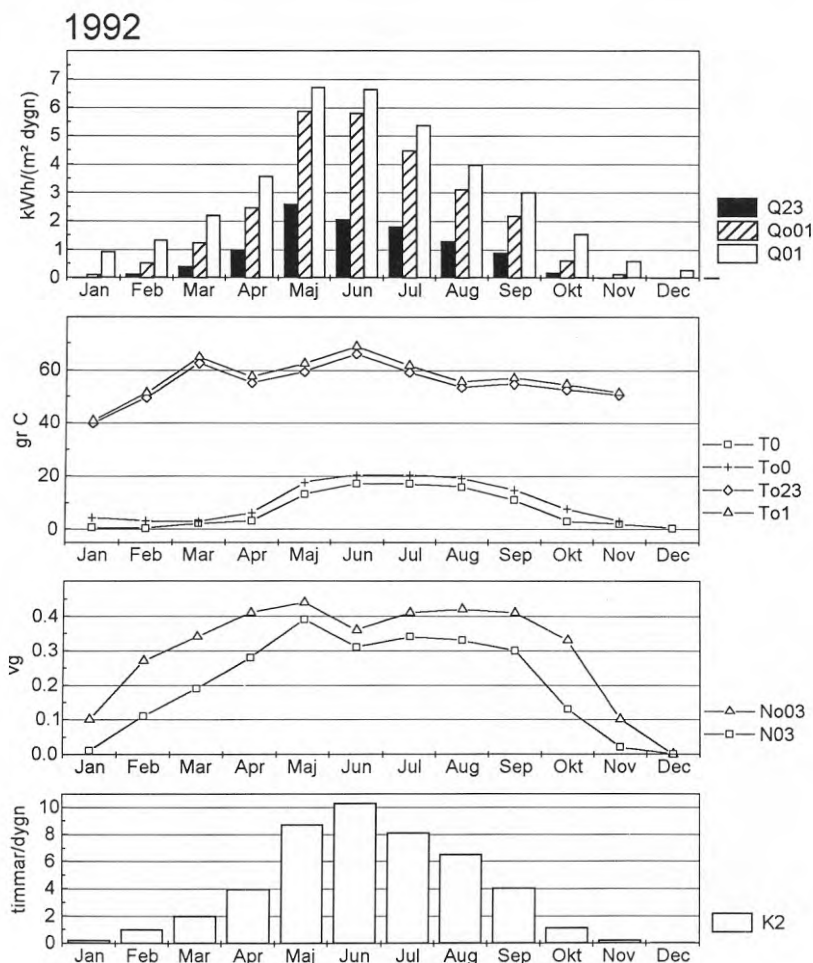
Nedanstående tabeller och diagram visar hela anläggningens funktion under mätåret 1992. I tabell 9.1 och i figur 9.2 betraktas de båda solfångarfälten, som en enhet.

Tabell 9.1 Driftsresultat för solvärmecentralen i Nykvarn för perioden januari 1992 t o m december 1992. Vid beräkning av årsvärden har saknade värden ersatts med medelvärdet för övriga dygn under månaden. Inga dygn saknas under solvärmesäsongen.

Storhet	Beteckning	GWh	MWh/m ²
Total solinstrålning mot solfångaren	Q01	8.38	1.12
Total solinstrålning mot solfångaren under drift	Qo01	6.20	0.83
Insamlad solvärme till ackumulatorn	Q23	2.54	0.33
Driftsel för insamling av solvärme	E01	0.06	0.01
Driftsel till ackumulatorn	E03	0.05	0.01
Värmeförlust från ackumulatorn ¹	Q30	0.50	0.06
Värme från ackumulatorn	Q35	2.09	0.28
Värme från pannorna	Q45	18.0	
Värme till fjärrvärmenätet	Q56	20.1	

Storhet	Beteckning	Värde
Utomhustemperatur	T0	7.3 °C
Utomhustemperatur under drift	To0	16.4 °C
Solfångarnas temp under drift	To1	62.6 °C
Solfångarnas övertemp under drift	Tdo01	46.3 °C
Solvärmens temp före värmeväxlare	Te12	64.5 °C
Solvärmens temp före ackumulator	Te23	61.3 °C
Temperatur efter ackumulator	Te35	54.9 °C
Temp hos värme till fjärrvärmenätet	Te56	70.1 °C
Solfångarkretsens totalverkningsgrad	N03	30 %
Solfångarkretsens verkningsgrad under drift	No03	40 %
Solvärmecentralens verkningsgrad	N05	24 %
Solfångarkretsens drifttid (inkl dumpning ¹)	K2	1424 h
Andel solvärme	N9	9.9 %

¹ Värmeförlusten från ackumulatorn var under året 0.50 GWh. Av detta utgör 0.07 GWh den energi, som under maj, juni och juli under 67 nattliga timmar dumpades ut till fältet eftersom ackumulatorns temperatur blev för hög.



Figur 9.2 Översikt över solfångar/laddkretsens funktion 1992. Månadsmedelvärden av dygnsvärden. Diagram 1 visar total solinstrålning, Q01, solinstrålning under 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, To23. Diagram 3 visar solfångarkretsens totalverkningsgrad, N03, och dess verkningsgrad under drift, No03. Diagram 4 visar solfångarkretsens dagliga drifttid, K2.

Tabell 9.3 Driftresultat för de båda solfångarfälten i Nykvarn för perioden januari 1992 t o m december 1992. Vid beräkning av årsvärden har saknade värden ersatts med medelvärdet för övriga dygn under månaden. Inga hela mätdygn saknas under solvärmesäsongen.

Storhet	Beteckning	GWh	MWh/m ²
Total solinstrålning mot gamla solfångarfältet	Q01g	4.47	1.12
nya solfångarfältet	Q01n	3.91	1.12
Total solinstrålning under drift mot gamla solfångarfältet	Qo01g	3.31	0.827
nya solfångarfältet	Qo01n	2.89	0.827
Insamlad solvärme från gamla solfångarfältet	Q12g	1.37	0.342
nya solfångarfältet	Q12n	1.17	0.333

Storhet	Beteckning	Värde
Utomhustemperatur	T0	7.3 °C
Utomhustemperatur under drift	To0	16.4 °C
Solfångarnas temp under drift gamla solfångarfältet	To1g	62.5 °C
nya solfångarfältet	To1n	62.7 °C
Solfångarnas övertemp under drift gamla solfångarfältet	Tdo01g	46.2 °C
nya solfångarfältet	Tdo01n	46.4 °C
Solvärmens temp före värmväxlare gamla solfångarfältet	Te12g	64.3 °C
nya solfångarfältet	Te12n	64.8 °C
Värmebärarens flöde gamla solfångarfältet	Fo1g	18.0 l/s
nya solfångarfältet	Fo1n	15.0 l/s
Specifikt flöde gamla solfångarfältet		16.2 l/h * m ²
nya solfångarfältet		15.4 l/h * m ²

26% av solinstrålningen infaller med så låg energi att den inte kompenserar för värmeförlusterna i solfångarna. Detta innebär att temperaturen inte blir tillräckligt hög för att solvärmeanläggningen skall starta. I solvärmeanläggningen i Falkenberg (BFR R23:1993) var motsvarande siffra 35%.

När referenssolfångarens temperatur överstiger inställt börvärde (ca 30 °C) startar en lokal cirkulation i solfångarkretsarna. Då det cirkulerande vattnet har uppnått ca 35 °C temperatur startar "solpumpen" cirkulationen genom värmeväxlarens primärkrets. När vattnet i denna krets har en temperatur, som överstiger temperaturen i botten av ackumulatortank med ca 3 °C, startar anläggningen genom att "laddpumpen" går igång. Solinstrålningen måste vara tillräckligt hög för att starta den lokala cirkulationen och dessutom ge tillräckligt hög temperatur från solfångarna.

I det övre diagrammet i figur 9.2, kan man bli se hur stor del av den instrålade energin, som överförs till ackumulatortank i form av värme.

Då anläggningen är i drift är solfångarfältets temperatur, här definierad som medeltemperaturen mellan solfångarfältets in- och utlopp, ca 63 °C (To1). Solvärmens temperatur före värmeväxlaren är ca 65 °C (Te12). Efter värmeväxlaren är den ca 3 °C lägre (Te23). De senare temperaturerna är sk energiviktade medelvärden vilket innebär att de bäst representerar drifttillstånd med högt energiutbyte från solfångarna.

I det tredje diagrammet uppifrån i figur 9.2 redovisas verkningsgraden för solvärmeanläggningen. Verkningsgraden räknat som förhållandet mellan energi levererad till ackumulatortank och totalt instrålad energi är under solsäsongen ca 34%. Om man däremot enbart räknar med instrålad energi under drift blir verkningsgraden ca 42%. Den lägre verkningsgraden under juni månad orsakas av tidvis mycket höga ackumulatortemperaturer. Man kan konstatera att verkningsgraden under drift är några procentenheter lägre än den var vid utvärderingen av etapp 1 av denna anläggning (BFR R26:1989) men något högre än i Falkenbergsanläggningen.

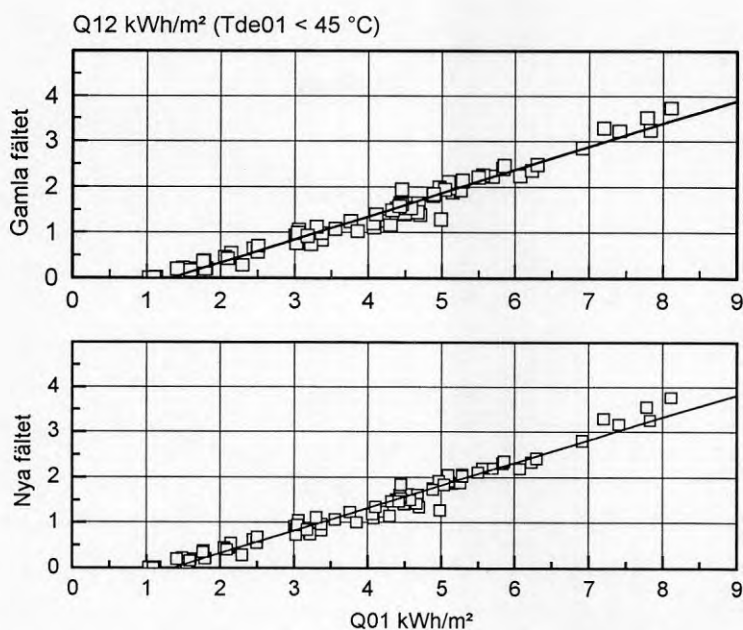
I tabell 9.3 redovisas vissa data för vart och ett av de båda solfångarfälten. Specifika flödet i det nya fältet är ca 5% lägre än i det gamla fältet vilket påverkar dess temperaturer, som är några tiondels grader högre än temperaturerna i det gamla fältet.

Det gamla fältet gav under mätåret ca 3% mer energi per ytenhet än det nya, 342 kWh/m² respektive 333 kWh/m².

9.2.1 Input-Output-diagram

Ett vanligt sätt att presentera dygnssummor av energin från ett solfångarfält är med hjälp av ett sk input-output-diagram. Solfångare, som arbetar under konstanta temperaturförhållanden, uppvisar ett linjärt samband mellan insamlad solvärme, Q12, och total solinstrålning, Q01. Detta gäller såväl för korta driftstider som för medelvärden över längre tider (Perers et al 1985).

På följande sidor finns input-output-diagram för de två fälten fördelade på två klasser med avseende på solfångarfältets energiviktade övertemperaturer.



Figur 9.3 Input-output-diagram för de båda solfångarfälten då Tde01 < 45 °C. I figurerna finns redovisade dygnssummor av insamlad solenergi, som funktion av totalt under dygnet instrålad energi mot respektive solfångare för de dygn då medelvärdet av den energiviktade övertemperaturen, Tde01, är mindre än 45 °C. Endast dagar under månaderna april t o m septemper har medtagits. Vidare har alla värden för vilka Q01 < 1 kWh/m² tagits bort.

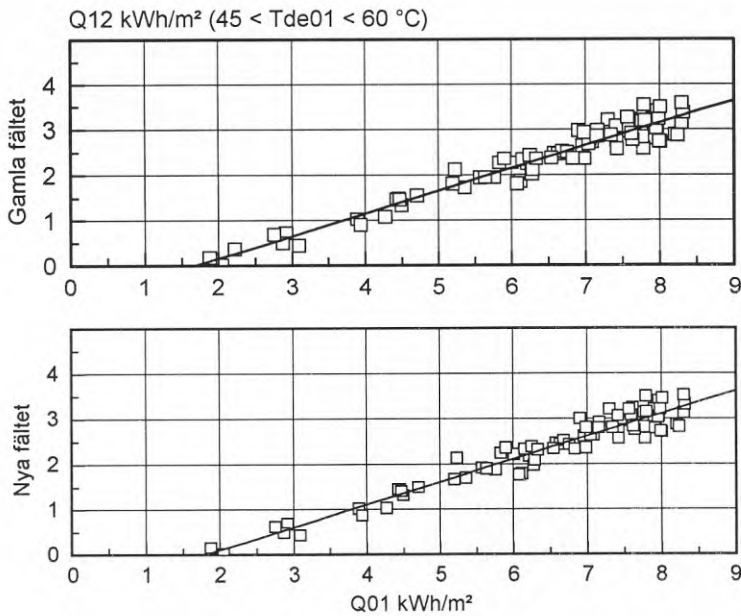
Enkel linjär regression har utförts för att bestämma det insamlade värmets, Q12g resp Q12n, beroende av den mot solfångarna instrålade totala energin, Q01. Den räta linjen

$$Q23 = k * Q01 + l$$

har anpassats till data för de två fälten och för respektive klass.

Regressionskoefficienten k , talar om hur stor andel av den totala solinstrålningen, som respektive solfångare förmår överföra till systemets värmeväxlare i form av värme. Skärningen med x-axeln, $-l/k$, talar om hur stor solinstrålningen behöver vara under en dag för att solvärmeanläggningen skall starta och värme levereras till ackumulatorn.

Data för anpassningen finns redovisade i tabell 9.2 på nästa sida.



Figur 9.4 Input-output-diagram för de båda solfångarfälten då $45 \leq T_{de01} < 60$ °C. I figurerna finns redovisade dygnssummor av insamlad solenergi, som funktion av totalt under dygnet instrålad energi mot respektive solfångare för de dygn då medelvärdet av den energiviktade övertemperaturen, T_{de01} , är större än eller lika med 45 °C, men mindre än 60 °C. Endast dagar under månaderna april t o m september har medtagits.

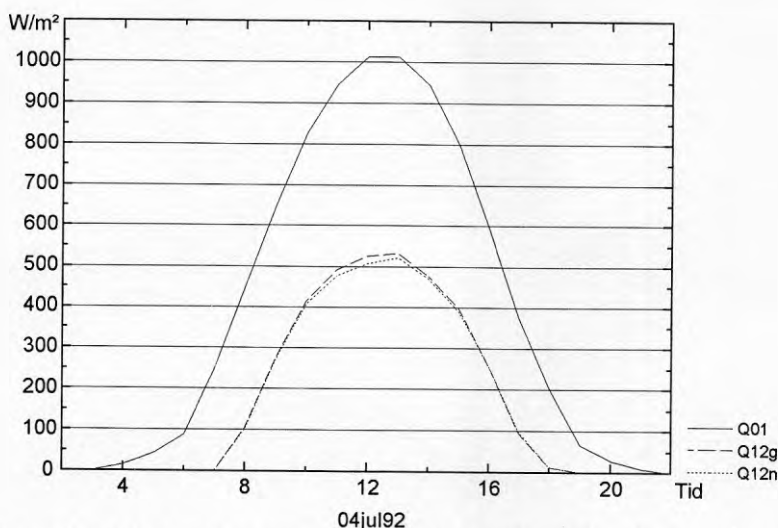
I Tabell 9.2 är determinationskoefficienten, r , är ett mått på godheten hos anpassningen. N är antalet talpar i respektive anpassning.

Tabell 9.2 Enkel linjär regression för dygnssummor.

Fält	Klass	k	l	r	N
Gamla	$T_{de01g} < 45$	0.508	-0.677	0.98	79
Nya	$T_{de01n} < 45$	0.499	-0.671	0.98	80
Gamla	$45 \leq T_{de01g} < 60$	0.499	-0.840	0.97	81
Nya	$45 \leq T_{de01n} < 60$	0.502	-0.892	0.97	80

9.2.2 Solfångarfältens termiska verkningsgrad

Vi har tidigare sett att det nya fältet inte förmår producera riktigt lika mycket energi per kvadratmeter, som det gamla fältet. I figur 9.5 redovisas totalt instrålad effekt tillsammans med uttagen effekt från gamla respektive nya fältet. Data är från den 4 juli 1992, en riktigt klar och fin sommardag. I diagrammet kan man se att det nya fältet producerar aningen mindre energi än det gamla.



Figur 9.5 Mot solfångarna totalt instrålad effekt, Q01, tillsammans med effekten från gamla, Q12g, resp ny fältet, Q12n, för den 4 juli 1992, en strålande vacker sommardag.

Med de beteckningar, som användes i denna rapport, kan den plana termiska solfångarens termiska verkningsgrad beskrivas med hjälp av följande samband:

$$N03 = \frac{Q23}{Q01} = n0 - (k0 + k1 * Td01) * \frac{Td01}{Q01}$$

där $n0$, $k0$ och $k1$ är konstruktionsberoende parametrar.

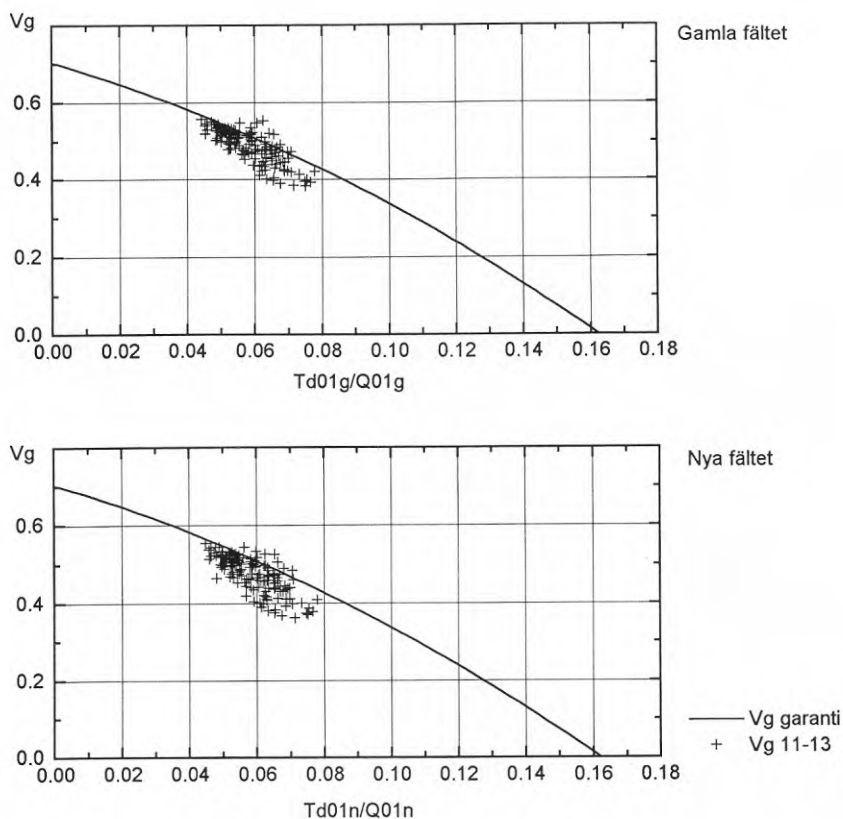
För att ovanstående samband skall gälla skall solinstrålningen träffa solfångaren rakt framifrån. Solfångarens inloppstemperatur skall vara konstant och dess utloppstemperatur skall ha uppnått ett konstant värde. Det är sällan sådan ideala tillstånd råder i en verklig solvärmeanläggning. Trots detta kan sambandet vara en bra utgångspunkt vid bedömning av en sådan anläggning.

I diagrammen på följande sidor anges verkningsgraden, $N03$, som funktion av solfångarfältets normerade övertemperatur, $Td01/Q01$, där

$$\frac{Td01}{Q01} = \frac{\frac{T_{inlopp} + T_{utlopp}}{2} - T_{ute}}{Q01}$$

Vidare gäller att i samtliga fall är solinstrålningen korrigerad med avseende på infallsvinkeln med hjälp av en s k "incidence angle modifier, $K_{\alpha\tau}$ ", där

$$K_{\alpha\tau} = 1 + b_0 * (1/\cos(\theta) - 1) \quad \text{och} \quad b_0 = -0.15$$

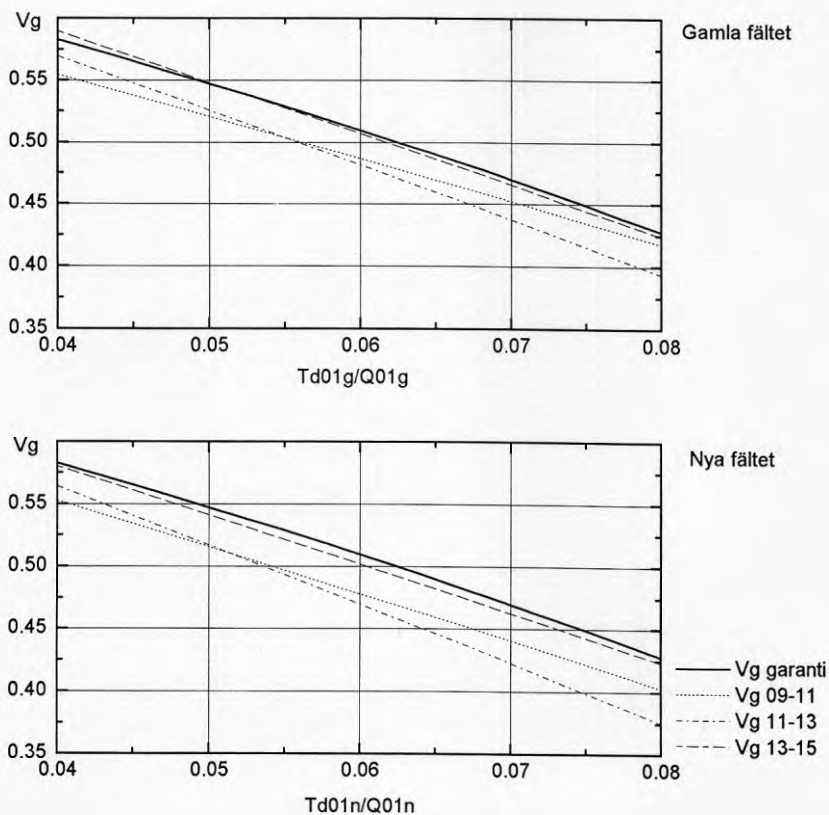


Figur 9.6 Diagram över solfångarfältens termiska verkningsgrad under solsäsongen 1992. Punkterna representerar timvärden av verkningsgraden i tidsintervallet 11-13 då solinstrålningen varit $> 750 \text{ W/m}^2$. Den heldragna linjen representerar förväntade och även uppnådda värden i Nykvarn etapp 1.

Punkterna i diagrammet på föregående sida representerar beräknade timvärden av verkningsgraden under de timmar då anläggningen har varit i kontinuerlig drift mellan kl 11 och 13 samt att under denna tid solinstrålningen varit minst 750 W/m^2 , dvs i praktiken klara, fina dagar.

På liknande sätt kan man skapa ytterligare två klasser av data, nämligen för tiden 9 - 11 och 13 - 15 med i övrigt samma villkor som ovan. Till var och en av dessa tre klasser av data, som representeras av tre punktsvärmar, kan man med linjär regression anpassa räta linjer, som ger oss en antydan om hur verkningsgraden har varit under morgon, middag och eftermiddag.

I figur 9.7 finns dessa linjer redovisade tillsammans med den s k garantikurvan, som i sin tur motsvarar den verkningsgrad som var utlovad och uppnåddes i Nykvarn etapp 1 (se även avsnitt 9.2.3).



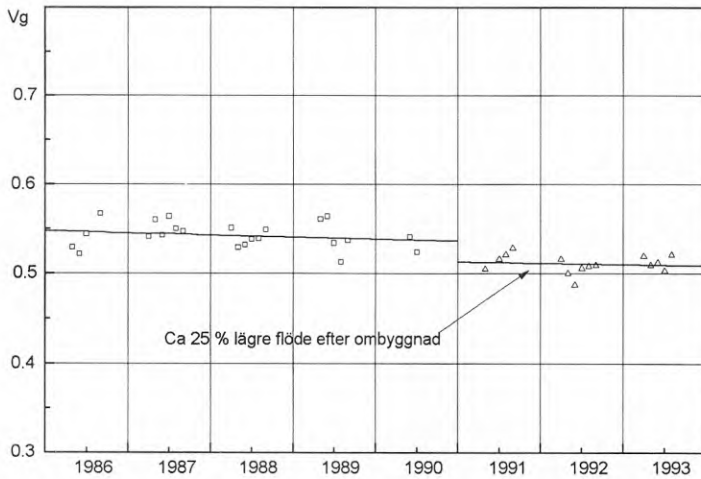
Figur 9.7 Enkel linjär regression har här använts för att anpassa räta linjer till olika klasser med data. Prickade linjer anger morgon-data, streckprickade linjer anger mitt-på-dagen-data och de streckade linjerna anger eftermiddagsdata.

I figur 9.7 representerar de prickade linjerna solfångarfältens verkningsgrad på morgonen mellan kl 9 och 11. Kulvert och solfångare skall då värmas upp från den temperatur de haft under natten vilket gör att utbytet och därmed verkningsgraden vanligtvis inte är så hög, speciellt vid lägre övertemperaturer. Under eftermiddagen mellan kl 13 och 15 återföres en del av den i kulvert och solfångare upplagrade värmen vilket gör att verkningsgraden blir högre (streckad linje). Mitt på dagen, då stabila förhållanden råder, kan man förvänta sig att de uppmätta verkningsgraderna skall vara representativa för solfångarfälten (punkt-streckad linje).

Ur figur 9.6 kan man se att fältet arbetar med $0.060 \text{ } ^\circ\text{C m}^2/\text{W}$ som typisk normerad övertemperatur. En beräkning av den termiska verkningsgraden för de båda fälten vid denna övertemperatur ger att det gamla fältet har verkningsgraden 0.482 medan det nya fältet har verkningsgraden 0.470. Motvarande värde för solfångarfältet i Falkenberg, var vid samma övertemperatur 0.455 under mätperioden 1990-1992.

Det förtjänar att påpekas att ovanstående värden har för många siffror i förhållande till mätningarnas onoggrannhet. De angivna värdena bör därför enbart användas för en jämförelse mellan fälten.

9.2.3 Verkningsgradens variation under perioden 1986 - 1992



Figur 9.8 Verkningsgraden för det gamla solfångarfältet beräknad vid $0.055 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ för åren 1986 till 1993.

Tidigare har nämnts att det gamla nykvarnfältet från början hade en termisk verkningsgrad, som uppgick till de värden, som den s k garantikurvan visar. I

de här presenterade mätdata är det uppenbart att så inte längre är fallet och det kan därför vara intressant att försöka hitta orsaken till detta.

Mätcentralen har genomfört mätningar på solvärmeanläggningen i Nykvarn sedan 1986 och detta medför att det finns åtta års mätdata, som visar vad som händer i en solvärmeanläggning med åren. I figur 9.8 kan man se att verkningsgraden för det gamla fältet minskar något för varje år. Detta beror troligen på att förändringar inträffar i absorbatorns ytskikt. Sammanhållande teflonfolier och nedsmutsade glas medverkar också. Dessutom har man vid utbyte av trasiga glas på senare tid börjat använda järnhaltigt glas, som släpper igenom ca 4 % mindre ljus till absorbatoren.

En stor förändring inträffar då anläggningen startar efter tillbyggnaden av det nya fältet i etapp 2. I solkretsen övergår man från att använda en cirkulationspump till att använda två pumpar. Kapaciteten räcker dock inte till för att hålla uppe flödet vid tidigare värden utan flödet sjunker med ca 25 % i det gamla fältet. Nya flöden blir efter injusteringar 17.9 l/s i gamla fältet (tidigare ca 24 l/s) och 14.9 l/s i nya fältet. Den lägre genomströmningen ger högre temperaturer vilket medför större förluster. Normalt skall detta innebära att punkterna i verkningsgradsdiagrammen (se figur 9.6) flyttas åt höger mot en högre normerad övertemperatur där värdena förväntas ligga något lägre enligt den utritade sk garantikurvan. Det visar sig dock att värdena sjunker mer än vad kurvan anger vilket kan förklaras med att den angivna kurvan (och modellen) förutsätter en linjär temperaturökning mellan inlopp och utlopp i solfångaren. Detta gäller inte i ett solfångarfält där temperaturen kan förväntas stiga olinjärt i varje rad. I början av raden stiger den snabbt men i slutet av raden, där temperaturen är högre och förlusterna större, stiger den långsammare.

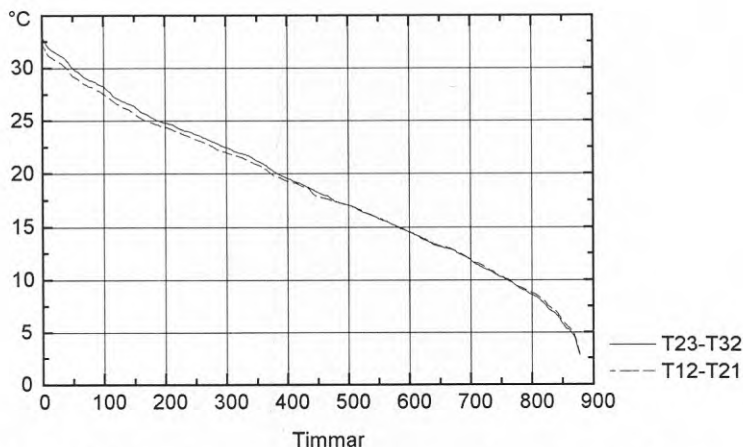
De större förlusterna orsakar att det gamla fältet producerar något mindre energi under ett genomsnittligt år än vad det gjorde före ombyggnaden.

9.2.4 Temperaturförhållanden i solfångarkretsarna

Flödet i laddkretsen, dvs mellan värmeväxlare och ackumulator, har varit ca 30 l/s och har varierat mycket lite under mätperioden. Även i solfångarkretsarna har flödena varit mycket stabila. Enligt de siffror, som angavs i föregående avsnitt har flödet varit 16.1 l/m² h i gamla fältet och 15.3 l/m² h i det nya. Värmekapacitetsflödena är praktiskt taget lika i solkrets och laddkrets med några procents övervikt på solsidan.

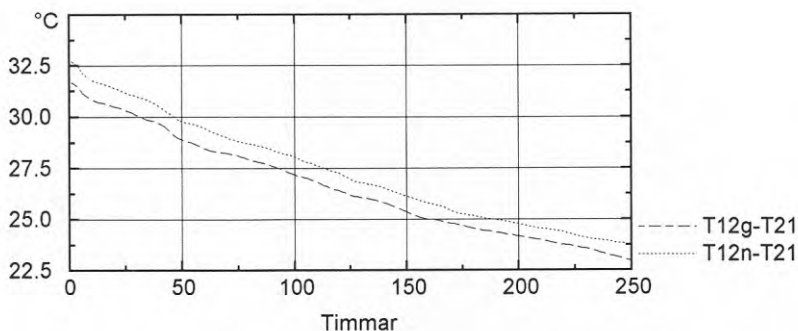
Varaktighetsdiagram över temperaturstegringen över de båda solfångarfälten respektive över värmeväxlarens laddkrets återfinnes i figurerna 9.9 och 9.10. Diagrammen avser data för 1992 och omfattar totalt 879 timmar.

Enligt figur 9.9 är temperaturstegringen över värmeväxlarens sekundärsida, dvs laddsidan, något högre än över värmeväxlarens primärsida, dvs solsidan. Högsta temperaturstegringen över laddsidan är 33.3 °C vilket är 0.7 °C högre än för solsidan av värmeväxlaren.



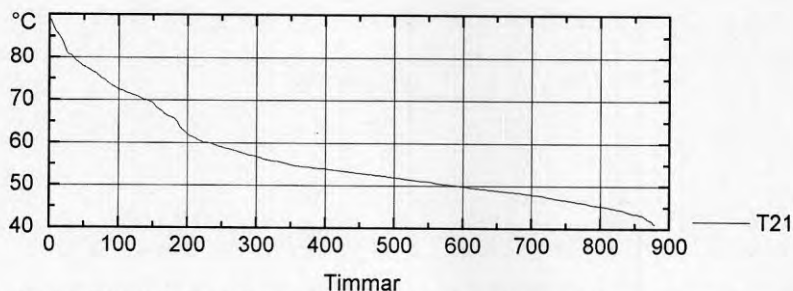
Figur 9.9 Varaktighetsdiagram för temperaturstegringen över solfångarna, T12-T21 respektive över värmväxlarens sekundärsida (laddsidan), T23-T32.

Temperaturstegringen över det nya fältet är som högst 33.3 °C och över det gamla fältet högst 32.2 °C. Medianvärdet är ca 16 °C. Differensen mellan nya och gamla fältet varierar mellan 0.5 och 1.1 °C.



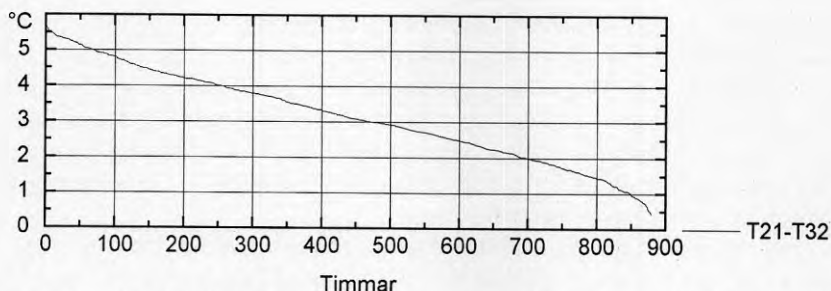
Figur 9.10 Del av varaktighetsdiagram över de båda solfångarfältens temperaturstegring. Som synes är den något högre över det nya fältet än över det gamla.

I figur 9.11 visas ett varaktighetsdiagram över solfångarfältens inloppstemperatur, T21, för solsäsongen 1992. Inloppstemperaturen var som högst 89.8 °C och som lägst 39.8 °C



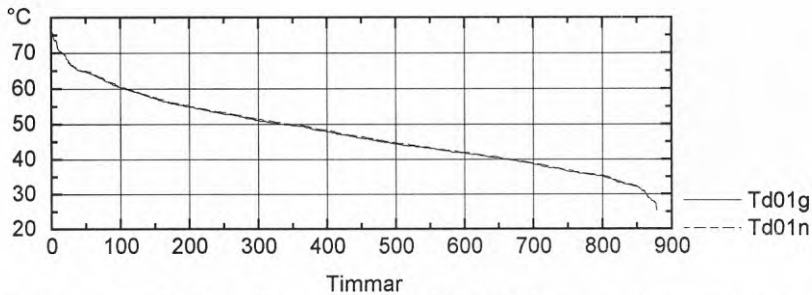
Figur 9.11 Varaktighetsdiagram över de båda solfångarfältens inloppstemperatur under solsäsongen 1992.

Temperaturskillnaden mellan värmeväxlarens utlopp på primärsidan (dvs glykolvattnet till solfångarna) och inlopp på sekundärsidan (dvs vatten från ackumulatorns botten) ger en uppfattning om hur väl värmeväxlaren fungerar. Denna temperaturskillnad T21-T32, ligger under solsäsongen 1992 mellan 0.5 °C och 5.6 °C och dess medianvärde är 3.2 °C. Den låga temperaturskillnaden visar att värmeväxlaren är väl dimensionerad. Ett varaktighetsdiagram över temperaturskillnaden återfinnes i figur 9.12.



Figur 9.12 Varaktighetsdiagram för temperaturskillnaden, T21-T32, mellan värmeväxlarens utlopp på primärsidan och inlopp på sekundärsidan under solsäsongen 1992.

De båda solfångarfältens övertemperaturer, Td01g resp. Td01n, redovisas i figur 9.13. Medeltemperaturen hos värmebäraren låg som mest 76 °C över utomhustemperaturen uppmätt vid fältet södra del. Medianvärdet var ca 46 °C.



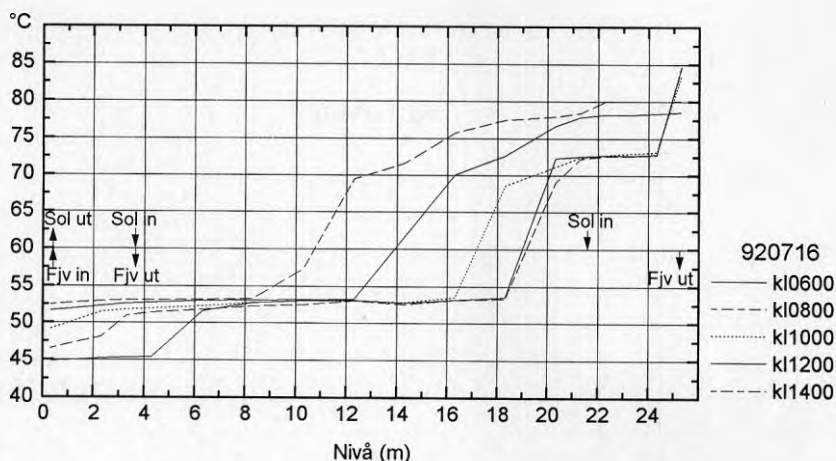
Figur 9.13 Varaktighetsdiagram över solfångarfältens övertemperaturer under solsäsongen 1992. Endast medelvärden från hela drifttimmar har medtagits.

9.3 Ackumulatorn

Värmeackumulatorn, som är inkopplad endast under solsäsongen, dvs april t o m september, fungerar väl. In- och urlagring av värme fungerar liksom tidigare såsom förväntats. Den större solfångararealen gör att mer värme lagras upp i ackumulatorn under soliga dagar. Under sommaren 1992, som var mycket solrik, hände det vid flera tillfällen att den övre delen av ackumulatorn hade en temperatur överstigande 100 °C. När då vattnet i den övre delen av tanken började koka skedde detta helt odramatiskt. För att undvika kokning i ackumulatorn skall vid sådana tillfällen regelsystemet ombesörja att cirkulationen i solfångarfältet är i gång även under natten för att på så sätt kyla ackumulatorn, som därigenom kan ta emot mer värme nästa dag utan risk för kokning. Under sommaren 1992 var emellertid börvärdena för denna funktion inställda på olämpliga värden vilket medförde att kokning trots allt inträffade. Det vatten, som kokar bort ur ackumulatorn måste ersättas. Detta medför ökad syresättning av fjärrvärmenätets vatten.

Figurerna 9.14 och 9.15 visar inlagring respektive urlagring av värme den 16 juli 1992 samt under följande natt. Detta var en fin sommardag med i stort sett klar himmel. Dagarna innan hade varit lite sämre vilket medfört att ackumulatorn var i stort sett urladdad. I figurerna markerar "Sol ut", "Fjv in" etc de nivåer på vilka utlopps och inloppsdysona är monterade. Dessa markeringar är inritade på 60 °C nivån enbart för att de där inte kolliderar med temperaturkurvorna i figurerna. En temperaturkurva finns för var tredje timma med början klockan 6.00 på morgonen.

Denna temperaturkurva, som är den nedre heldragna kurvan, visar att ackumulatorn denna morgon håller fjärrvärmemetemperatur mellan 0 och 4 m och ligger på ca 53 °C mellan 6 och 18 m. Vid 20 m ligger temperaturen vid ca 73 °C för att stiga till ca 84 °C på den nivå där det övre utloppet till fjärrvärmenätet sitter. Kl 9.00, som representeras av den nedre streckade kurvan, har solfångarna börjat producera värme, som lagras in via det nedre inloppet.



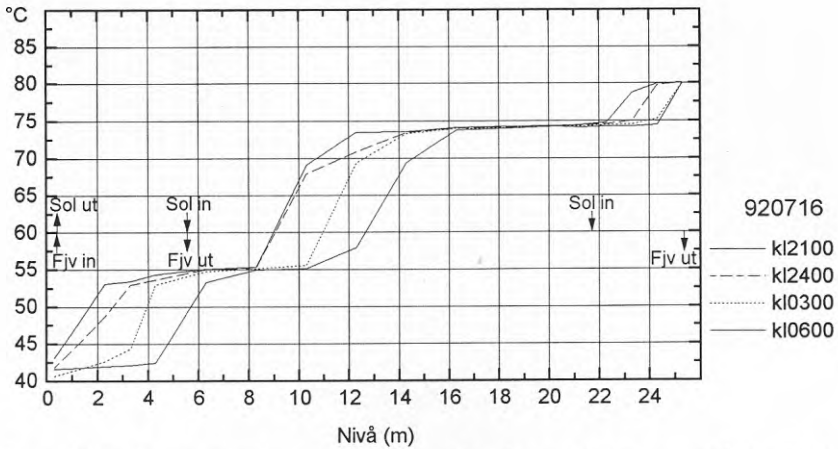
Figur 9.14 Ackumulatortemperaturer den 16 juli 1992. Fjv in resp Sol in markerar inloppsdyornas positioner. Sol ut respektive Fjv ut markerar utloppens positioner.

Uptill i tanken sjunker temperaturen fortfarande något på grund av urlagring till fjärrvärmenätet. Kl 12.00, den prickade kurvan, har inlagringen upptill i tanken kommit igång ordentligt. Omkring kl 12 är temperaturen från solfångarna så hög att det bildas ett skikt med 80-gradigt vatten högst upp i ackumulatortanken. Kl 15.00, övre heldragna kurvan, har inlagringen skett ned till ca 10 m nivå, dock med en något lägre temperatur. Kl 18.00 har urlagringen kommit igång upptill i tanken.

I figur 9.15 kan man på samma sätt se hur värme urlagras ur ackumulatören. I huvudsak sker detta från det nedre uttaget eftersom man sommartid inte vill ha så höga temperaturer i fjärrvärmenätet. Man ser också hur den låga fjärrvärmereturen medför att ett kallare skikt av vatten inlagras i botten av tanken.

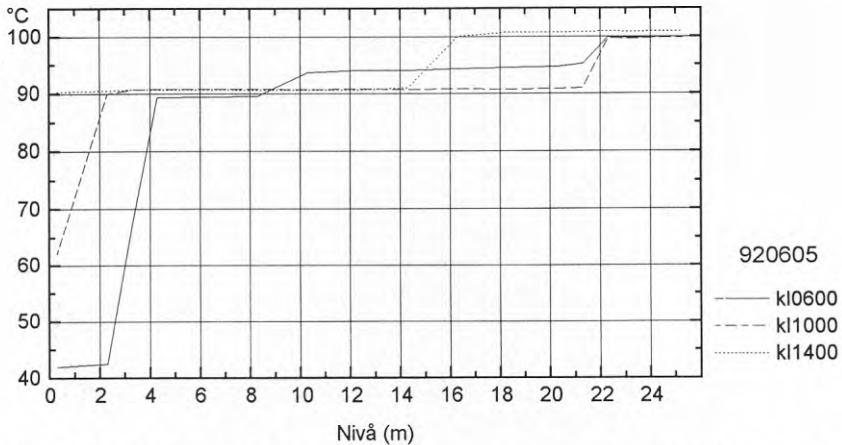
Ur de båda figurerna framgår att värmebehovet detta sommardygnet (14.4 MWh) klart understeg den energi, som lagrades in under dagen (23.7 MWh). Efter några veckor med riktigt fina dagar i följd blir därför ackumulatören "full" och temperaturen i dess övre del närmar sig kokpunkten.

En temperaturgivare, placerad på 4 m nivå, registrerar om tanken börjar bli fulladdad. Enligt ursprunglig styr- och reglerbeskrivning skall pumparna P-SOL och P-LADD gå både dag och natt för att kyla lagret om temperaturen vid denna nivå överstiger 70 °C. Funktionen skall kopplas ur om temperaturen understiger 45 °C. Vid besiktning den 18 juni 1991 konstaterades att inställda värden var 90 °C för tillslag och 70 °C för frånslag. De inställda värdena visade sig så småningom för höga.



Figur 9.15 Temperaturkurvor visande urlagring av värme ur ackumulatorn natten mellan den 16 och 17 juli 1992. Inlopp och utlopp är markerade som i figur 9.14.

Under perioden 13 maj till 5 juni 1992 var nettoinlagringen positiv utom under ett enda dygn. Detta medförde att temperaturen steg undan för undan i ackumulatortanken. I figur 9.16 kan man se hur det är 100 °C högst upp i tanken tidigt på morgonen eftersom nattkyllningen inte fungerat som avsett.



Figur 9.16 Kl 1400 den 5 juni 1992 var temperaturen över 100 °C på nivåer över 16 m. Därunder var temperaturen ca 90 °C ända ned till botten av ackumulatorn.

Kl 10.00 har en viss urlagring skett strax under 22 m nivån medan inlagring pågår under 4 m nivå. Kl 14.00 kokar vattnet från 16 m nivå och uppåt samtidigt som temperaturen i botten av tanken uppgår till 90 °C. Nattkylningen inkopplades nu manuellt och börvärdena för nattkylningssgivaren ändrades senare till 70/65 °C.

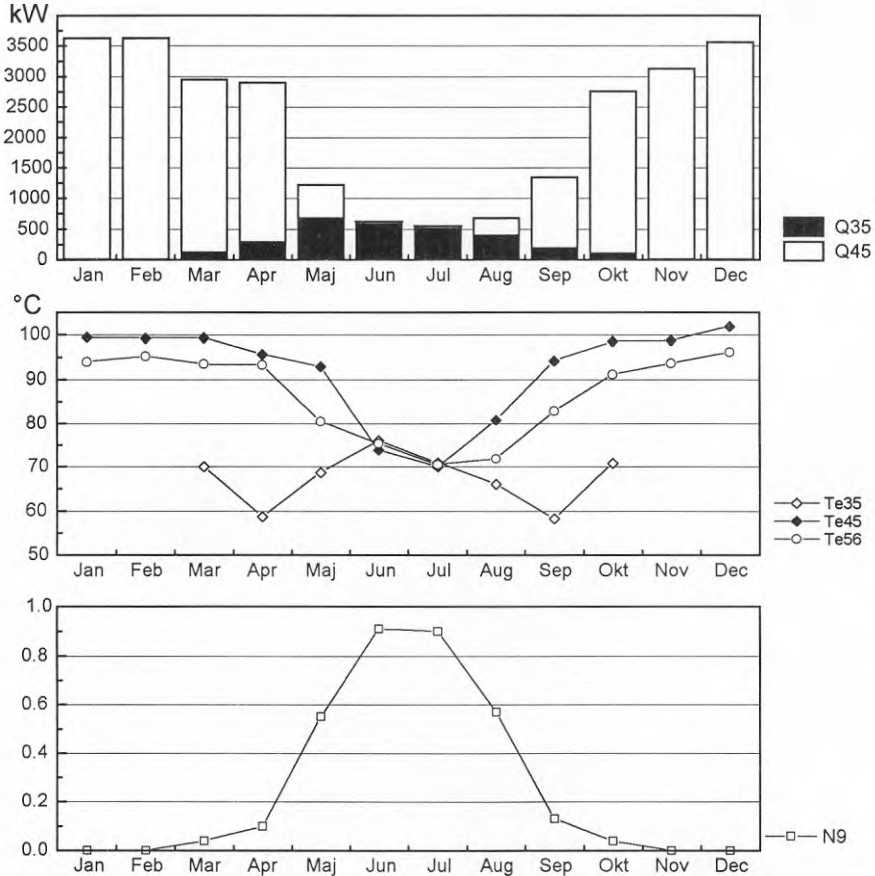
9.4 Olje- och elpannor

Tre oljepannor och en elpanna står för större delen av värmeleveransen till fjärrvärmenätet. Under 1992, som hade en solrik sommar, kom ca 10 % från solvärmeanläggningen. I figur 9.17, på nästa sida, redovisas vissa nyckeldata för detta år.

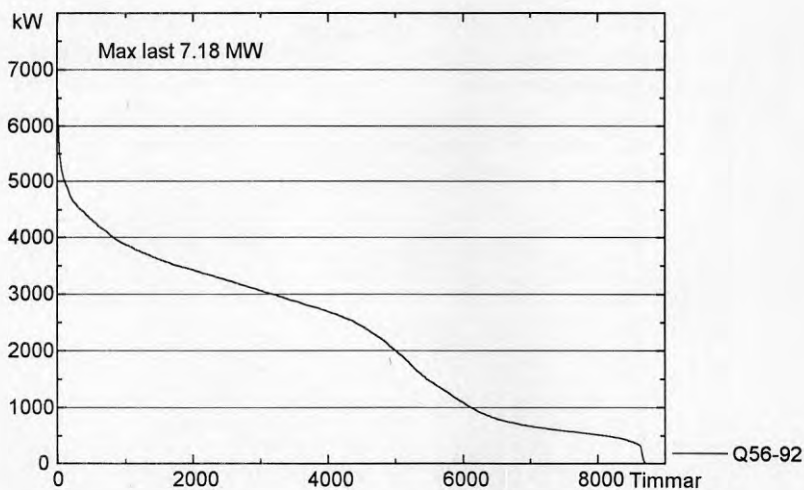
Under 1992 stod solvärmeanläggningen för nästan hela värmebehovet under sommarmånaderna juni och juli. Den tillsatsvärme, som behövdes, kom från elpannan. Under denna soliga sommar skulle solvärmens kunnat klara en än större del av lasten. För att minska slitaget på elpannan har man emellertid prioriterat långa drifttider för denna. Detta har åstadkommit genom att vatten inte har tagits från toppen av värmeackumulatören utan från det nedre uttaget eller som en blandning från nedre och övre uttaget. Ackumulatören har därvid inte kylts på önskat sätt vilket dels i viss mån givit högre framledningstemperaturer till solfångarna dels bidragit till problemet med de övertemperaturer, som beskrivits tidigare.

I figur 9.18 redovisas varaktigheten för fjärrvärmelasten under 1992. Max effekt uppmättes den 17 januari och var då 7.18 MW. I figur 9.19 redovisas på motsvarande sätt varaktigheten för fjärrvärmenätets returtemperatur. Denna uppgick som mest till 62.3 °C. Medianvärdet under perioden var ca 41 °C.

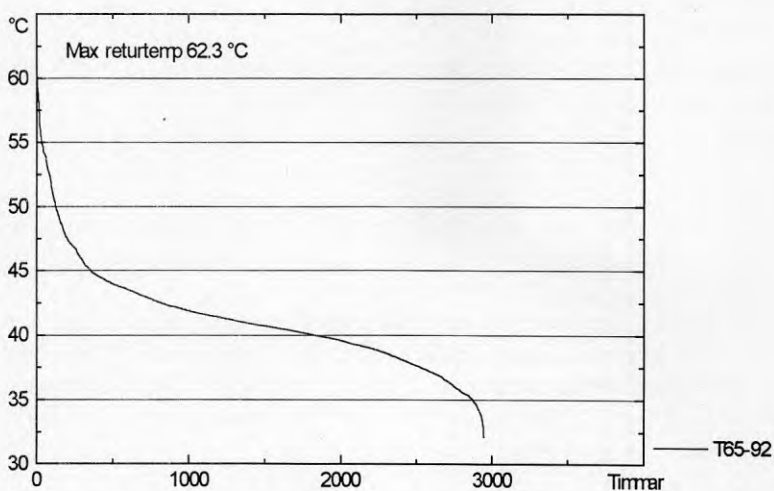
Den föredömligt låga returtemperaturen har naturligtvis varit positiv för solvärmeanläggningens funktion. Detta, tillsammans med en optimering av elpannans funktion, kan i fortsättningen göra att solvärmens kan täcka en något större del av värmebehovet i Nykvarns fjärrvärmenät.



Figur 9.17 Värmeleverans till fjärrvärmenätet. Övre effektdiagrammet visar månadsmedelvärden av solvärmes från ackumulatort, Q35, resp från pannorna, Q45. I diagrammet i mitten finns energiviktade temperaturer för solvärme från ackumulatort, Te35, från pannorna, Te45, samt för värmes, som levereras ut på nätet, Te56. Nedre diagrammet visar andelen solvärme av totala värmeleveransen. Samtliga data gäller för mätåret 1992.



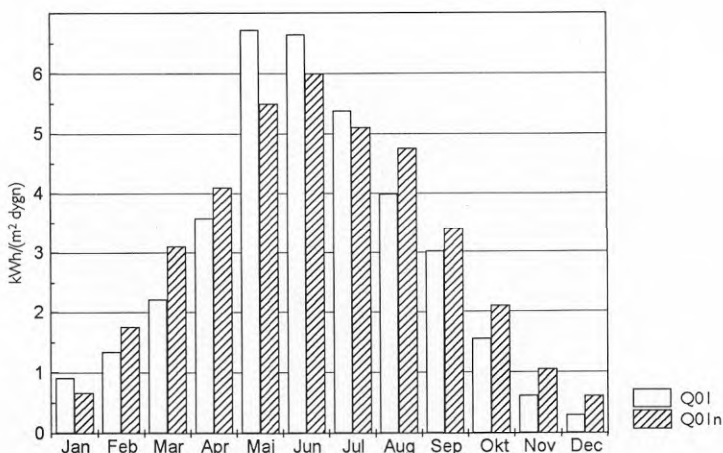
Figur 9.18 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmelasten, Q56, under mätåret 1992. Max effekt var 7.18 MW vilket uppmättes den 17 januari 1992.



Figur 9.19 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmets returtemperatur, T56, för perioden maj - augusti, 1992. Högsta uppmätta returtemperatur under denna period var 62.3 °C.

9.5 Prognos för ett genomsnittligt år

Det har tidigare nämnts att juni månad 1992, det år utvärderingen omfattar, var ovanligt solrik. Det kan därför vara intressant att försöka uppskatta den energi, som solvärmeanläggningen skulle leverera till fjärrvärmenätet under ett s k normalår. I nedanstående figur jämföres månadsvärden av den under 1992 mot solfångarna instrålade energin med energier beräknade ur data från SMHI. De senare avser medelvärden av instrålningen i Stockholm under tioårsperioden 1971-80 mot en yta, som lutar på samma sätt som solfångarna i Nykvarn.



Figur 9.20 Jämförelse mellan uppmätt solinstrålning (Q01) och data från SMHI gällande Stockholm 1971-80 (Q01n).

Under maj och juni, men även under juli, var instrålningen större än normalt. Å andra sidan var instrålningen mindre än normalt under april, augusti och september.

Med hjälp av ovan nämnda data från SMHI kan man göra en korrektion av de data, som uppmätts under mätåret 1992. Det visar sig då att anläggningen under ett genomsnittligt år skulle leverera ungefär lika mycket energi, som under 1992, dvs ca 2.0 GWh eller 10 % av den totala lasten.

10. EKONOMI

Det är lätt att redovisa de olika posterna i anläggningens kostnader men betydligt svårare att uppskatta ett pris på den energi, som anläggningen producerar. Under de år, som anläggningen varit i drift har räntenivån varierat från rekordhög till rekordlåg. Inflationen har dessutom sjunkit till rekordlåga värden för att därefter stiga något.

Den redovisning, som här presenteras, är utförd på samma sätt, som den ekonomiska redovisning, som gjorts för Nykvarn I (BFR R26:1989) och Falkenberg (BFR R23:1993). Detta medger en möjlighet till jämförelse mellan anläggningarna. Man bör dock beakta de ekonomiska realiteterna innan man drar alltför långtgående slutsatser.

10.1 Anläggningskostnad

Nedanstående sammanställning visar den totala anläggningskostnaden för utbyggnaden av solvärmeanläggningen i Nykvarn. Det bör observeras att kostnaderna inte omfattar någon ackumulator eftersom denna redan fanns på plats och kunde användas utan förändringar. Anläggningen slutbetalades i juli 1991.

Kostnader i kkr

Solfångarfält	5,096
Kulvert	611
Apparatur, ombyggnad	1,030
Mätutrustning	<u>32</u>
Total entreprenad enligt kontrakt 1990	6,769

Index	304
Tillkommande arbeten, förstudie mm	<u>497</u>
Totalkostnad för utbyggnaden (juli 1991)	7,570

Finansiering

Experimentbyggnadsstöd från Statens Råd för Byggnadsforskning	7,264
Telge Energi	<u>306</u>
	7,570

Den tomtmark, som använts för utbyggnaden, arrenderades från början och har senare friköpts från kommunen av Telge Energi. Kostnaden är hög och motiveras av att använd mark består av attraktiv industrimark.

10.2 Kostnader för drift och underhåll

De personalinsatser, som kommer ifråga, är kulvertkontroll och annan täthetskontroll, glasbyte, gräsklippning, dosering av rostinhibitorer och glykol. Nedanstående siffror anger uppskattade årskostnader i 1991 års penningvärde och gäller hela solvärmeanläggningen.

	Kr /år
Kulvertkontroll	30,000
Övriga personalkostnader, ca 520 timmar	83,000
Reservdelar och glykol	25,000
El för pumpar	18,000
El för ångpanna	20,000
Rostinhibitorer	<u>50,000</u>
Totalt för hela anläggningen	226,000

10.3 Enerpris

Hela solvärmeanläggningen förväntas leverera ca 2.0 GWh värme till fjärrvärmenätet under ett genomsnittligt år (se kapitel 9.5). Det nya fältet står för ca 46 % av detta, dvs 0.92 GWh. I samband med ombyggnaden sänktes energiutbytet från det gamla fältet med ca 2 - 3 procentenheter. Detta bör kompenseras genom att nettoutbytet från det nya fältet räknas något lägre, nämligen ca 0.90 GWh. I nedanstående kalkyl över beräknade kostnader per kWh solvärme från det nya fältet, har driftkostnaderna för det nya fältet beräknats utifrån de totala driftkostnaderna i proportion till fältets area. På detta sätt blir driftkostnaden 105,500 kr för det nya fältet (penningvärde juli 1991).

Kostnader för utbyggd anläggning 7,570,000 => 8.41 kr/(kWh/år)

Om man förutsätter att anläggningen fungerar utan större problem i 25 år och att man för jämförelse skall använda 4 % kalkylränta vid beräkning av annuiteter erhålles följande kostnader:

Utslaget på 25 år med 4 % kalkylränta => 0.54 kr/kWh

Kostnader för drift och underhåll => 0.11 kr/kWh

Total kostnad utslaget på 25 år => 0.65 kr/kWh

Kostnaden för energin från det nya fältet kan därför uppskattas till 0.65 kr/kWh i 1991 års penningvärde. Till detta kommer markkostnader, vilka i detta fall torde röra sig om 3 till 4 öre per kWh.

11. DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Solvärmeanläggningen i Nykvarn fungerar i stort sett bra. Under ett genomsnittligt år levererar den ca 2.0 GWh värme till fjärrvärmenätet utan alltför stora personalinsatser. Anläggningen är väl utförd och bör ha lång livslängd.

Relativt stor syresättning av ackumulatorvattnet kan emellertid på sikt ge rostproblem. Vidare har inte det nya fältet nått upp till den höga verkningsgrad, som förväntades.

11.1 Solvärmeanläggningens verkningsgrad

Hela solvärmeanläggningens verkningsgrad var under mätåret 24 %.

26 % av den mot de båda solfångarfälten instrålade energin kan ej tas tillvara eftersom den infaller då solvärmeanläggningen inte är i drift. Av den energi, som instrålar under drift överföres ca 40 % till ackumulatortanken. Detta motsvarar ca 30 % av den totalt instrålade energin, vilket därmed är de båda solfångarfältens totala verkningsgrad.

Värmeförluster i ackumulatortanken medför att den till fjärrvärmenätet överförda energin blir något mindre, nämligen ca 24 % av den totalt instrålade energin.

Jämfört med första etappen av Nykvarnanläggningen har solfångarfältets verkningsgrad minskat något, samtidigt som förlusterna från ackumulatortanken blivit större. Det senare orsakas av att ackumulatortemperaturerna nu varit betydligt högre, samt att en viss mängd energi fick dumpas ut till fältet nattetid under juni månad 1992. Hela solvärmeanläggningens verkningsgrad har också minskat med några procentenheter.

Det gamla solfångarfältet fungerar fortfarande bra. I kapitel 9.2.3 visas hur dess verkningsgrad har minskat med ett par procentenheter p g a att solfångarna åldrats sedan de restes, sommaren 1985. Därtill tillkommer ett par procentenheters försämrat energiutbyte p g a att flödet genom fältet nu är ca 25 % lägre än tidigare.

De båda teflonskikten klibbar tidvis ihop i upp till en sjättedel av aperturen. På sina ställen klibbar det yttre teflonskiktet fast vid glaset. Teflonfolien har dock få skador och solfångarna ger fortfarande ett gediget intryck.

Det nya solfångarfältet är väl utfört och ger intryck av lång hållbarhet. På enstaka ställen har teflonfolien brustit. I övrigt är den väl uppspänd.

Verkningsgraden för det nya fältet förväntades bli ca 10 % högre än för det gamla fältet. Det kan dock konstateras att den istället är ca 3 % lägre utvärderat vid likartade driftsförhållanden. Minskningen av isolering och borttagandet av ett teflonskikt i konvektionshindret har inte helt kunnat kompenseras med högre kvalitet på absorber och ökad transmission genom att endast ett teflonskikt användes.

Hela solfångarfältets verkningsgrad är nu, som tidigare nämnts, något lägre än i den ursprungliga anläggningen. Detta beror till en del på att ackumulatortankarna nu vid flera tillfällen varit fulladdad, vilket medfört högre temperaturer ut till solfångarna. Till en del beror det också på att flödet genom de båda fälten var för sig nu är ca 25 % lägre än i den ursprungliga anläggningen. Detta medför högre solfångartemperaturer och därmed större förluster.

11.2 Ackumulatortanken

Det utbyggda solfångarfältet och den befintliga värmeackumulatortanken är väl anpassade till varandra. Vid några tillfällen har kokning uppstått i ackumulatortanken men detta har orsakats av fel inställda börvärden i styrsystemet. Vid några tillfällen har värme dumpats till fältet nattetid för att inte ackumulatortankens temperatur skulle bli för hög. Detta stämmer väl överens med data från de simuleringar, som utfördes av P Isakson och J-O Dalenbäck inför utbyggnaden.

Syresättning av ackumulatortankvattnet är ett ständigt problem. Den ångpanna, som skall ge en kudde av mättad vattenånga högst upp i det fria utrymmet i ackumulatortanken, är för liten för sin uppgift. Vattenångan kondenseras mot vattenytan och mot tankens väggar och tak i sådan takt att ångkudden inte kan upprätthållas. Arrangemanget med en pump, som ständigt fyller på lite vatten i vattenlåset bidrar troligen till syresättningen genom att vattenytan störs av över rinnande vatten från vattenlåset.

11.3 Energipris

Kostnaden per årlig kilowattimme är 8.41 kr för den nettoenergi, som erhålles från den utbyggda delen av fältet. Det bör noteras att i denna kostnad ingår ingen kostnad för värmeackumulatortanken eftersom den redan fanns på plats. Kostnaderna för drift- och underhåll är relativt stora, vilket bl a beror på att stora mängder rostinhibitorer måste tillsättas. Med 25 års avskrivning och 4 % kalkylränta blir kostnaden inklusive driftkostnader 0.65 kr/kWh. I detta ingår dock inte kostnader för mark.

I nedanstående tabell anges kostnaden per årlig kilowattimme samt pris per kWh vid 25 års avskrivning för tre olika solvärmeanläggningar omräknat till penningvärdet i juli 1991 (enligt entreprenadindex H84). Kostnader för mark ingår ej.

Anläggning	kr/(kWh/år)	kr/kWh	Anm
Nykvarn I	11.85	0.88	inkl ackumulatortank
Falkenberg	8.87	0.61	inkl ackumulatortank
Nykvarn II	8.41	0.65	utbyggnad

11.4 Slutsatser

Utbyggnaden av solvärmeanläggningen i Nykvarn är väl utförd och väl dimensionerad. Det nya fältet producerar dock ca 12 % mindre energi än förväntat vilket innebär att det producerar något mindre energi än det gamla fältet under i övrigt lika villkor. Nettotillskottet under ett genomsnittligt år förväntas bli 0.90 Gwh. Vid 25 års avskrivning kan kostnaden för denna energi uppskattas till 0.65 kr/kWh.

12. LITTERATUR

Duffie, J, A Beckman, W, A, 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley and Sons, New York.

Hansson, G & Isakson, P, 1989. Solvärme i fjärrvärmenät för Nykvarn. Byggeforskningsrådet, Rapport R26:1989, Stockholm.

Isakson, P, 1989. Nykvarn II. Solvärme. Intern rapport nr NQ2:1. Mätcentralen vid KTH, Sockholm.

Isakson, P & Dalenbäck, J-O, 1990. Nykvarn II. Solvärme. Intern rapport nr NQ2:2. Mätcentralen vid KTH, Stockholm.

Perers, B, Zinko, H & Holst, P, 1985. Analytical model for the daily energy input/output relationship for solar collector systems. Byggeforskningsrådet, Dokument D11:1985, Stockholm.

Schroeder, K & Isakson, P, 1993. Solfjärrvärmeanläggning. Utvärdering Falkenberg. Byggeforskningsrådet, Rapport R23:1993, Stockholm.

Wennerholm, H, 1990. Solar collector test report, TeknoTerm HT. Statens Provningsanstalt, 90E2 0031, Borås.

Zinko, H et al, 1993. Solvärmeteknik. Underlag för treårsplanen 1993-1996. Byggeforskningsrådet, Rapport G4:1993, Stockholm.

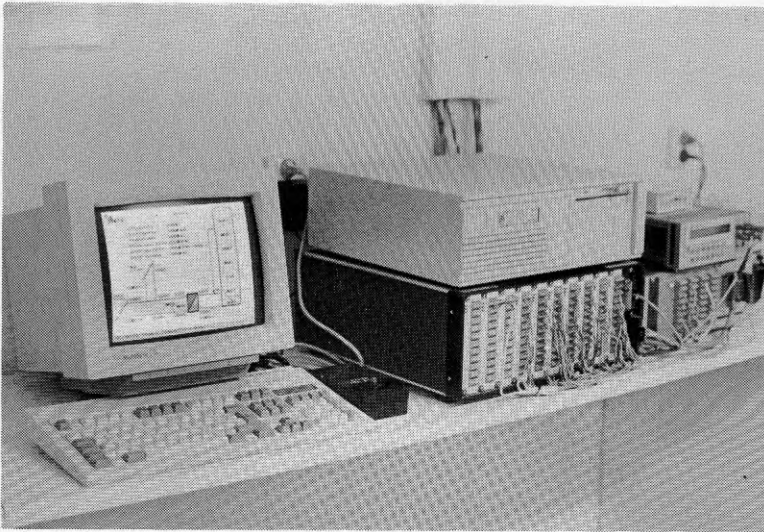
BILAGA 1. MÄTNINGAR

Denna bilaga innehåller en redovisning av den mätutrustning och de givare, som använts i projektet. Vidare redovisas hur mätningarna utförts samt hur beräkningar och datareduktion gått till. En systemfigur med aktuella givare inritade samt en förteckning över dessa ingår också.

B 1.1 Mätsystemet

Mätningar på solvärmesystemet i Nykvarn har pågått utan större avbrott sedan det första solfångarfältet installerades 1986. Detta ger oss möjlighet att på ett unikt sätt studera hur en solvärmeanläggning förändras med åren.

Då det utbyggda Nykvarnfältet stod klart sommaren 1991 hade Mätcentralen genomfört en omfattande modernisering och upprustning av mätsystemet. Mät datorn var utbytt mot en modern persondator och vissa temperaturgivare hade bytts ut mot en läckagesäker variant, som tidigare provats i Falkenberg. Vidare hade antalet givare och framförallt beräknade storheter minskat, som en följd av de erfarenheter vi erhållit vid tidigare mätningar.



Figur B 1.1 I anläggningen användes ett PC-baserat mätsystem

Mätsystemet består nu av en IBM-kompatibel persondator med färgskärm, en systemvoltmeter, en digital räknare/styrenhet samt en analog mätpunktsväljare. Enheterna är sammankopplade via ett GP-IB gränssnitt. Vidare tillkommer telefonmodem, vakthund mm. Mät datorn arbetar med ett av Mätcentralen

specialskrivet datainsamlingsprogram. Detta program, som är mycket omfattande, består av en stor modul, i princip ett bibliotek, med gemensamma rutiner, samt en mindre modul, som specialskrivs för varje projekt.

På mätplatsen kan man på datorns bildskärm se flera systembilder i färg samt ett flertal tabeller. Bilder och tabeller visar hela tiden aktuella data. Några tabeller visar dock timdata för senaste dygn. Med hjälp av ett annat av Mätcentralens program kan man via ett telefonmodem låta den egna datorn ringa upp mätdatorn och ta del av samma systembilder och tabeller. Detta har gett alla inblandade parter möjlighet till kontinuerlig uppföljning av projektet. Fel i givare eller systemfel i anläggningen har därför kunnat upptäckas på tidigt stadium.

Mätdatorn låter mätsystemet avläsa samtliga givare var annan minut varefter vissa beräkningar görs. Om någon bild eller tabell är begärd visas de nya mätvärdena på bildskärmen. Varje timma bildas medelvärden eller summor av dessa 2-minutersvärden. Dessutom görs en del övriga beräkningar varefter data lagras på datorns skivminne. Varje datafil innehåller data för ett dygn och innehåller alltså 24 timregistreringar. Från mätdatorn, eller från en uppringande dator, kan man dessutom starta en funktion, som medför att samtliga 2-minutersvärden sparas i för dem särskilda datafiler. Sådana "snabbdata" har i stor utsträckning använts av Per Isakson vid Installationsteknik, KTH, för verifiering av hans nyligen framtagna simuleringsmodeller.

Samtliga signaler från analoga givare av typ motståndstermometrar, lägesgivare, termoelement och pyranometer mätes av en systemvoltmeter av fabrikat Hewlett Packard modell 3478 via en fyrpolig mätpunktsväljare av fabrikat Schlumberger, typ serie 3.

Före varje 2-minutersmätning, samt efter varje byte av voltmeterens mätområde, utföres en autokalibrering genom att resistansen över ett 100 ohms precisionsmotstånd, alternativt spänningen över en kortslutning, uppmätes. Den avvikelse, som därvid registreras användes därefter för automatisk "offset-korrigerig" av uppmätta data. Detta medför att mätsystemets bidrag till onoggrannheten i temperaturmätningarna bedöms vara mindre än ± 0.03 °C för timmedelvärden. Bidraget till onoggrannheten i övriga anlagoga mätningar bedöms vara försumbart.

Pulser från elmätare, flödesmätare, drifttidsmätare och statusreläer registreras av en flerkanalig mikroprocessorbaserad räknare av Mätcentralens tillverkning.

B 1.2 Solinstrålning

Vid tidigare mätningar i Nykvarn har både direkt och diffus solinstrålning uppmätts. Av olika orsaker, bl a har inte skuggringen flyttats på avsett sätt, har mätdata för diffus solinstrålning varit opålitliga. Inför de nya mätningarna bestämdes därför att enbart direkt solinstrålning skulle registreras. Detta görs med en Kipp & Zonen CM11 monterad på en mast vid södra delen av solfångarfältet. Pyranometern är monterad i en fläkthörsedd ventilerande låda och monterad rakt mot söder och med samma lutning som solfångarna, dvs 38 grader. Lådans fläkt ger en svag luftström över pyranometerdomen vilket förhin-

drar dagg och i viss mån även frostbeläggning.



Figur B 1.2 Vid ett tillfälle då fläkten inte fungerade bildades frost på pyranometerens glaskupol.

Pyranometern kalibrerades vid Statens Provnings- och Forskningsinstitut innan den installerades. Under våren 1993 togs den ned för kalibrering och byttes då ut mot den pyranometer, som använts i Falkenbergsprojektet efter att även denna kalibrerats. Erfarenheten visar att kalibreringskonstanten, som uppmäts av SP, stämmer helt överens med den, som är stämplad på pyranometern. I enstaka fall kan det förkomma en avvikelse mindre än 0.5%. Dessa pyranometrar tycks m a o ha en mycket god långtidsstabilitet. SP påpekar dock att onoggrannheten för dessa givare uppskattas till +/- 3% av uppmätt värde vid hög solinstrålning. Vid låg solinstrålning och flackt infall kan onoggrannheten vara större. För månadsvärden är däremot onoggrannheten betydligt mindre. Vidare kan påpekas att de jämförande mätningarna mellan de två solfångarfälten inte påverkas av eventuell mindre onoggrannhet i dessa mätningar.

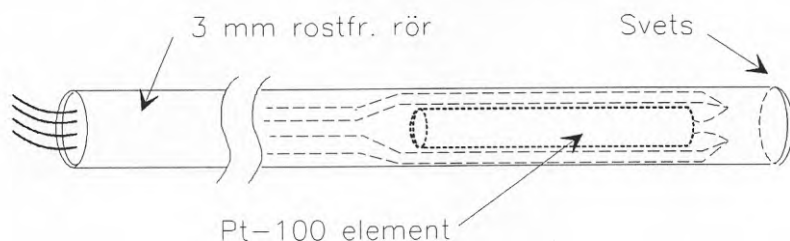
B 1.3 Status och drifttider

Status och drifttider bestäms med hjälp av slavreläer och den digitala räknaren. Vid varje 2-minutersmätning registreras om en anläggning är i drift eller inte, alternativt om en ventil är öppen eller stängd. På detta sätt kan antalet starter eller omställningar per timma beräknas. Även drifttider kan beräknas med en upplösning av 1/30 timma vilket är tillräckligt för denna utvärdering.

B 1.4 Temperaturmätningar

Samtliga temperaturer, som använts vid utvärderingen, har uppmätts med hjälp av motståndstermometrar. Dessa är anlutna till systemvoltmetern via den analoga mätpunktsväljaren i en fyrtrådig koppling. Givarna är av Pentronics fabrikat och är klassade 1/10 DIN vilket innebär att högsta onoggrannhet är ± 0.03 °C vid 0 °C. Givarna levereras med protokoll och uppmätt avvikelse användes i mätprogrammet för korrektion.

Vid mätning av vätsketemperaturer i rörsystemet är det keramiska givarelementet inkapslat i ett skyddsrör, som i sin tur är instucket i en i röret fast installerad dykficka på konventionellt sätt. Vid flera kontroller gjorda på plats visar att onoggrannheten i absolutmätningar är bättre än ± 0.06 °C och i differensmätningarna bättre än 0.05 °C. Stor omsorg har lagts ned på att



Figur B 1.3 Helkapslad givare av den typ, som användes i ackumulatorn.

installera dessa givare på sådana platser i rörsystemet så att relevanta temperaturer erhållits.

De givare, som användes för uppmätningen av temperaturprofilen i ackumulatorn, har tillverkats efter erfarenheter från Falkenbergsprojektet. Varje givare, som är monterad längs en rostfri stålwire koncentriskt monterad i ackumulatorn, består av en "kabel", tillverkad av ett 3 mm tunnväggigt rostfritt rör, som löper hela vägen från tankens ovansida ned till mätpunkten. Röret innehåller fyra ledare isolerade med aluminiumoxid. I "kabelns" nedre ända har ett mycket litet givarelement monterats in med anslutningstrådarna utåt varefter dessa lötts ihop med "kabelns" ledare. Det rostfria röret har därefter svetsats ihop för att ge ett helt vattentätt givarhölje. Detta tålmodsprövande arbete har utförts av Pentronik i Västervik. Regelbundna kontroller har gjorts för att fastställa eventuell vatteninträngning. Detta har gjorts genom att man med hjälp av hög spänning kontrollerat om överslag funnits mellan givare och omgivande vatten. Givarna har fungerat helt tillfredsställande under hela mätperioden fram till våren 1993 då vid en kontroll ca 1/3 av dessa visade sig ha vattenläckage. Givarna har ännu inte besiktigats men troligen har rostskador uppstått i svetsen varefter vatten trängt in. Under mätperioden, 1992, uppskattas onoggrannheten hos dessa givare till ± 0.1 °C.

B 1.5 Vattenflöden

Vattenflöden i solvärme- och fjärrvärmeanläggningen mäts på sex olika ställen med hjälp av induktiva flödesmätare av typ Endress & Hauser Flowtech Autozero 2000. Mätöröna består av PTFE med 150 °C som högsta tillåten temperatur. De två mätöröna i fjärrvärmeanläggningen, mätöröet i laddkretsen samt mätöröet i det gamla fältets första rad installerades 1986 i samband med att anläggningen byggdes. Dessa mätöröna kontrollerades inte före installationen, men kontinuerlig kontroll av värmebalansen i anläggningen visar att den av fabrikanterna uppgivna onoggrannheten $\pm 0.5\%$ vid flödeshastigheten 2.5 m/s troligen uppfylls.

De två mätöröna, som monterades i gamla respektive nya fältet kontrollerades för monteringen hos Göteborgs Mätarservice, som är auktoriserad mätplats. Installationen av dessa mätöröna försenades med flera månader då ett av mätöröna fick gå i retur till tillverkaren, eftersom uppmätt onoggrannhet låg långt utanför angiven specifikation. De två mätöröna, som så småningom monterades i ventilbrunnen i fältet, hade en uppmätt onoggrannhet bättre än $\pm 0.3\%$ vid aktuell flödeshastighet, som är 2.0 - 2.5 m/s.

Samtliga flödesmätare har fungerat väl. Vid några tillfällen har dock mätelektronikens säkringar brunnit av. Detta tycks alltid ha skett i samband med kraftigt åskväder. Efter byte av säkringar har mätarna åter fungerat felfritt.

B 1.6 Vätskeburen värme

Vätskeburen värme beräknas var annan minut i mät datorn på grundval av uppmätt volymflöde, temperaturdifferenser och tillämpliga fysikaliska data. I laddkrets och i fjärrvärmesystemet, där värmebäraren är vatten, beräknas energin genom att den momentana temperaturdifferensen multipliceras med den volym vatten, som passerat genom mätöröet under senaste tvåminutersperioden. Detta värde multipliceras därefter med vattnets värmekapacitet, beräknad vid medelvärdet av ingående- och utgående temperatur, samt med vattnets densitet beräknad vid flödesmätarens temperatur. Dessa tvåminutersenergier summeras varje timma till timvärden. Samplingstiden är tillräckligt kort för att dess bidrag till onoggrannheten skall vara försumbar.

I de fall värmebäraren är glykolblandat vatten har energiberäkningarna fått göras på ett mindre noggrant sätt. Glykolhalten har vid ett flertal tillfällen bestämts genom densitetsmätning och avläsning i tillverkarens tabell. Ur tabellen har erhållits värmekapacitet och densitet vid aktuell glykolinblandning och temperatur. Detta värde på " $\rho_{c,p}$ " har därefter använts vid energiberäkningarna.

Onoggrannheten i energimätningarna är beroende av hur pass väl temperaturdifferens och flöde kan mätas. Till detta kommer naturligtvis onoggrannheten i beräkningsrutinen, speciellt för glykolkretsen. Enligt upprepade kontroller är onoggrannheten i temperaturdifferensmätningarna mindre än $\pm 0.05\text{ °C}$. Vidare är onoggrannheten i volymflödesmätningarna mindre än $\pm 0.5\%$ vid aktuella

flöden. Onoggrannheten i energimätningarna bestäms därför i första hand av rådande temperaturdifferens, som i fjärrvärmekretsen kan vara 20 - 50 °C och i laddkretsen 3 - 33 °C. I fjärrvärmesystemet kan därför onoggrannheten uppskattas till +/- 1.0 % och laddkretsen +/- 2.5 %.

I solfångarkretsarna, där värmebäraren är glykolblandat vatten är onoggrannheten svårare att beräkna. För att bilda oss en uppskattning om hur bra mätningarna verkligen var, studerades värmebalansen över solfångarvärmväxlaren vid flera tillfällen. Vid normal drift av solfångarfälten har uppmätt energi från de två fälten varit mellan 0 och 2 % större än den energi, som inmatats i ackumulatorn. Skillnaden kan tolkas som onoggrannhet i mätningarna eller förluster i värmväxlaren. Nattetid har vid flera tillfällen energi matats ut till det gamla resp. det nya fältet varvid även i dessa fall värmebalansen studerats. I dessa fall överensstämmer uttagen energi från ackumulatorn med den energi som avgivits i respektive solfångarfält inom -1 och +2 %.

De olika kontroller, som genomförts, visar därför att onoggrannheten i uppmätta energier och energidifferenser bör vara mindre än +/- 3 %.

B 1.7 Kontroller av givare

Före mätstart och vid några tillfällen under mätningarnas gång har givarna kontrollerats på olika sätt.

De två viktigaste flödesmätarna, nämligen de i solfångarkretsarna, kontrollerades före installationen vid Auktoriserad Mätplats. I avsnittet ovan har redogjorts för hur ytterligare kontroller av energimätningarna genomförts.

Samtliga temperaturgivare i rörsystemen har vid två tillfällen kontrollerats mot kalibrerad referensgivare. Vid denna kontroll har referensgivare och den aktuella givaren båda placerats i ett isolerat kärl med rumstempererat vatten. Båda givarna har varit anslutna till mätdataren på vars bildskärm avläsning skett. Det isolerade kärlet har omskakats tills dess stabilt tillstånd erhållits varefter flera avläsningar har gjorts och protokollförts. De uppmätta avvikelserna har förts in i mätprogrammet som korrektionskonstanter.

De båda pyranometrarna, som använts i projektet, har kalibrerats vid SP före de installerats. Den pyranometer, som byttes ut efter mätsäsongen 1993, kontrollerades ytterligare en gång hos SP. Dessa kontroller visar att vid korrekt skötsel har dessa pyranometrar en imponerande långtidsstabilitet.

B 1.8 Mätproblem i fjärrvärmekretsen

Vid ett flertal tillfällen under mätningarnas gång har det konstaterats att mätningarna på fjärrvärmesidan av ackumulatorn har varit suspekta. Omfattande kontroller har gjorts på plats varvid det visat sig att nya påstick avsedda för förvärmning av pannor, ny ledningsdragning till interna värmesystemet mm har orsakat dessa problem. I de flesta fall har det varit möjligt att korrigera mätdata i efterhand. Eftersom utvärderingen i första hand avsett solvärmeanläggningen har dessa korrekationer ansetts vara tillfylles.

B 1.9 Saknade data

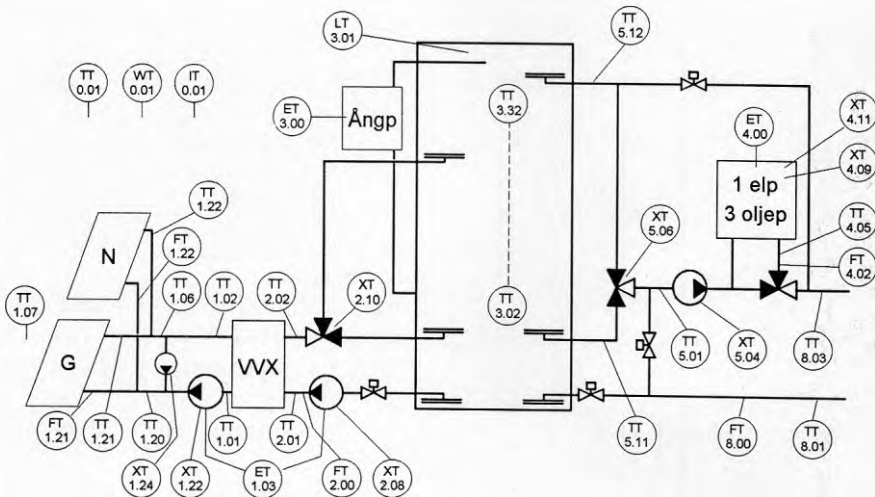
Mätutrustningens tillgänglighet har varit mycket stor. Under säsången, april t o m september 1992, saknas endast några enstaka timmar. Vid de tillfällen då data ändå saknas har korrekationer gjorts för att säkerställa att dygn- och månadsvärden ändå skall kunna beräknas.

Vid enstaka timmars databortfall har dessa ersatts av medelvärdet av aktuella data för övriga timmar under dygnet. På liknande sätt har enstaka saknade dygnsvärden behandlats vid beräkning av månadsmedelvärden och månads-sommar.

Denna metod säkerställer att alla summer och medelvärden baseras på samma uppsättning timmar, men bidrar naturligtvis till onoggrannheten i vissa beräknade storheter.

B 1.10 Givare

I figur B 1.4 finns de flesta av de givare, som använts vid utvärderingen inritade. Tabell B 1.1 är en förteckning över dessa givare med angivande av typ, onoggrannhet och placering.



Figur B 1.4 Givarnas placering i systemet.

Tabell B 1.1 Givarförteckning

Givare	Onoggr	Typ	Placering
TT0.01	.5K	Pt-100 i ventilerat strålskydd	Värmecentralens norrfasad
WT0.01	5%	Anemometer, SMHI	På mast monterad högst uppe på ackumulatorn
IT0.01	3%	Pyranometer CM11 med fläkt	Parallellt med solfångarna i södra delen av fältet
TT1.01	.1K	Pt-100, mätficka	Nära VVX i tillopp till solf
TT1.02	.1K	Pt-100, mätficka	Nära VVX i retur från solf
TT1.06	.1K	Pt-100, mätficka	I solf returen före P-start
TT1.07	.5K	Pt-100 i ventilerat strålskydd	Södra delen av fältet
TT1.20	.1K	Pt-100, mätficka	I bunkern, före solfångarna
TT1.21	.1K	Pt-100, mätficka	I bunkern, efter gamla fältet
TT1.22	.1K	Pt-100, mätficka	I bunkern, efter nya fältet
ET1.03	1%	Elmätare	I reglerc. El till P-start, P-sol och P-ladd
XT1.22		Slavrelä	I reglerc. P-sol till/från
XT1.24		Slavrelä	I reglerc. P-start till/från
FT1.21	.5%	Induktiv flödesm. E & H, DN100	I bukern, till gamla fältet
FT1.22	.5%	Induktiv flödesm. E & H, DN100	I bunkern, till nya fältet
TT2.01	.1K	Pt-100, mätficka	I tillopp till VVX från ack.
TT2.02	.1K	Pt-100, mätficka	I utlopp från VVX till ack.

FT2.00	.5%	Induktiv flödesm. E & H, DN150	I laddkretsen före VVX
XT2.08		Slavrelä	I reglerc. P-ladd till/från
XT2.10		Slavrelä	I reglerc. Flödesriktn upp/ned
LT3.01	.1m	Nivåmätare	I ackumulatorns topp
TT3.02	.1K	Pt-100, rostfritt hölje	I tank, höjd rel botten 0.0 m
TT3.04	.1K	Pt-100, rostfritt hölje	I tank, höjd rel botten 1.0 m
.			
TT3.32	.1K	Pt-100, rostfritt hölje	I tank, höjd rel botten 25.0 m
ET3.00	1%	Elmätare	I reglerc. El till ångpanna
TT4.05	.1K	Pt-100, mätficka	I rörledn efter TPC och elpanna
TT4.06	.1K	Pt-100, mätficka	I rörledn efter TPC och elpanna
TT4.07	.1K	Pt-100, mätficka	I rörledn efter TPC och elpanna
ET4.00	1%	Elmätare	Vid elpannan, el till elpannan
FT4.02	.5%	Induktiv flödesm. E & H, DN150	I rörledn före TPC och elpanna
XT4.09		Slavrelä	Vid TPC, pannor till/från
XT4.11		Slavrelä	Vid elpannan, elpanna till/från
TT5.11	.1K	Pt-100, mätficka	I rörl värmeuttag ack, nedre
TT5.12	.1K	Pt-100, mätficka	I rörl värmeuttag ack, övre
TT5.01	.1K	Pt-100, mätficka	I rörl från ack till fjv nätet
XT5.06		Potentiometer	I reglercentralen, läge utgående shuntventil
XT5.04		Slavrelä	I reglercentralen, läge för ventil vid laddning från pannorna

TT8.01	.1K	Pt-100, mätficka	I fjärrvärmens returledning
TT8.03	.1K	Pt-100, mätficka	I fjärrvärmens framledning
FT8.00	.5%	Induktiv flödesm. E & H, DN150	I fjärrvärmens returledning

BILAGA 2. REDOVISADE STORHETER

Beteckningar

Beteckningarna för redovisade storheter är bildade 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. Beteckningarna kan utökas med olika bestämmingar till storheten (gemena).

Beteckningarna överensstämmer i stort sett med de, som användes i rapporten om solvärmeanläggningen i Nykvarn, etapp 1 (BFR R26:1989) samt i rapporten Solfjärrvärme, utvärdering Falkenberg (BFR R23:1993).

Beteckningarna är konstruerade på följande sätt: A a X Y b

- A = typ av storhet
- a = bestämning till storheten
- X = 'frånsystem'
- Y = 'tillsystem'
- b = bestämning av solfångarfält

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)

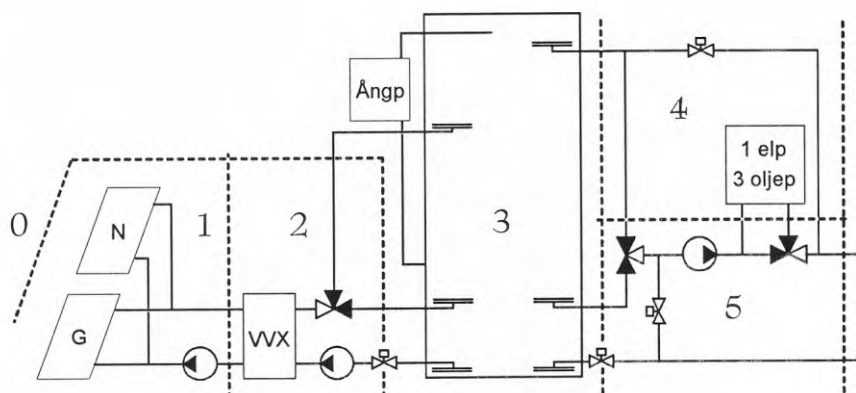
Delsystem ('frånsystem' och 'tillsystem') kan anta följande värden (se figur B 3.1):

- 0 = omgivningen inklusive elektriskt nät
- 1 = solfångarkretsen
- 2 = laddkretsen
- 3 = värmeackumulatorn
- 4 = el- och oljepannor
- 5 = shuntkretsen
- 6 = fjärrvärmenätet

Bestämning av solfångarfält kan ha följande värden:

g = gamla fältet

n = nya fältet



Figur B 2.1 Schema över anläggningens delsystem.

Givarbeteckningar finns i figur B 1.6 i bilaga 1.

Några exempel på beteckningar:

Q12n betecknar värmets, som överföres från solfångarkretsen till laddkretsen, nya fältet.

Te12g betecknar den energiviktade medeltemperaturen med vilken värmets, Q12g, levereras till laddkretsen, gamla fältet.

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

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

Beskrivning av beräknade storheter

Här följer en beskrivning av samtliga storheter, som förekommer i resultatredovisningen. Storheterna är ordnade i 'bokstavsordning', där siffror kommer före bokstäver.

För varje storhet finns bakomliggande mätvärde eller beräkning angiven samt enhet och uppskattad onoggrannhet.

E01	Elektrisk energi till solfångarkretsens och laddkretsens pumpar.		
	Mätvärde E1.03	1 %	kWh
E03	Elektrisk energi för drift av ackumulatorns ångpanna.		
	Mätvärde E3.00	1 %	kWh
Fo1g	Flöde i gamla fältet		
	Mätvärde F1.21	0.5 %	l/s
Fo1n	Flöde i nya fältet		
	Mätvärde F1.22	0.5 %	l/s
K1	Solfångarkretsens drifttid.		
	Mätvärde X1.22, X1.24, X2.08	0.1 %	h
	Solfångarnas drifttid är den tid då flöde går genom värmväxlarens primärsida eller solfångarnas startkrets.		
K2	Laddkretsens drifttid.		
	Mätvärde X2.08	0.1 %	h
	Laddkretsens drifttid är den tid då flöde går genom värmväxlarens sekundärsida. Denna tid är i praktiken densamma, som den tid då hela solanläggningen är i drift.		
N02g	Solfångarkretsens totalverkningsgrad, gamla fältet.		
	$N02g = Q12g / Q01g$	5 %	-
	Solfångarkretsens totalverkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som tillförs laddkretsen och all solinstrålning, som faller in mot solfångarnas glasade yta (totalt 4,000 m ²).		

N02n Solfångarkretsens totalverkningsgrad, nya fältet.

$$N02n = Q12n / Q01n \quad 5 \% \quad -$$

Solfångarkretsens totalverkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som tillförs ackumulatort och all solinstrålning, som faller in mot solfångarnas glasade yta (totalt 3,500 m²).

N03 Solfångarkretsens totalverkningsgrad.

$$N03 = Q23 / Q01 \quad 5 \% \quad -$$

Solfångarkretsens totalverkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som tillförs ackumulatort och all solinstrålning, som faller in mot solfångarnas glasade yta (totalt 5,500 m²).

N05 Solvärmecentralens verkningsgrad.

$$N05 = (Q35-E01-E03) / Q01 \quad 6 \% \quad -$$

Solvärmecentralens verkningsgrad är kvoten mellan värmnet, som levereras från ackumulatort ut på fjärrvärmenätet och all solinstrålning mot solfångarnas glasade yta (7,500 m²). Solvärmnen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatort samt all elektrisk energi, som krävs för drift av solvärmneanläggningen.

N9 Andel solvärme.

$$N9 = (Q35-E01-E03) / Q56 \quad 5 \% \quad -$$

Andelen solvärme definieras, som kvoten mellan värmnet levererat från ackumulatort ut på fjärrvärmenätet och totala värmneleveransen från fjärrvärmeverket. Solvärmnen belastas med hela värmeförlusten från ackumulatort samt all elektrisk energi, som krävs för drift av solvärmneanläggningen.

No02g Solfångarkretsens verkningsgrad under drift, gamla fältet.

$$No02g = Q12g / Qo01g \quad 5 \% \quad -$$

Solfångarkretsens verkningsgrad under drift är kvoten mellan värmnet, som tillförs laddkretsen och den solinstrålning, som infaller mot solfångarnas glasade yta (4,000 m²) under det att solfångarna levererar värme till ackumulatort.

No02n Solfångarkretsens verkningsgrad under drift, nya fältet.

$$\text{No02n} = \text{Q12n} / \text{Qo01n} \quad 5 \% \quad -$$

Solfångarkretsens verkningsgrad under drift är kvoten mellan värmets, som tillförs laddkretsen och den solinstrålning, som infaller mot solfångarnas glasade yta (3,500 m²) under det att solfångarna levererar värme till ackumulatorn.

No03 Solfångarkretsens verkningsgrad under drift.

$$\text{No03} = \text{Q23} / \text{Qo01} \quad 5 \% \quad -$$

Solfångarkretsens verkningsgrad under drift är kvoten mellan värmets, som tillförs ackumulatorn från laddkretsen och den solinstrålning, som infaller mot solfångarnas glasade yta (7,500 m²) under det att solfångarna levererar värme till ackumulatorn.

Q01 Total solinstrålning mot solfångarna.

$$\text{Mätvärde H0.01} \quad 3 \% \quad \text{kWh}$$

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med båda solfångarfältens glasade area (7,500 m²).

Q01g Total solinstrålning mot solfångarna, gamla fältet.

$$\text{Mätvärde H0.01} \quad 3 \% \quad \text{kWh}$$

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med gamla solfångarfältets glasade area (4,000 m²).

Q01n Total solinstrålning mot solfångarna, nya fältet.

$$\text{Mätvärde H0.01} \quad 3 \% \quad \text{kWh}$$

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med nya solfångarfältets glasade area (3,500 m²).

Q12g Insamlad solvärme från gamla fältet.

$$\text{Mätvärden F1.21, T1.20, T1.21} \quad 2 \% \quad \text{kWh}$$

Värme, som överförs från solfångaren till laddkretsen.

- Q12n Insamlad solvärme, från nya fältet.
- Mätvärden F1.22, T1.20, T1.22 2 % kWh
- Värme, som överförs från solfångaren till laddkretsen..
- Q23 Insamlad solvärme.
- Mätvärden F2.00, T2.01, T2.02 2 % kWh
- Värme, som överförs från laddkretsen till ackumulatorn.
- Q30 Värmeförlust från ackumulatorn.
- $Q30 = Q23 + E03 - Q35$ 4 % kWh
- Värmeförlusten beräknas som skillnaden mellan energi från ackumulatorn ut till fjärrvärmenätet och energi från solanläggningen med hänsyn tagen till den energi, som tillförs via ångpannan.
- Q35 Värme från ackumulatorn.
- Mätvärden F8.00, T8.01, T5.01 2 % kWh
- Värme, som levereras från ackumulatorn till pannornas shuntkrets.
- Q45 Värme från pannorna till shuntkretsen.
- $Q45 = Q56 - Q35$ 4 % kWh
- Värmet från pannorna mättes från början med hjälp av flödesmätare och temperaturgivare. Efter interna omkopplingar i värmecentralen var dessa mätningar inte längre relevanta utan värmet har därför beräknats utifrån uppmätta värden på värme från ackumulatorn och värme till fjärrvärmenätet. Angivet värde är producerad energi minskad med energi för uppvärmning av olja och fastighet.
- Q56 Total värmeleverans till fjärrvärmenätet.
- Mätvärden F8.00, T8.01, T8.03 2% kWh
- Värme till produktionscentralens egen undercentral samt värme för varmhållning av olja ingår i inte i lasten utan belastar pannkretsen.

Qo01 Total solinstrålning mot solfångaren under drift.

Mätvärden H0.01, X2.08 3 % kWh

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med solfångarnas glasade area (7,500 m²) under den tid solfångarna levererar värme till ackumulatorn.

Qo01g Total solinstrålning mot solfångaren under drift, gamla fältet.

Mätvärden H0.01, X2.08 3 % kWh

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med solfångarnas glasade area (4,000 m²) under den tid solfångarna levererar värme till ackumulatorn.

Qo01n Total solinstrålning mot solfångaren under drift, nya fältet.

Mätvärden H0.01, X2.08 3 % kWh

Global solinstrålning i solfångarens plan (riktning syd, resning = 38 grader) multiplicerat med solfångarnas glasade area (3,500 m²) under den tid solfångarna levererar värme till ackumulatorn.

T0 Utomhustemperatur.

Mätvärde T0.01 0.2 °C °C

Lufttemperaturen på värmecentralens norra fasad.

T12 Returtemperatur från solfångarfältet, vid värmväxlaren.

Mätvärden T1.02, X1.22 0.1 °C °C

Returtemperaturen från solfångaren är endast definierad då värmebärande cirkulerar genom solfångarfältet.

T12g Returtemperatur från solfångarfältet, gamla fältet.

Mätvärden T1.21, X1.22 0.1 °C °C

Returtemperaturen från solfångaren är endast definierad då värmebärande cirkulerar genom solfångarfältet.

- T12n Returtemperatur från solfångarfältet, nya fältet.
Mätvärden T1.22, X1.22 0.1 °C °C
Returtemperaturen från solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.
- T 21 Framtemperatur till solfångarfältet, vid värmeväxlaren.
Mätvärden T1.01, X1.22 0.1 °C °C
Framtemperaturen till solfångaren är endast definierad då värmebärare cirkulerar genom solfångarfältet.
- T23 Framtemperatur till ackumulatorn.
Mätvärden T2.02, X2.08 0.1 °C °C
Framtemperaturen till ackumulatorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.
- T32 Returtemperatur från ackumulatorn.
Mätvärden T2.01, X2.08 0.1 °C °C
Returtemperaturen från ackumulatorn är endast definierad då värmebärare cirkulerar i laddkretsen.
- T56 Fjärrvärmenätets framledningstemperatur.
Mätvärde T8.03 0.1 °C °C
- T65 Fjärrvärmenätets returtemperatur.
Mätvärde T8.01 0.1 °C °C
- Td01g Solfångarfältets övertemperatur, gamla fältet.
$$Td01g = (T21+T12g) / 2 - T0$$
 0.3 °C °C
Solfångarnas övertemperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos solfångarens värmebärare och uteluften.

Td01n Solfångarfältets övertemperatur, nya fältet.

$$Td01n = (T21+T12n) / 2 - T0 \quad 0.3 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Solfångarnas övertemperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos solfångarens värmebärare och uteluften.

Tde01g Solfångarfältets energiviktade övertemperatur, gamla fältet.

$$Tde01g = \text{sum} (Q12g * ((T21+T12g) / 2 - T0)) / \text{sum} Q12g \quad 0.5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är det energiviktade medelvärdet av skillnaden mellan genomsnittstemperaturen hos värmebäraren och utomhus-temperaturen.

Tde01n Solfångarfältets energiviktade övertemperatur, nya fältet.

$$Tde01n = \text{sum} (Q12n * ((T21+T12n) / 2 - T0)) / \text{sum} Q12n \quad 0.5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är det energiviktade medelvärdet av skillnaden mellan genomsnittstemperaturen hos värmebäraren och utomhus-temperaturen.

Tdo01g Solfångarfältets övertemperatur under drift, gamla fältet.

$$Tdo01g = \text{sum} (K2 * ((T21+T12g) / 2 - T0)) / \text{sum} K2 \quad 0.5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos värmebäraren i solfångaren och uteluften då solanläggningen är i drift.

Tdo01n Solfångarfältets övertemperatur under drift, nya fältet.

$$Tdo01n = \text{sum} (K2 * ((T21+T12n) / 2 - T0)) / \text{sum} K2 \quad 0.5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är den genomsnittliga skillnaden mellan temperaturen hos värmebäraren i solfångaren och uteluften då solanläggningen är i drift.

Te0 Energiviktad utetemperatur.

$$Te0 = \text{sum} (Q23 * T0) / \text{sum} Q23 \quad 0.1 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Te12g Solfångarfältets energiviktade arbetstemperatur, gamla fältet.

$$Te12g = \text{sum} (Q12g * (T21 + T12g) / 2) / \text{sum} Q12g \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram och returtemperaturerna till solfångarfältet.

Te12n Solfångarfältets energiviktade arbetstemperatur, nya fältet.

$$Te12n = \text{sum} (Q12n * (T21 + T12n) / 2) / \text{sum} Q12n \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram och returtemperaturerna till solfångarfältet.

Te23 Laddkretsens energiviktade arbetstemperatur.

$$Te23 = \text{sum} (Q23 * (T32 + T23) / 2) / \text{sum} Q23 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är ett energiviktat medelvärde av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturen i laddkretsen.

Te35 Värmets, Q35, energiviktade temperatur.

$$Te35 = \text{sum} (Q35 * (T35 + T53) / 2) / \text{sum} Q35 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från ackumulatortorn till pannkretsen.

Te56 Värmets, Q56, energiviktade temperatur.

$$Te56 = \text{sum} (Q56 * (T56 + T65) / 2) / \text{sum} Q56 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Energiviktade temperaturen hos värmets, som överförs från shuntkretsen till fjärrvärmenätet.

To0 Utomhustemperatur under drift.

$$\text{Mätvärden } T0.01, X2.08 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Lufttemperaturen på norrsidan av värmecentralen då ackumulatortorn laddas.

To1 Solfångarfältets arbetstemperatur under drift, hela fältet.

$$To1g = \text{sum}(K2 * (T21 + T12) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till hela solfångarfältet då ackumulatorn laddas.

To1g Solfångarfältets arbetstemperatur under drift, gamla fältet.

$$To1g = \text{sum}(K2 * (T21 + T12g) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till gamla solfångarfältet då ackumulatorn laddas.

To1n Solfångarfältets arbetstemperatur under drift, nya fältet.

$$To1n = \text{sum}(K2 * (T21 + T12n) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till nya solfångarfältet då ackumulatorn laddas.

To23 Laddkretsens arbetstemperatur under drift.

$$To23 = \text{sum}(K2 * (T32 + T23) / 2) / \text{sum} K2 \quad 0.2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad ^\circ\text{C}$$

Denna temperatur är tidsmedelvärdet av medelvärdet mellan fram- och returtemperaturerna till ackumulatorn då den laddas.

R34:1994
ISBN 91-540-5676-4
Bygghälsö, Stockholm

Art.nr: 6814034
Abonnemangsgrupp:
V. Anläggningsteknik
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna

Cirka pris: 87 kr inkl moms