

Store solvarmeanlæg med høje dækningsgrader



Store solvarmeanlæg med høje dækningsgrader

**Søren Østergaard Jensen
SolEnergiCentret
Teknologisk Institut**

**Flemming Ulbjerg
Rambøll**

Januar 2005

Forord

Denne rapport afslutter projektet "Store solvarmeanlæg med høje dækningsgrader", journal nr. 51181/01-0069 finansieret af Energistyrelsens Udviklingsprogram for vedvarende energi m.m.

Oprindeligt var det meningen at måle på solvarmeanlægget hos Rise Fjernvarme for at anvende målingerne til udvikling og validering af en simpel model for denne type solvarmeanlæg, som alle kunne bruge. Men efter moden overvejelse blev det besluttet at ændre formålet for projektet til i stedet at være en dokumentation af solvarmeanlægget hos Rise Fjernvarme samt udvidelsen hos Marstal Fjernvarme, og at sammenligne ydelsen fra disse anlæg med ydelsen fra andre store solvarmeanlæg med høj dækningsgrad. Hovedårsagen til dette skift var, at der allerede eksisterer gode programmer til simulering af ydelsen fra store solvarmeanlæg. Disse kan ikke anvendes af enhver, hvilket er godt, da det er meget store investeringer, der er tale om. Dimensioneringen af disse anlæg bør derfor kun foretages af personer med den nødvendige erfaring og ekspertise.

Deltagere i projektet:

Søren Østergaard Jensen, SolenergiCentret, Teknologisk Institut
Flemming Ulbjerg, Rambøll

Desuden tak til Leo Holm og Mette Jørgensen, Marstal Fjernvarme.

Store solvarmeanlæg med høje dækningsgrader
1. udgave, 1. oplag, 2005
© Teknologisk Institut
Industri- og Energidivisionen

ISBN: 87-7756-741-2
ISSN: 1600-3780

Indholdsfortegnelse

	Summary	3
1.	Indledning	4
1.1.	Rise Fjernvarme	4
1.1.1.	Solfangerfelt	4
1.1.2.	Akkumuleringsbeholder	6
1.1.3.	Træpillefyr	6
1.1.4.	Styring af fjernvarmecentralen	8
1.1.5.	Målinger	9
1.2.	Marstal Fjernvarme	9
1.2.1.	Sunstore II	9
1.2.2.	Styring af fjernvarmecentralen	17
1.2.3.	Målinger	19
2.	Målinger	20
2.1.	Rise Fjernvarme	20
2.1.1.	Solvarmeanlæggets ydelse	32
2.1.2.	Fjernvarmeydelse og ledningstab	32
2.2.	Marstal Fjernvarme	34
2.2.1.	Solvarmeanlæggets ydelse	38
3.	Sammenligning af ydelser	39
4.	Konklusion	44
5.	Referencer	45
Bilag A	Datablad for BA 120	46
Bilag B	Datablad for Arcon HT	48
Bilag C	Datablad for Arcon HT-N	50
Bilag D	Datablad for Solamax	53

Summary

During 2001-2003 three large solar heating plants with a solar heating fraction above 20% were erected in Denmark – all installed in connection with district heating.

The three plants are: Nordby Mårup Fjernvarme at the small island Samsø with a solar fraction of 21%, Marstal Fjernvarme at the small island Ærø where the solar fraction was increased from about 15 to 29% and Rise Fjernvarme also at the island Ærø with a solar fraction of 43%.

The plant at Mårup Fjernvarme is fully described and evaluated in the report (Jensen and Tambjerg, 2004). The present report deals with the two large solar heating plants at Ærø – the plants are described and their performance is evaluated. The performances of all three plants are, however, also compared in the report.

The plant at Marstal was originally erected in 1996 having a solar collector area of 8.036 m² and at water storage (steel tank) of 2.100 m³. The collector area was increased in 1999 with additional 1.005 m² and equipped with a sand pit storage of 3.600 m³ (2.000 m³ water equivalent). Finally in 2002/2003 the plant was further enlarged with 9.327 m² solar collectors to in total 18.370 m². Further a water pit storage of 10.000 m³ was connected to the plant. The plant comprises two major collector areas with two different generations of collectors from one Danish firm. A smaller research field contains four different collector types.

The plant at Rise was erected in 2002 and comprises 3.588 m² of solar collectors and a storage consisting of a 4.000 m³ steel tank with water.

The mean performance of the solar plant at Marstal Fjernvarme was in 2004 437 kWh/m² at a solar fraction of 28.5%.

At Rise Fjernvarme the performance was in 2003 458 kWh/m² and in 2004 382 kWh/m² at a solar fraction of 43%.

2004 was a poor year in Denmark with regard to solar irradiation – especially during the summer.

During a standard year the performance would be:

Rise Fjernvarme:	430 kWh/år
Marstal Fjernvarme:	480 kWh/år
Nordby Mårup Fjernvarme:	470 kWh/år

The three solar plants prove that it is possible to maintain a high performance of the solar collectors while operating with a high solar fraction.

1. Indledning

I perioden 2001-2003 blev der igangsat tre store solvarmeanlæg i forbindelse med fjernvarme, hvor dækningsgraden med solvarme var højere end 20 %: Nordby Mårup Varmeværk med en dækningsgrad på 21% (rapporteret i (Jensen og Tambjerg, 2004)), Rise Fjernvarme med en dækningsgrad på ca. 43% samt en udvidelse af solvarmeanlægget ved Marstal Fjernvarme, der forøgede dækningsgraden fra ca. 15 % til 29 %.

Nærværende rapport koncentrerer sig om solvarmeanlæggene i Rise og Marstal, da Nordby Mårup allerede er afrapporteret. Ydelserne for de tre solvarmeanlæg vil dog blive sammenlignet.

Opbygningen af solvarmeanlæggene i Rise og Marstal vil i det følgende kort blive beskrevet.

1.1. Rise Fjernvarme

Som led i bestræbelserne på at Ærø inden 2008 skal forsynes med 80-100 % vedvarende energi (www.aeroe-ve.dk), blev Rise Fjernvarme indviet i september 2001.

Store Rise og Dunkær er to små landsbysamfund beliggende på den sydlige del af Ærø.

Rise fjernvarme består af et solvarmeanlæg på 3.588 m², en 4.000 m³ akkumuleringsbeholder, et 800 kW træpillefyr og et ledningsnet på i alt 8 km.

Der er koblet 115 forbrugere på fjernvarmenettet – heraf: kirken, kroen, Ærø Redningskorps, smeden, slagteren, købmanden, forsamlingshuset, sparekassen, skolen og plejehjemmet. De resterende forbrugere er enfamiliehuse.

Figur 1.1-2 viser luftfoto af fjernvarmecentralen, mens figur 1.3 viser opbygningen af fjernvarmecentralen.

1.1.1. Solfangerfelt

Solfangerfeltet består af 300 stk. BA 120 solfangeren (11,96 m²) produceret af GJ Teknik A/S, Marstal. Et datablad for solfangerne findes i bilag A. Solfangerne er etableret som to felter på henholdsvis 13 og 17 rækker. I hver række er 10 solfangere koblet i serie.

Solfangerne er monteret på betonblokke placeret direkte på jord. Afstanden mellem rækkerne er 4,5 m. Solfangerne er sydvendte og har en hældning på 45°.

Solfangerkredsen er udført i præisolerede fjernvarmerør (+rør fra solfangerfeltet) og er ført til en varmeveksler i kedelcentralen, hvor varme fra solfangerne overføres til fjernvarmesystemet som vist i figur 1.3. Plantegning for solvarmeanlæg inkl. rørføring er vist i figur 1.4.

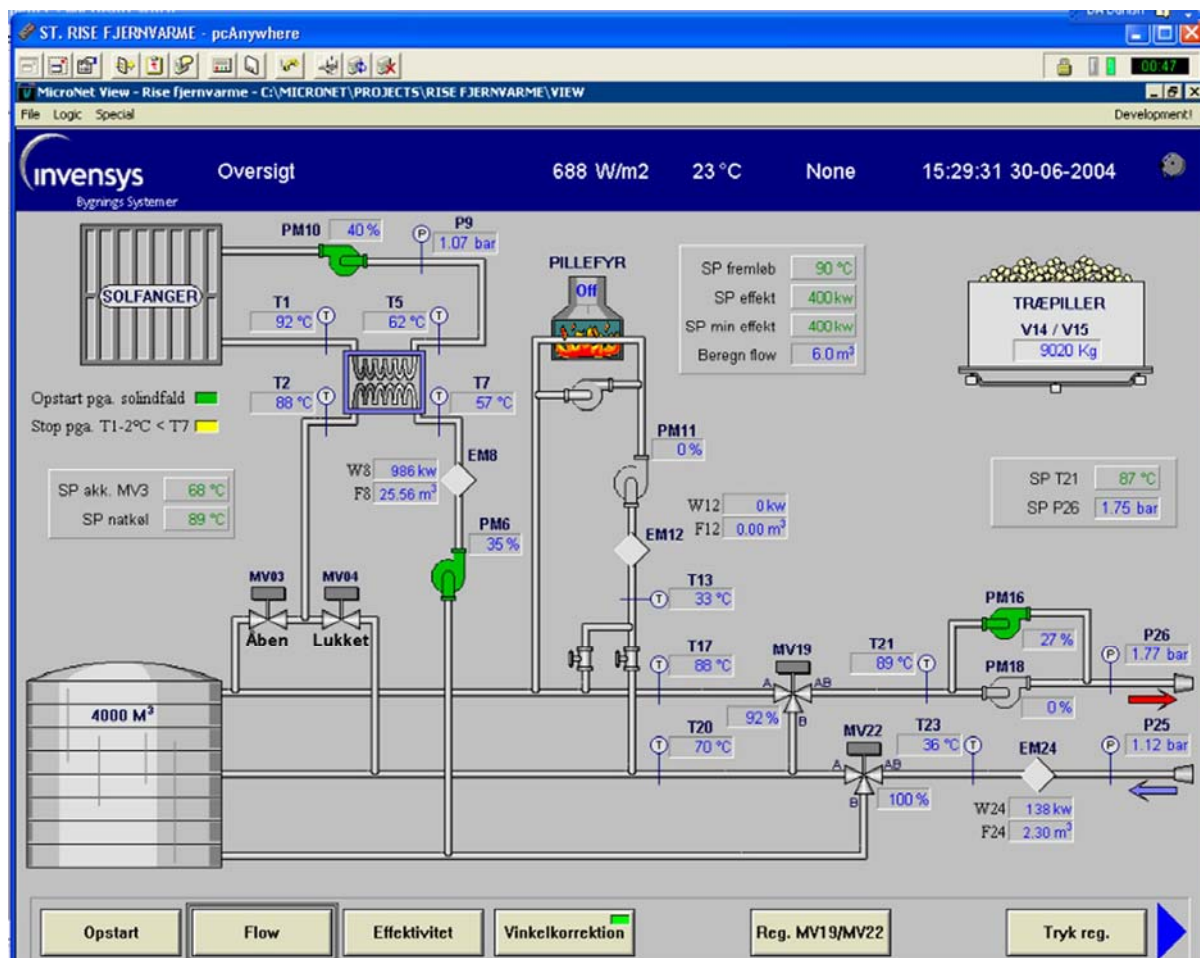
Volumenstrømmen i solfangerfeltet er, som det er blevet standard for denne type solvarmeanlæg, variabel for at kunne opnå de høje fremløbstemperaturer som fjernvarmenettet kræver.



Figur 1.1. Rise Fjernvarme placeret i udkanten af Rise – nærmeste nabo er skolen lige til venstre for solfangerfeltet.



Figur 1.2. Rise Fjernvarme hvor akkumuleringstanken og kedelcentralen ses lige over solfangerfeltet.



Figur 1.3. Principskitse af opbygningen af fjernvarmecentralen – screen dump fra anlæggets CTS-anlæg.

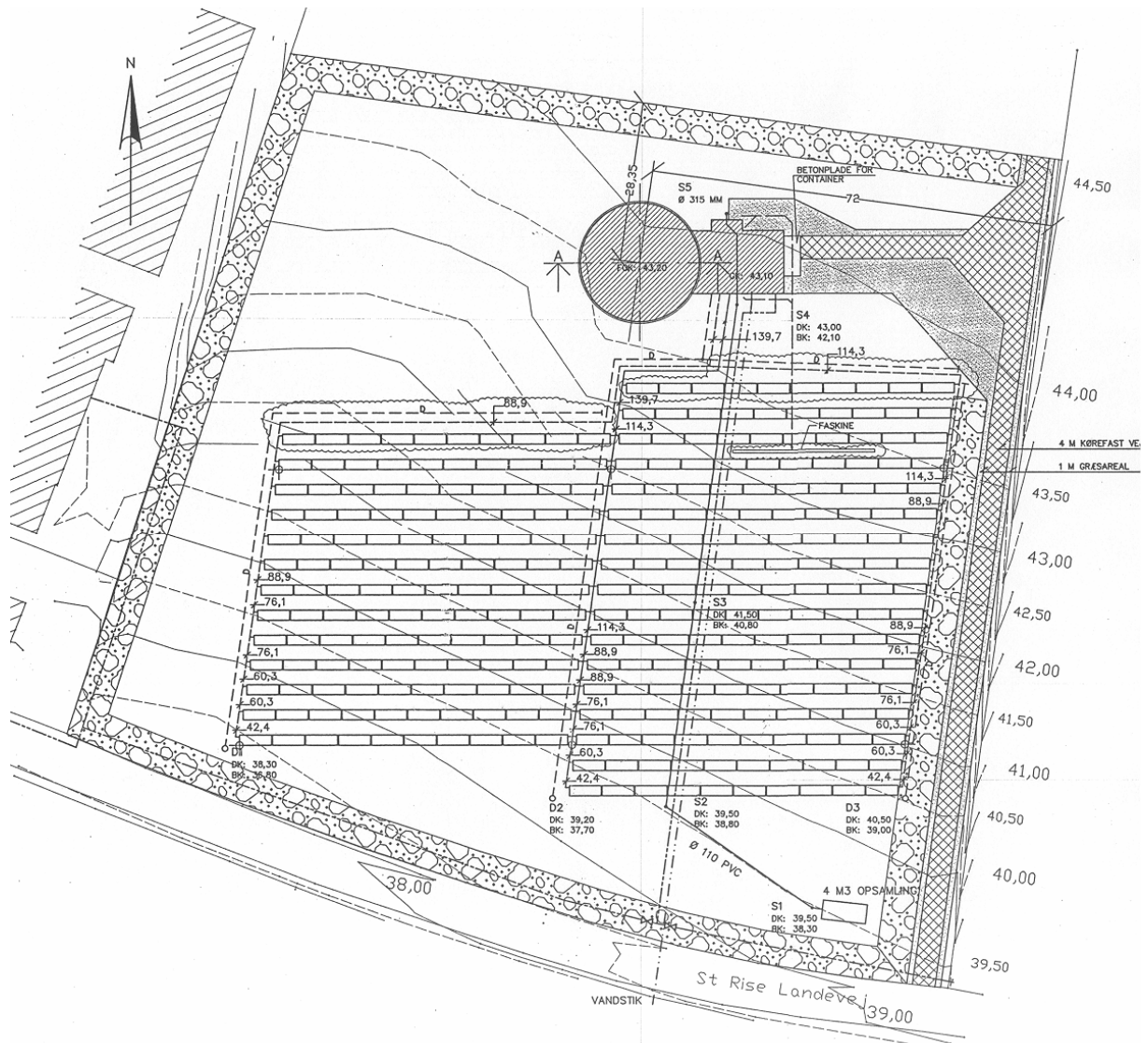
1.1.2. Akkumuleringsbeholder

Akkumuleringsbeholderen er en 4.000 m³ stålbeholder opbygget på stedet. Beholderens diameter er 20 m. Den er isoleret med 300 mineraluld på siderne og 400 mm i toppen.. Figur 1.5 viser en snittegning af akkumuleringsbeholderen.

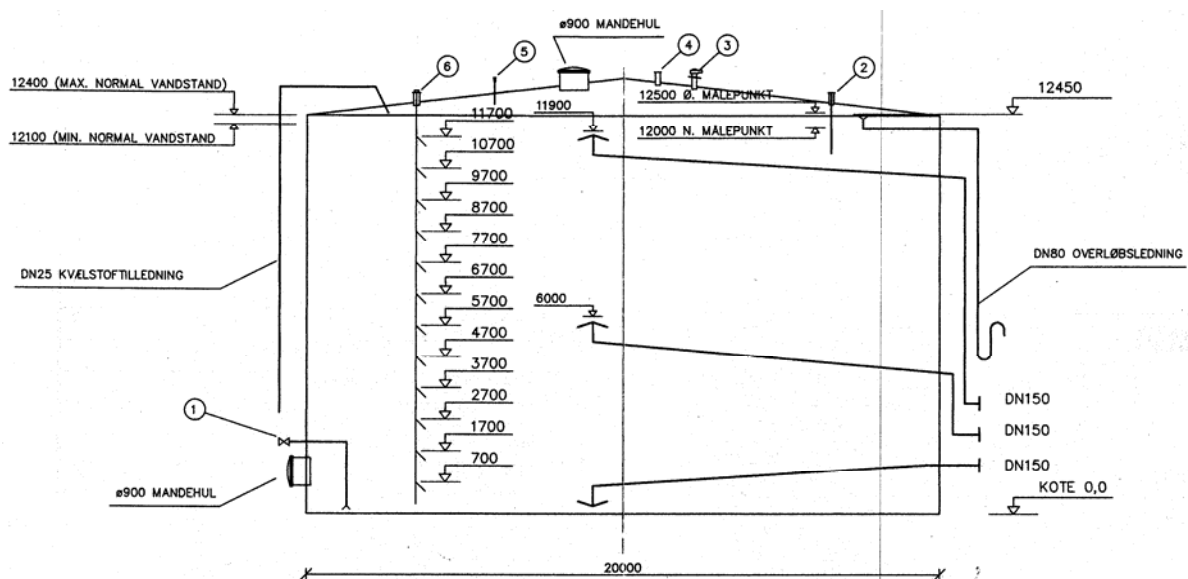
Varme fra både solvarmeanlæg og pillefyr kan akkumuleres i beholderen. Der er fjernvarmevand i beholderen. Solfangerfeltet kører enten på hele akkumuleringsbeholderen eller den nederste halvdel alene, mens pillefyret udelukkende kører på den øverste halvdel – se figur 1.3. Dette er gjort for at reducere konflikten mellem de to opvarmningsformer, når disse begge er i operation.

1.1.3. Træpillefyr

Træpillefyret på 800 kW er den eneste backup for solvarmeanlægget. Træpillefyret er på grund af akkumuleringstanken kun i drift i ca. halvdelen af året. Når træpillefyret er i drift, kører det konstant i en længere periode, hvilket er muligt, da overskydende varme lagres i akkumuleringsbeholderen. Det betyder, at træpillefyret altid kører med høj effektivitet.



Figur 1.4. Plantegning for solvarmeanlægget inkl. rørføring.



Figur 1.5. Snittegning af akkumuleringsbeholderen med angivelse af placeringen af de 12 temperaturfølere i beholderen.

1.1.4. Styring af fjernvarmecentralen

Rise fjernvarme har en driftsaftale med Ærøskøbing Fjernvarme. Anlægget styres via et CTS-anlæg som overvåges via fjernopkobling. Ærøskøbing Fjernvarme tilser anlægget 1-3 gange om ugen efter behov.

I det følgende beskrives kort den overordnede styring af fjernvarmeanlægget.

Solvarmeanlæg

Pumpen i solvarmeanlæggets primærkreds (se figur 1.3) starter, når solfangerfeltet er i stand til at hæve returtemperaturen fra solfangeren til over temperaturen i bunden af lageret eller returtemperaturen fra fjernvarmenettet – hvilken der i det aktuelle tilfælde er lavest. Om returtemperaturen fra solfangerfeltet kan blive tilstrækkelig høj beregnes på baggrund af det målte totale solindfald på solfangerne og udelufttemperaturen ved hjælp af et modificeret effektivitetsudtryk for solfangerfeltet. Det modificerede effektivitetsudtryk er dannet på baggrund af effektivitetsudtrykket i bilag A, men modificeret ved trial and error til også at inkludere varmetabet fra rørene i primærkredsen.

Pumpen i sekundærkredsen starter, når den målte returtemperatur fra solfangerfeltet når den ønskede starttemperatur, der som nævnt er den laveste værdi af: bunden af lageret eller returen fra fjernvarmenettet.

Volumenstrømmen i de to solfangerkredse reguleres for at opnå en fast returtemperatur fra solfangerfeltet. Sætværdien findes enten i en tabel med én temperatur for hver måned i året eller sættes manuelt af operatøren af anlægget. Pumpen i sekundærkredsen reguleres mellem 8 og 80 m³/h – volumenstrømmen i primærkredsen er 3-4 % højere end i sekundærkredsen. 80 m³/h svare til 0,37 l/m²/min, men da 10 solfangere er serieforbundet pr. række er den maksimale volumenstrøm gennem hver solfanger 44 l/min.

Sekundærsiden leverer enten varmen til toppen af lageret eller til midt i lageret – se figur 1.3 og 1.5. Dette styres med de to ventiler MV03-04 i figur 1.3. Når temperaturen fra varmeveksleren er over det manuelt satte sætpunkt, ledes varmen til toppen ellers til midt i beholderen. Returen fra lageret tages altid fra bunden af lageret.

Hvis temperaturen i bunden af beholderen kommer over et manuelt sat temperatursætpunkt, kører pumperne i solfangerkredsene også om natten for at hindre kogning i systemet.

Træpillefyre

Træpillefyret startes og stoppes manuelt.

Pumpen i træpillefyrets væske kredsløb reguleres for at opnå de manuelt satte sætpunkter for fremløbstemperatur til fjernvarmenettet og max/min effekt fra pillefyret. I tilfælde af højere produktion fra pillefyret end krævet af fjernvarmenettet lagres overskydende varme i den øverste halvdel af lageret.

Fjernvarmenet

Volumenstrømmen i fjernvarmenettet styres efter en fast fremløbstemperatur, der enten hentes i en tabel med en temperatur fastsat i henhold til udelufttemperaturen eller sættes manuelt af operatøren af anlægget. På samme måde reguleres differenstrykket over frem og retur efter udelufttemperaturen for altid at sikre varme til den yderste forbruger.

1.1.5. Målinger

Figur 1.3 viser de fleste målepunkter i anlægget. Desuden måles udelufttemperatur og solindfald på en flade i plan med solfangernes dæklag. Desuden er flere af energimålerne blevet aflæst manuelt.

De målte værdier lagres på pc'en, der styrer CTS-anlægget. Det er muligt direkte at udskrive dagssummer/midler og månedssummer/midler til Excel-filer for et begrænset antal parametre – primært energistrømme. Men dette er ikke muligt for timeværdier. Disse kan dog vises som grafer på pc'en, der styre CTS-anlægget.

1.2. Marstal Fjernvarme

I 1996 etablerede Marstal Fjernvarme et 8.038 m² solfangeranlæg med en 2.100 m³ akkumuleringsbeholder i stål (diameter: 13,8 m, isolering: 2x150 mm tankbats). Solfangerne var af typen Arcon HT – datablad findes i bilag B. Solfangerfeltet bestod af 2 x 36 rækker med 10 solfangere i serie i hver række. Solfangerne er monteret på betonblokke placeret direkte på jord. Afstanden mellem rækkerne er 4,5 m. Solfangerne er sydvendte og har en hældning på 40°.

I 1999 blev solfangerfeltet udvidet med yderligere 1.005 m² solfangere (af samme type som den eksisterende) og et sandlager med varmeslanger i vådt sand på 3.600 m³ (2.000 m³ vandækvivalent) blev etableret. Desuden blev der installeret en varmepumpe, der muliggjorde køling af solfangerfeltet om aftenen samt varmeindvinding fra sandlageret.

Solvarmeanlægget dækkede herefter ca. 15 % af varmekonsumet. Figur 1.6 viser et billede af solvarmeanlægget, som det så ud i 1999 med et solfangerareal på i alt 9.043 m².

1.2.1. Sunstore II

I slutningen af 2002/starten af 2003 blev solvarmeanlægget igen udvidet – denne gang med 9.327 m² solfangere til i alt 18.370 m². Figur 1.7 viser solvarmeanlægget hos Marstal Fjernvarme efter udvidelsen. Figur 1.8 viser et nærbillede af anlægget, mens figur 1.9 viser de nye elementer i anlægget.

Der blev installeret 8.019 m² af en videreudvikling af Arcon's HT-solfanger. Videreudviklingen af solfangeren blev initieret af udvidelsesprojektet for Marstal Fjernvarme. Den nye solfanger blev testet til at være 23-37 % mere effektiv end den allerede anvendte HT-solfanger (Vejen, 2002). Denne effektivitetsforøgelse er dog for høj, viser en senere rapport (Jianhau, Schultz, Furbo, 2004), da der havde indsneget sig en regne fejl i (Vejen, 2002). På baggrund af (Jianhau, Schultz, Furbo, 2004) vurderes besparelsen at være ca. 10 % lavere – dvs. i størrelsesordenen 21-33 % Datablad for den nye solfanger Arcon HT-N findes i bilag C.

3 x 2 rækker af HT-N (60 solfangere) blev placeret i forlængelse af det oprindelige felt med samme afstand og hældning som det oprindelige felt. De resterende 29 x 2 rækker (580 solfangere) blev også placeret med en afstand på 4,5 m, men med en hældning på 35°.



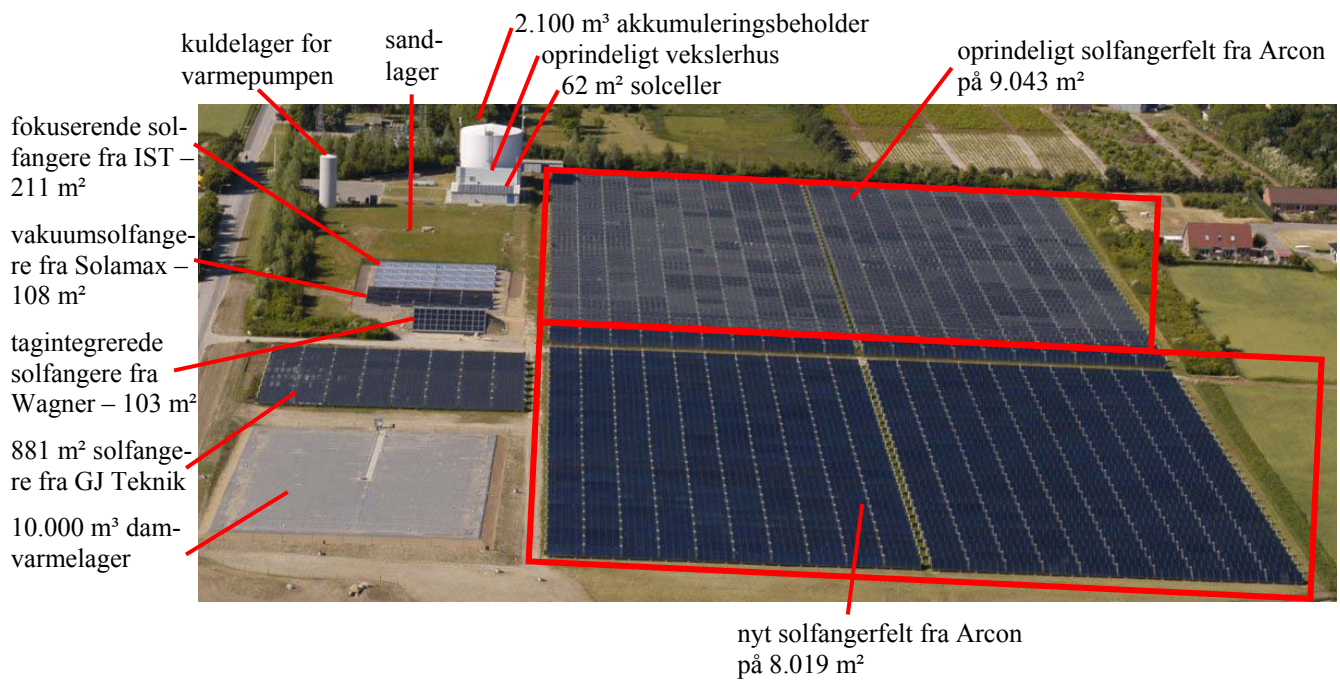
Figur 1.6. Solvarmeanlægget på 9.043 m² hos Marstal Fjernvarme. Akkumuleringsbeholderen på 2.100 m³ ses i nederste venstre hjørne.



Figur 1.7. Solvarmeanlægget efter udvidelsen til 18.370 m².



Figur 1.8. Solvarmeanlægget efter udvidelsen til 18.370 m².



Figur 1.9. Elementerne i solvarmeanlægget efter udvidelsen.

Forsøgsfelter

Solvarmeanlægget består hovedsageligt af to typer plane solfangere, hvor der mellem absorber og dæklaget af glas er monteret en teflonfolie for at reducere varmetabet gennem dæklaget.

Men der findes andre typer solfangere – herunder fokuserende solfangere og vakuumsolfangere, som har en bedre ydelse i højtemperaturområdet end plane solfangere. For at undersøge, hvordan denne type solfangere fungerer i forbindelse med fjernvarmeanlæg, blev der opbygget testfelter med andre typer af solfangere – herunder også to andre typer plane solfangere.

Fokuserende solfangere

Der er installeret et felt med 211 m² fokuserende solfangere fra firmaet IST (Industrial Solar Technology), USA. Solfangerne består af et blankpoleret trug som fokuserer solindstrålingen på et absorberrør, hvor solfangervæske cirkulere – se figur 1.10. Absorberrøret er beskyttet mod varmetab ved hjælp af et omsluttende glasrør. Hældningen af truget følger hele tiden solen, så solindfaldet altid fokuseres på absorberrøret. Når solindfaldet er under 125 W/m² i 20 minutter eller vindhastigheden er over 10 m/s i 10 sekunder, vendes truget, som det ses i figur 1.11. Afstanden mellem solfangerne er 6 m.



Figur 1.10. Fokuserende solfangere fra IST, USA.

Vakuumsolfangere

Der er installeret 108 m² vakuumsolfangere fra Solamax, Irland. Solfangerne består af en absorber placeret inde i et glasrør. Glasrøret er evakueret for at reducere varmetabet fra absorberen. Figur 1.12 viser et udsnit af dette solfangerfelt. Der er 1.080 rør. Disse er opdelt i

solfangere á 30 rør, som igen er serieforbundet tre og tre. Hældningen af solfangerne er 40° og afstanden er 4 m. Datablad for Solamax findes i bilag D.



Figur 1.11. De fokuserende solfangerne fra IST, hvor truget er vendt på grund af for lille solindfald.



Figur 1.12. Vakuumsolfangere fra Solamax, Irland.

Tagintegrerede solfangere

Bygningen med vekslere og pumper til de nye felter blev gravet delvist ned i jorden og som tag blev anvendt 103 m² solfangere fra Wagner, Tyskland. Solfangerne er plane solfangere uden teflonfolie mellem absorber og glassdæklag. Figur 1.13 viser solfangerfeltet, som består af 6 solfangere pre-monteret på den underliggende tagkonstruktion som vist i figur 1.14. Hældningen af solfangerfeltet er 31,5°C.



Figur 1.13. Tagintegrerede solfangere fra Wagner, Tyskland.



Figur 1.14. Montage af de tagintegrerede solfangere.

Plane solfangere

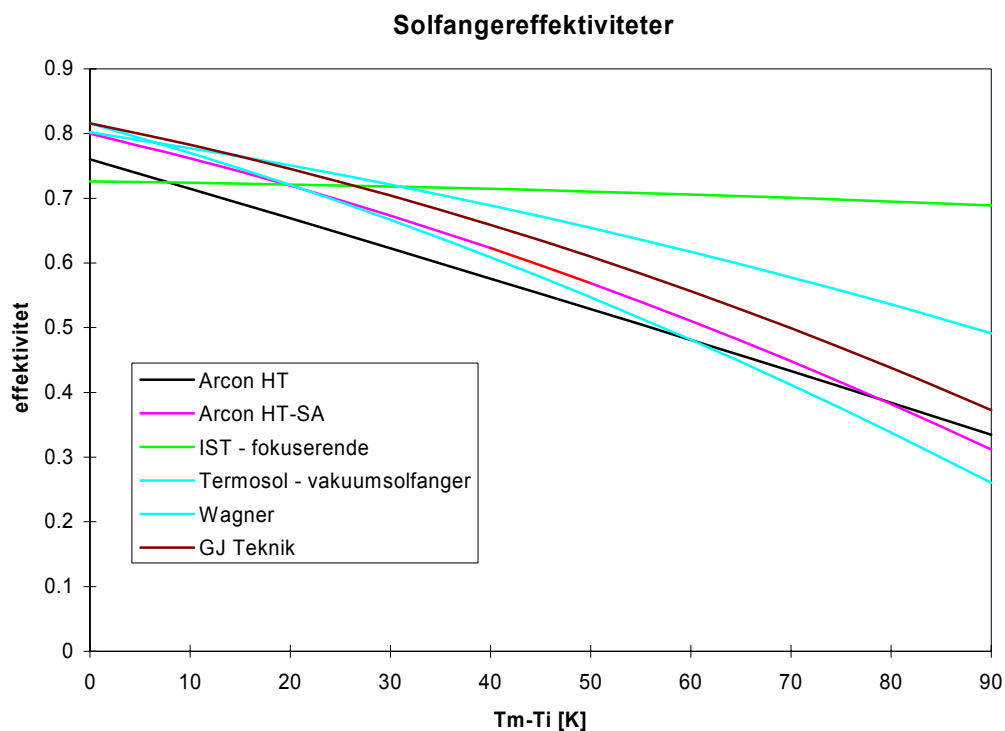
I et forsøgsfelt på 881 m² er der installeret 64 solfangere fra det lokale firma GJ Teknik, Marstal. Solfangerne er en videreudvikling af solfangeren BA 120 fra Batec, som blev anvendt i Rise-anlægget (bilag A). Solfangerne er på 13,77 m². Solfangerne er placeret på betonkloder direkte på jord med en afstand på 4,8 m og en hældning på 35°. Af pladshensyn er solfangerne kun koblet 8 i serie, men kan ligesom Arcon kobles 10 eller flere i serie

Solfanger-effektiviteter

Der findes ikke datablade for solfangerne i forsøgsfelterne. I stedet er koefficienterne i solfangerligningen angivet i tabel 2.1 sammen med solfangerne fra Arcon og vist grafisk ved et solindfald på 800 W/m² i figur 1.15.

Solfanger	n_0	k_0	k_1	a
Arcon HT	0,76	3,5	0,002	
Arcon HT-SA	0,8	2,9	0,016	3,7
IST	0,726	0,15	0,002	-
Solamax	0,802	1,86	0,01	4,7
Wagner	0,816	3,5	0,016	3,6
GJ Teknik	0,816	2,5	0,016	3,6

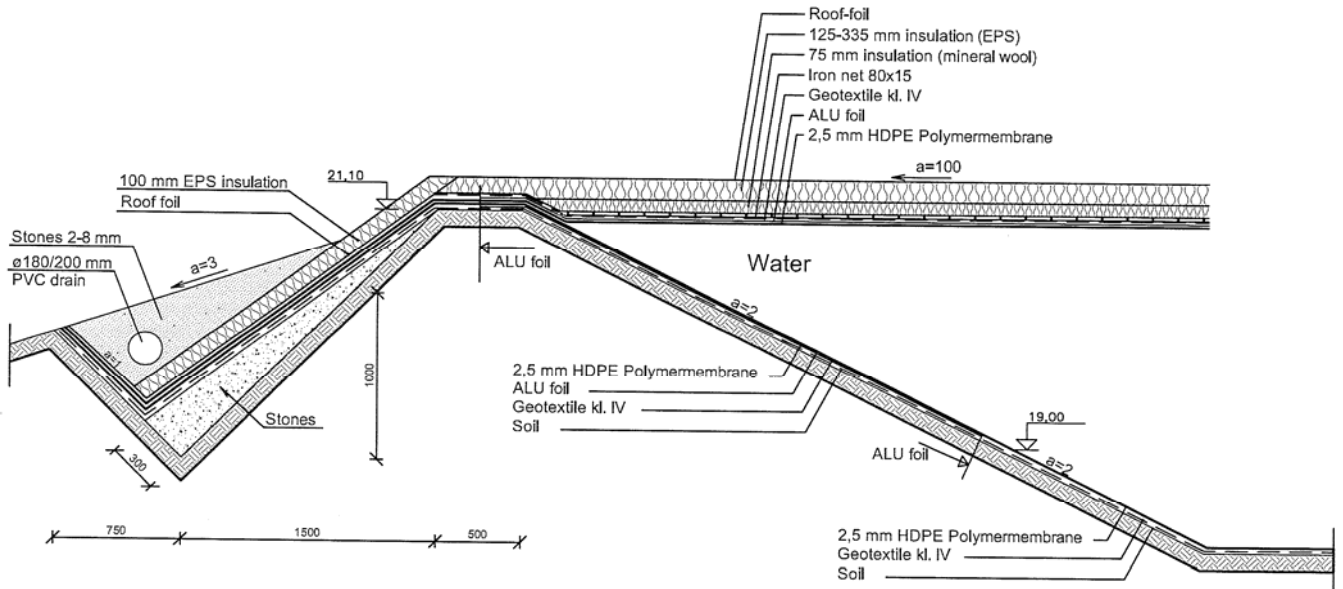
Tabel 2.1. Konstanter i effektivitetsudtrykkene for de anvendte solfangere.



Figur 1.14. Effektiviteten af de anvendte solfanger ved et solindfald på 800 W/m² afhængig af temperaturforskellen mellem middelvæsketemperatur og indløbstemperaturen til solfangerne.

Damvarmelager

I slutningen af 2003 blev et 10.000 m³ damvarmelager koblet til systemet. Damvarmelageret er en omvendt pyramidestub gravet ned i jorden og fyldt med vand. Lageret er 6,5 m dyb med et areal i bunden på 39 x 16 m² og et topareal på 65 x 42 m². Damvarmelageret har på sider og i bunden en HDPE-liner for at hindre udsivning af vand. Lageret er i toppen isoleret med et flydende låg. Konstruktionen er vist i figur 1.15, mens 1.16 viser et billede af lageret før ifyldning af vand.



Figur 1.15. Konstruktionsdetaljer for damvarmelageret.



Figur 1.16. Damvarmelageret før ifyldning af vand.

Solcelleanlæg

I forbindelse med SOL1000-projektet har Marstal Fjernvarme fået installeret et 62 m² stort solcelleanlæg på et tag ved bygningen, der indeholder vekslerne til det oprindelige solfangerfelt. Anlægget er på lige under 6 kW_p.

Kedler

Hovedvarmekilden hos Marstal Fjernvarme er 6 oliefyrede kedler med en samlet effekt på 18,3 MW. Kedlerne er af varierende størrelse for lettere at kunne tilpasse produktionen til behovet. Der fyres med spildolie. Efter kedlerne er der installeret en røgvasker med en max varmeydelse på 0,85 MW.

Systemopbygning

Figur 1.17 viser skematisk opbygningen af fjernvarmecentralen. Der er koblet varmevekslere ind mellem alle solfangerfelter og fjernvarmenettet. Ligeledes er der varmevekslere mellem fjernvarmenet og damvarmelager.

Behov

Det årlige fjernvarmebehov er 27,3 GWh (middel af 1999-2004) med et max peak på 9,5 MW.

1.2.2. Styring af fjernvarmecentralen

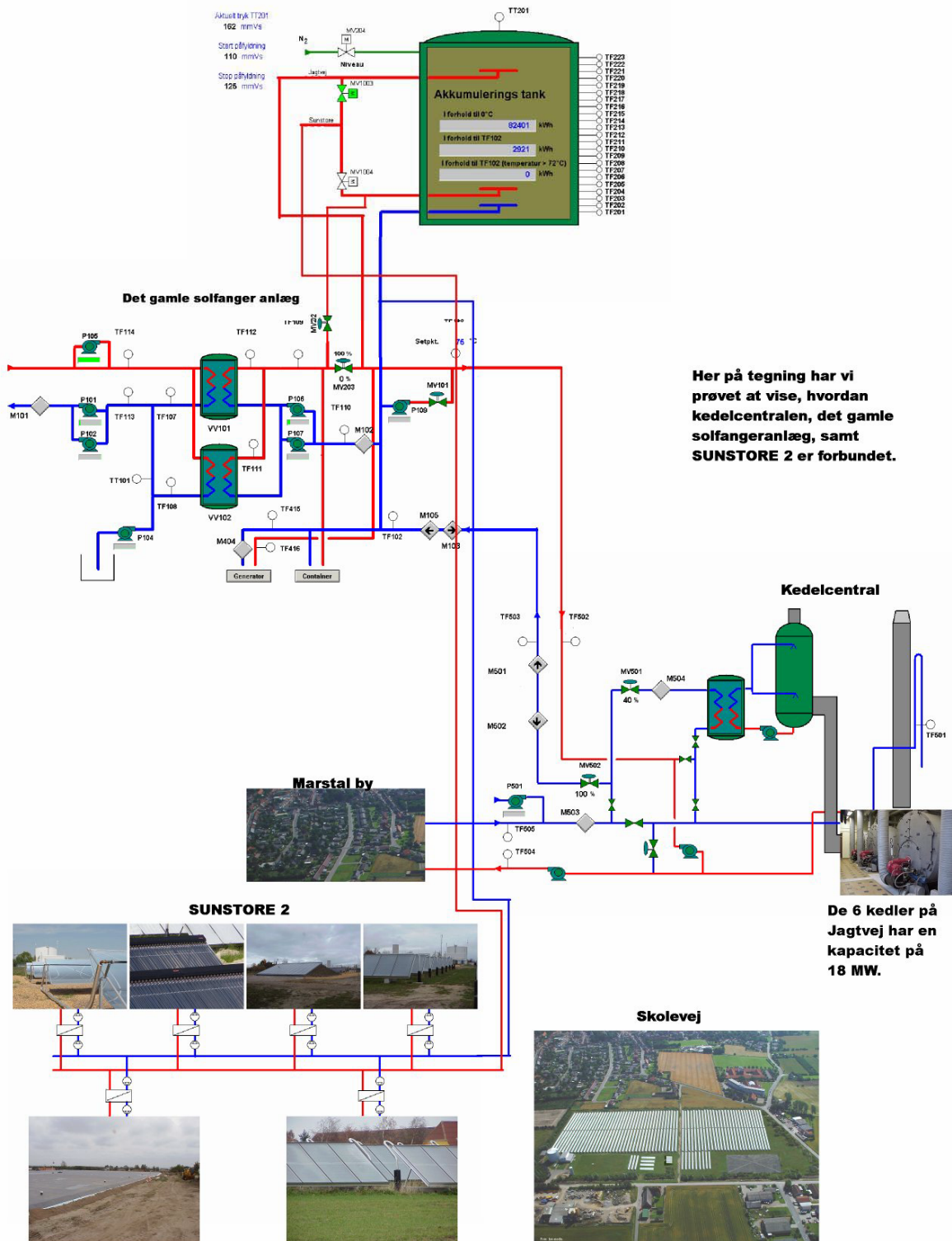
Pumpen i solfangerfelternes primærkredse (se figur 1.17) starter, når det aktuelle solfangerfelt er i stand til at hæve returtemperaturen fra solfangeren til over temperaturen i bunden af lageret eller returtemperaturen fra fjernvarmenettet – hvilken der i det aktuelle tilfælde er lavest. Om returtemperaturen fra solfangerfeltet kan blive tilstrækkelig høj, beregnes på baggrund af det målte totale solindfald på solfangerne og udelufttemperaturen ved hjælp af et modificeret effektivitetsudtryk for solfangerfeltet. Det modificerede effektivitetsudtryk er dannet på baggrund af effektivitetsudtrykkene i tabel 2.1, men modificeret ved trial and error til også at inkludere varmetabet fra rørene i primærkredsen.

Pumpen i sekundærkredsen starter når den målte returtemperatur fra solfangerfeltet når den ønskede starttemperatur, der som nævnt er den laveste værdi af: bunden af lageret eller returen fra fjernvarmenettet.

Volumenstrømmen i de to solfangerkredse reguleres for at opnå en fast returtemperatur fra det aktuelle solfangerfelt. Sætværdien for det enkelte solfangerfelt sættes manuelt af operatøren af anlægget. Pumpen i sekundærkredsen reguleres mellem 10 og 100 % af max volumenstrøm – volumenstrømmen i primærkredsen er 3-4 % højere end i sekundærkredsen.

Sekundærsiden leverer varmen til fjernvarmenettet. Hvis der er overskudsvarme i forhold til behovet, sendes der først varme til akkumuleringsbeholderen på 2.100 m³. Når denne beholder er fyldt, sendes varmen til damvarmelageret. Når damvarmelageret er fyldt sendes varmen til sandlageret. Styringen af ilægning og udtagning af varme fra lagrene styres manuelt, men kan ændres til automatisk. Der skal dog først opnås erfaring med lagring i damvarmelageret, før dette kan gøres automatisk.

Marstal Fjernvarme



Figur 1.17. Skematisk opbygning af solvarmeanlægget.

Hvis temperaturen i bunden af akkumuleringsbeholderen og damvarmelageret kommer over et manuelt sat temperatursætpunkt, kører pumperne i solfangerkredsene også om natten for at hindre kogning i systemet.

Start/stop og effektniveau for oliekedlerne styres manuelt. Køling af solfangerfelter og sandlager med varmepumpen styres også manuelt.

1.2.3. Målinger

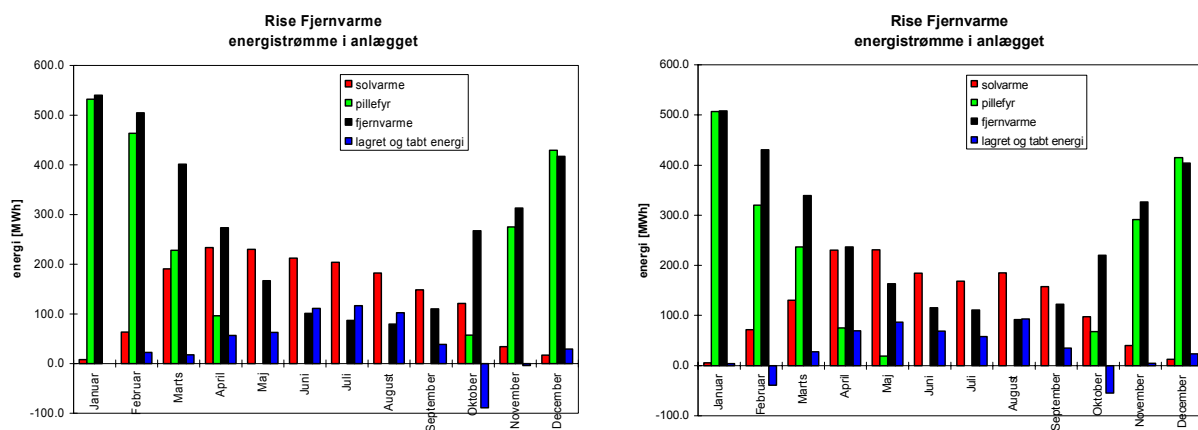
Der er installeret mange målepunkter i anlægget. Marstal Fjernvarme anslår antallet til at være over 700. Det burde således være muligt detaljeret at dokumentere de termisk forhold i anlægget. Desværre er det efter udvidelsen af anlægget blevet meget vanskeligt at udtrække data fra anlæggets måle/styresystem (CTS-anlæg). CTS-anlæggets rapportdel fungerede ikke tilfredsstillende. Det er nu blevet rettet men for sent til at være til gavn for nærværende rapport.

2. Målinger

I det følgende undersøges funktionen af de to solvarmeanlæg ved hjælp af målinger fra anlæggene. I det efterfølgende kapitel sammenlignes de årlige ydelser.

2.1. Rise Fjernvarme

Figur 2.1 viser de summerede månedlige energistrømme i 2003 og 2004. De røde og grønne søjler er energi tilført fra henholdsvis solvarmeanlægget og træpillefyret. De sorte søjler er energi sendt ud på fjernvarmenettet. De blå søjler er fremkommet ved at summere energimængderne fra solvarmeanlægget og træpillefyret og fratække energien sendt ud på fjernvarmenettet. De blå søjler repræsenterer således energi lagret i akkumuleringsbeholderen samt tab i systemet inkl. natkøling om sommeren, når der var risiko for kogning i akkumuleringsbeholderen.

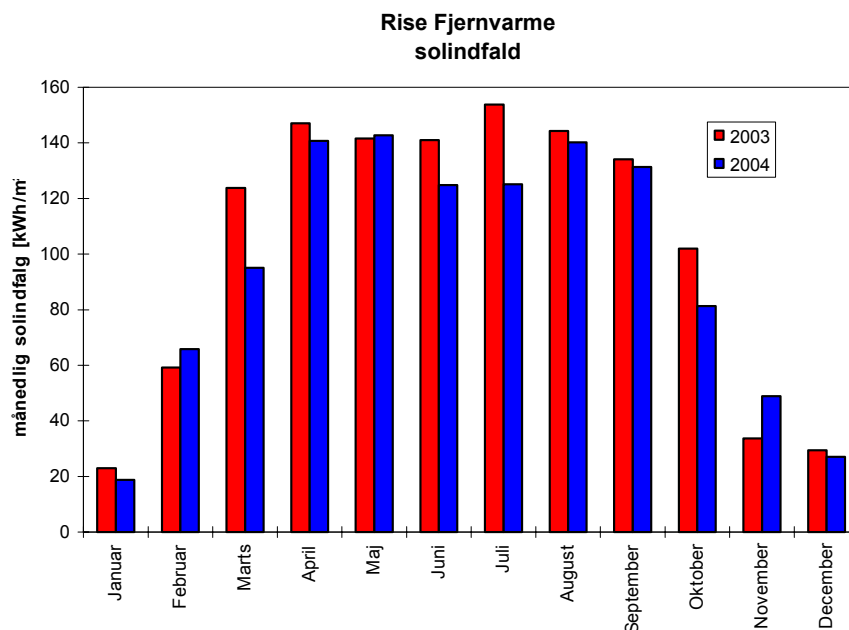


Figur 2.1. Summerede månedlige energistrømme i 2003/04. I Excel-filen fra CTS-anlægget mangler nogle dage (1/1, 2/4, 1/8 og 25/8 i 2003 og 1/1, 21-21/9 og 11/10 i 2004). Dette er der kompenseret for ved at antage at de manglende dage har samme energistrømme som en gennemsnitsdag i den aktuelle måned.

De to grafer i figur viser samme tendens. Forskellen mellem de to grafer i figur 2.1 skyldes bl.a. forskel i solindfald. Solindfaldet i 2004 var ca. 7,5% lavere end i 2003. Specielt var solindfaldet i juni/juli lavere i 2004 end i 2003 – se figur 2.2.

Da de to grafer i figur 2.1 viser samme tendens vil de månedlige energistrømme kun blive diskuteret for 2003 – disse tal er også vist i tabel 2.1. Det ses af figur 2.1, at træpillefyret i 2003 har været slukket i maj-september. Træpillefyret blev slukket d. 27. april og startet igen d. 19. oktober, således at træpillefyret var slukket i ca. halvdelen af 2003. I perioden november-februar 2003 kommer næsten al varmen fra træpillefyret.

Der lagres i 2003 varme i akkumuleringsbeholderen i størstedelen af året – undtagen januar, oktober og november. Den oplagrede varme fra sommeren bliver allerede brugt op i oktober, hvilket ikke er mærkeligt, da fjernvarmebehovet her var 267 MWh, mens lagerkapaciteten er omkring 240 MWh – hvilket svarer til ca. en uges forbrug ved et max. forbrug på 1.2 MW.

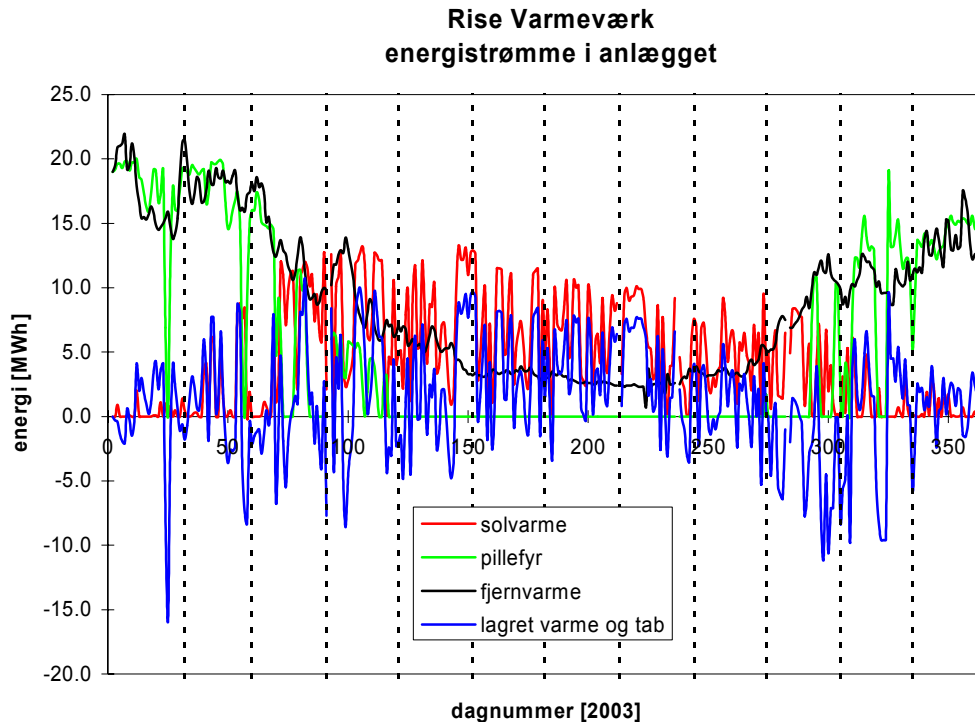


Figur 2.2. Solindfald på solfangerne i 2003 og 2004.

Måned	Solindfald kWh/m ²	Solvarme MWh	Pillefyr MWh	Fjernvarme MWh	Lager og tabt energi MWh
Januar	0.2	8.0	532.2	540.1	0.1
Februar	59.2	63.4	463.7	504.5	22.6
Marts	123.8	190.7	228.2	401.3	17.6
April	147.0	233.8	96.2	273.6	56.4
Maj	141.6	229.9	0.0	167	62.9
Juni	141.0	212.4	0.0	101.2	111.2
Juli	153.8	203.9	0.0	87.1	116.8
August	144.3	182.2	0.0	79.8	102.4
September	134.1	148.5	0.0	110	38.5
Oktober	102.0	121.2	57.3	267.4	-88.9
November	33.7	34.1	275.3	313.2	-3.8
December	29.4	17.1	429.4	417	29.5
Total	1210.1	1645.2	2082.3	3262.2	-

Figur 2.1. Summerede månedlige energistrømme i 2003. I Excel-filen fra CTS-anlægget mangler nogle dage (1/1, 2/4, 1/8 og 25/8 i 2003 og 1/1, 21-21/9 og 11/10 i 2004). Dette er der kompensert for ved at antage at de manglende dage har samme energistrømme som en gennemsnitsdag i den aktuelle måned.

Figur 2.1 giver dog ikke et sandfærdigt billede af funktionen af akkumuleringsbeholderen, da der sker op- og afladning af akkumuleringsbeholderen indenfor de enkelte måneder. Dette er vist i figur 2.3, hvor energistrømmene er vist som dagsværdier for 2003.



Figur 2.3. Daglige energistrømme i 2003. De lodrette punkterede streger angiver måneds-skift.

Figur 2.1 viser ingen op- eller afladning af akkumuleringsbeholderen i januar, mens figur 2.3. viser en del fluktuation i den lagrede energimængde. Figur 2.3 viser bl.a. et stop af pillefyret sidst i januar, hvor lageret sikrede stabil energitilførsel til fjernvarmenettet.

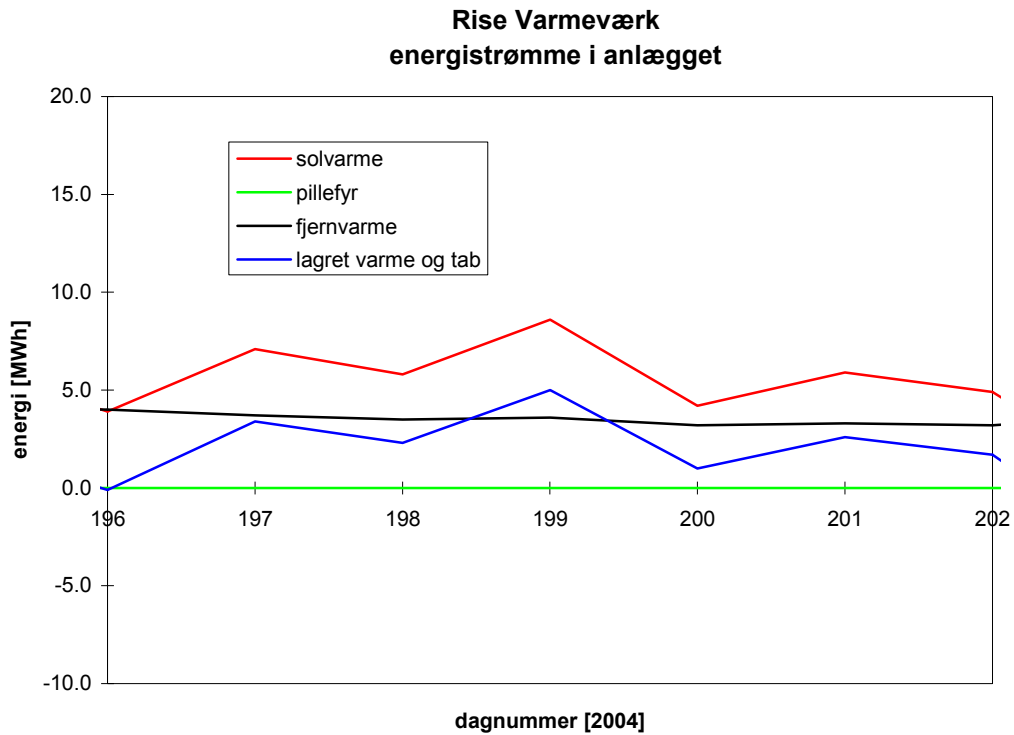
Figur 2.4-6 viser nærbilleder af tre udvalgte uger i 2003 og 2004. I de efterfølgende figurer (figur 2.7-2.18) er der vist timeværdier for temperaturer og energistrømme i systemet.

Figur 2.4 viser en sommersituation med slukket træpillefyr. Varmeproduktionen fra solvarmeanlægget kan hele tiden dække fjernvarmebehovet. Fjernvarmebehovet er i perioden svagt faldende fra 4 til 3,2 MWh/dag (133-170 kW). Med undtagelse af dag 196 (15/7) lagres der hver dag energi i akkumuleringsbeholderen. Dette dækker dog over, at lageret rent faktisk aflader lidt om natten, hvor der ikke produceres solvarme, som det vises i figur 2.11. Akkumuleringsbeholderen har derfor en meget vigtig udjævnende effekt, der sikrer, at der ikke er behov for et back-up-system om sommeren.

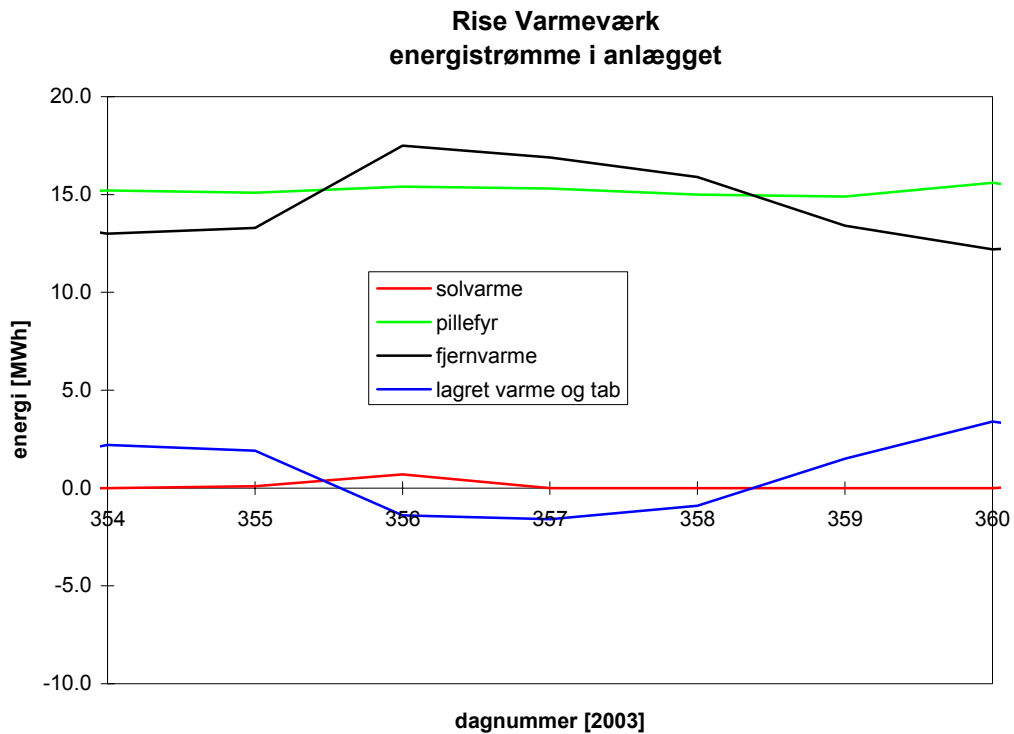
Figur 2.5 viser en vintersituation med stort set ingen solvarmeproduktion. Træpillefyret kører meget konstant med en energiproduktion på ca. 15,2 MWh/dag (634 kW). I de to første og de to sidste dage er energiproduktionen større en behovet, og der lagres derfor energi. I de tre midterste dage overstiger behovet produktionen og der trækkes varme ud af akkumuleringsbeholderen.

Figur 2.6 viser en situation, hvor både solvarmeanlæg og træpillefyr er i drift. Energiproduktionen fra træpillefyret variere mellem 0-13,7 MW/dag (0-571 kW). Solvarmeproduktionen når op på 13.5 MWh/dag. Fjernvarmebehovet svinger mellem 9,1 og 10,4 MWh/dag. Med und-

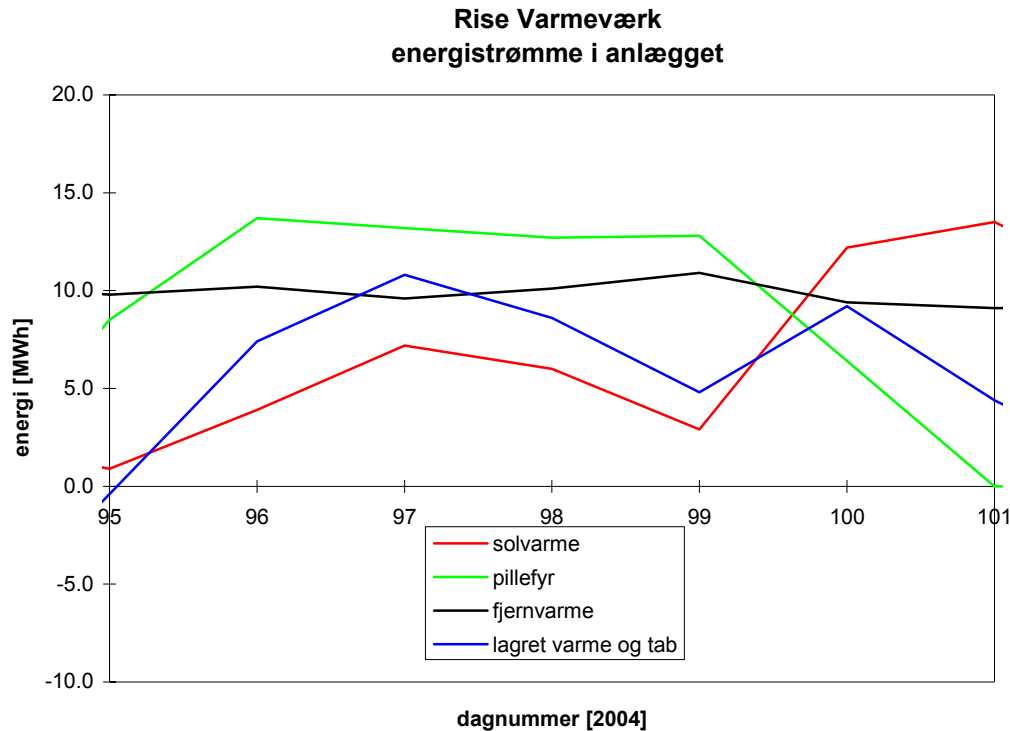
tagelse af den første dag produceres der mere energi end nødvendigt. Dag 99 (9/4) blev træpillefyret slukket (se også figur 2.17) for ikke at blive startet igen før efteråret.



Figur 2.4. Daglige energistrømme for 14.-20 juli, 2004.



Figur 2.5. Daglige energistrømme for 20.-26. december, 2003.



Figur 2.6. Daglige energistrømme for 4.-10. april, 2004.

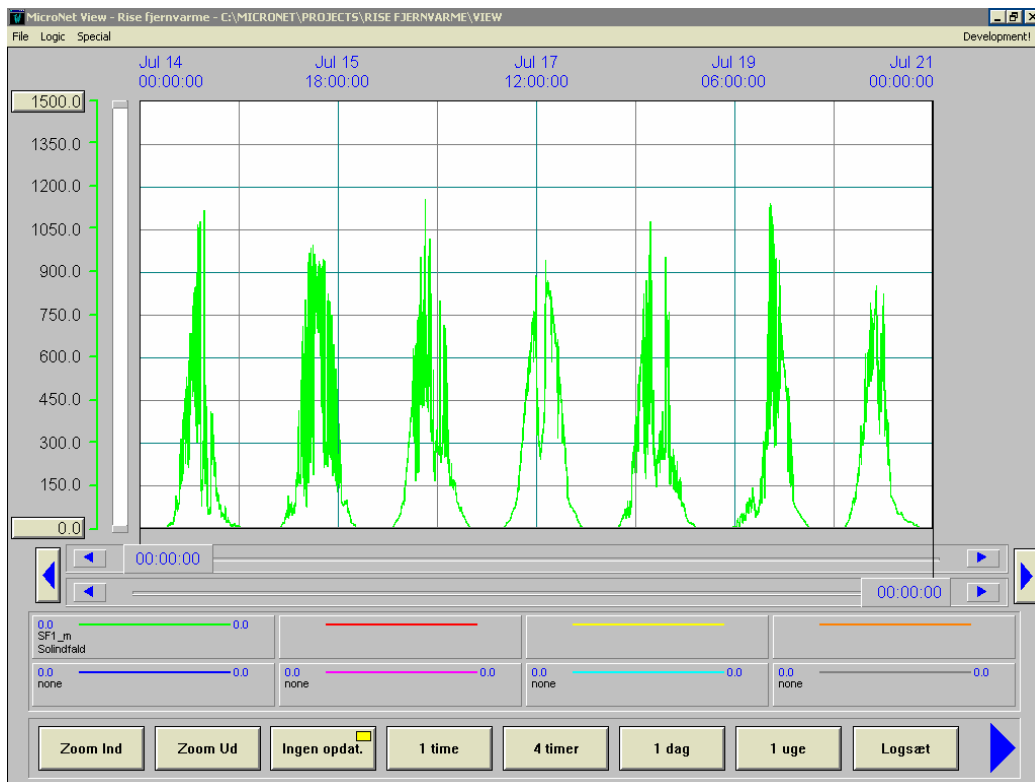
Figur 2.7-2.19 viser timeværdier for de tre viste perioder fra figur 2.4-6. For hver periode er der vist solindfaldet og udelufttemperaturen i hver sin kurve (undtagen for perioden 20-26. december, hvor dette ikke kunne udtrækkes), derefter energistrømmene i systemet ligesom i figur 2.4-6. Herefter vises frem- og returtemperaturen i henholdsvis solfangerkredsens primærkreds og fjernvarmenettet samt udelufttemperaturen. Til sidst vises 7 temperaturfølere i lageret med benævnelserne 101, 102, 104, 106, 108, 110 og 112. Placeringen af disse temperaturfølere er vist i figur 2.20.

Figur 2.7-2.11 viser en periode med meget, men fluktuerende solindfald og en udelufttemperatur mellem 13 og 29°C. Figur 2.10 viser, at temperaturen ud af solfangerfeltet når op på tæt ved 100°C, mens tilløbstemperaturen til solfangerfeltet når op over 60°C. Den høje tilløbstemperatur til solfangerfeltet skyldes, at lageret er ladet godt op, som det ses i figur 2.11. Den øverste del af lageret ligger i hele perioden over 80°C, mens bundtemperaturen langsomt kravler op fra ca. 55 til ca. 65°C. Figur 2.11 viser at lageret aflades om natten for at forsyne fjernvarmenettet med varme, når solen ikke kan sørge for dette.

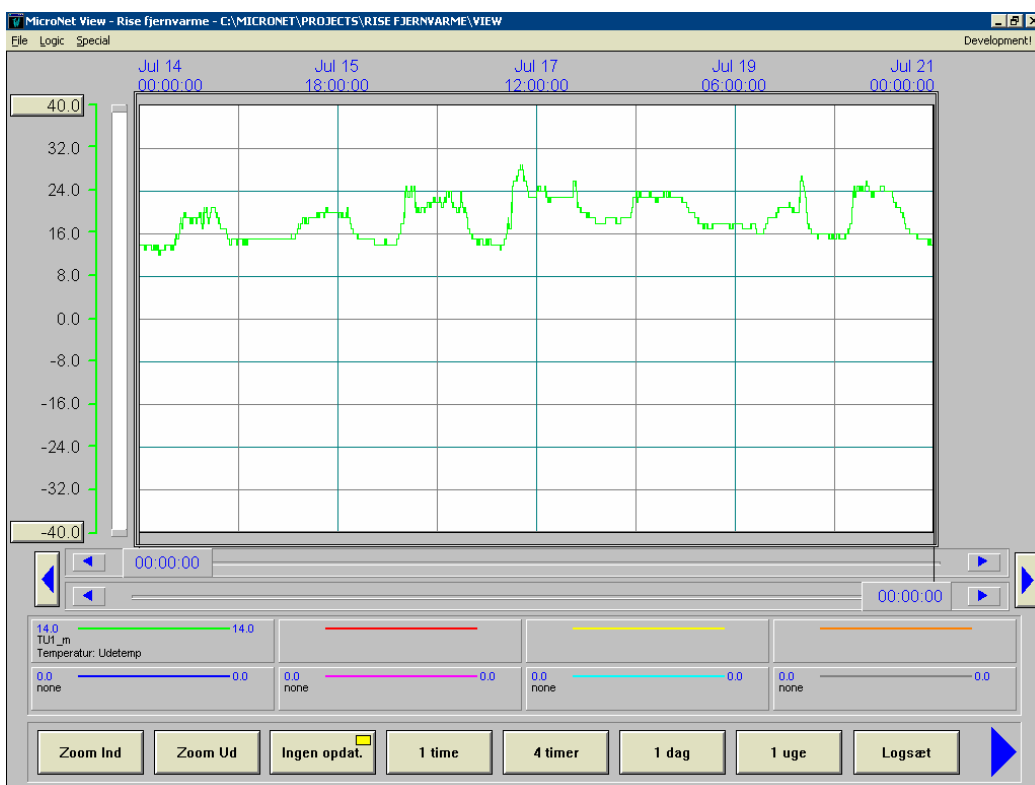
Figur 2.12-2.14 viser en vinterperiode uden meget solindfald – kun et lille bidrag fra solfangerfeltet én dag. Træpillefyret leverer varmen til fjernvarmenettet. Lagertemperaturen holdes ret stabilt på omkring 75°C i den øverste halvdel af lageret, hvilket også er fremløbstemperaturen til fjernvarmenettet. Temperaturen i den nederste halvdel af lageret ligger konstant omkring 30°C.

Figur 2.15-2.19 viser en forårsperiode med vekslende solskin de første 5 dage og klart vejr de sidste to dage. Udelufttemperaturen svingede omkring 8°C. Træpillefyret køres en stor del af perioden og med større effekt end behovet. Der bliver derfor lagret energi i den øverste halv-

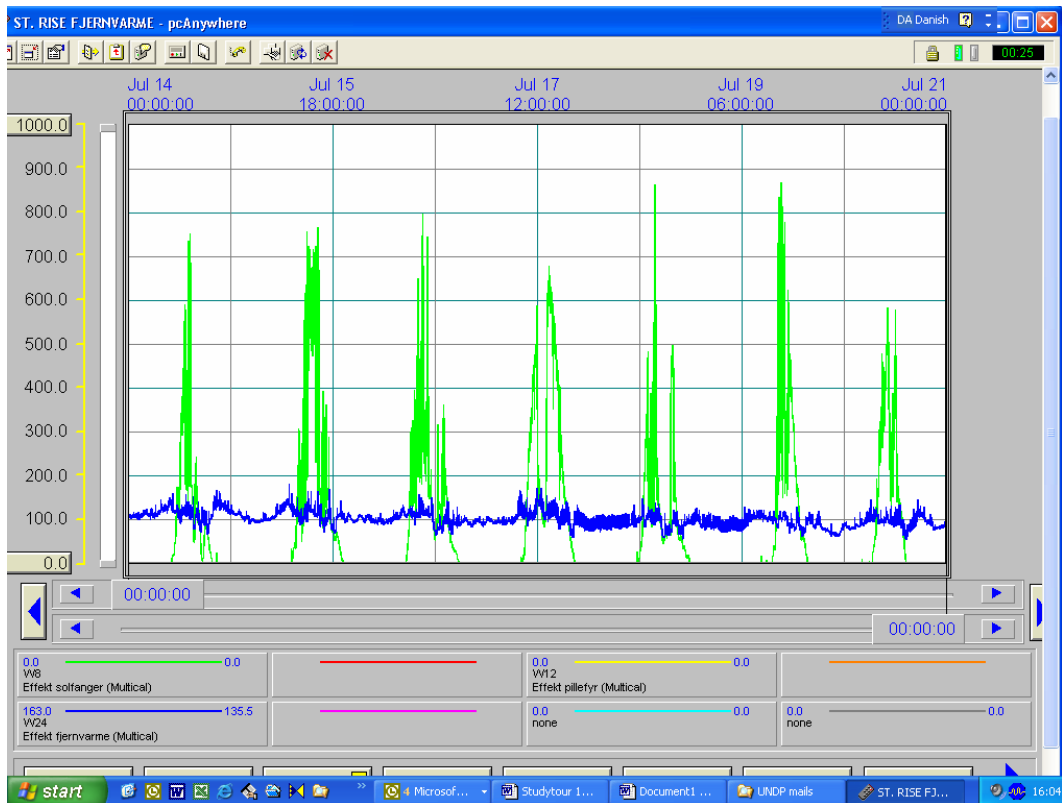
del af lageret, som det ses i figur 2.19. Returtemperaturen fra solfangerfeltet når sidst i perioden op på 90°C, mens tilløbtemperaturen til solfangerfeltet forbliver under 40°C.



Figur 2.7. Solindfald på solfangerne i perioden 14.-20 juli, 2004.



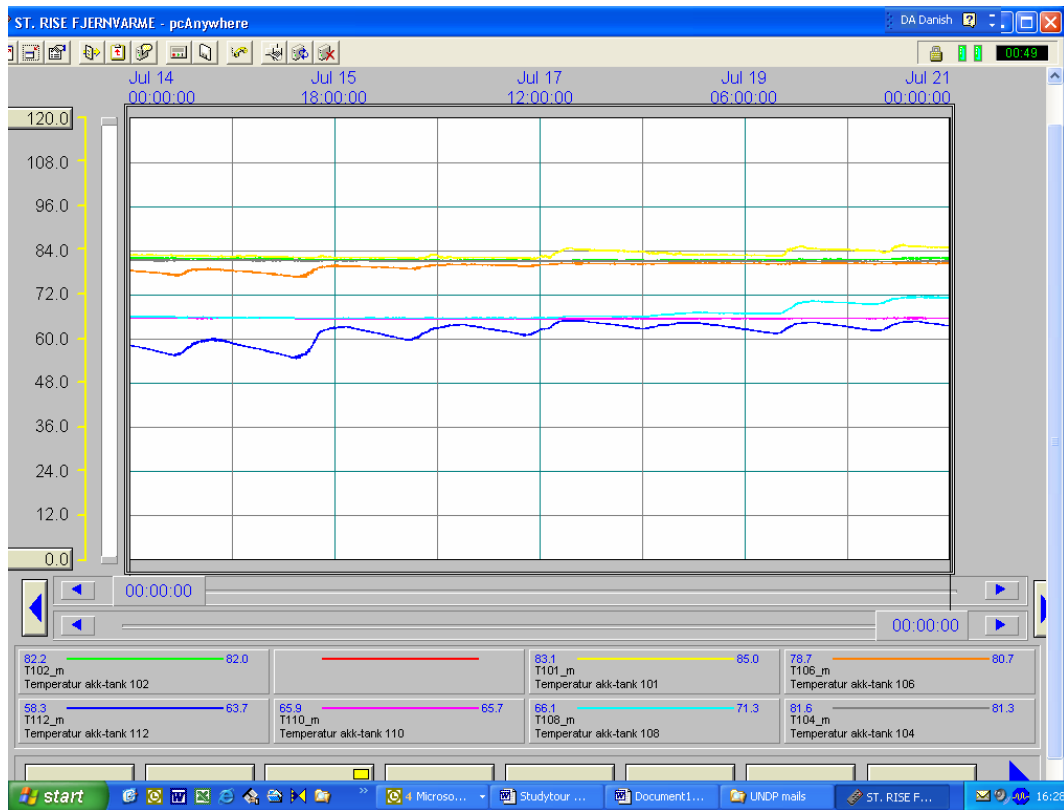
Figur 2.8. Udelufttemperaturen i perioden 14.-20 juli, 2004.



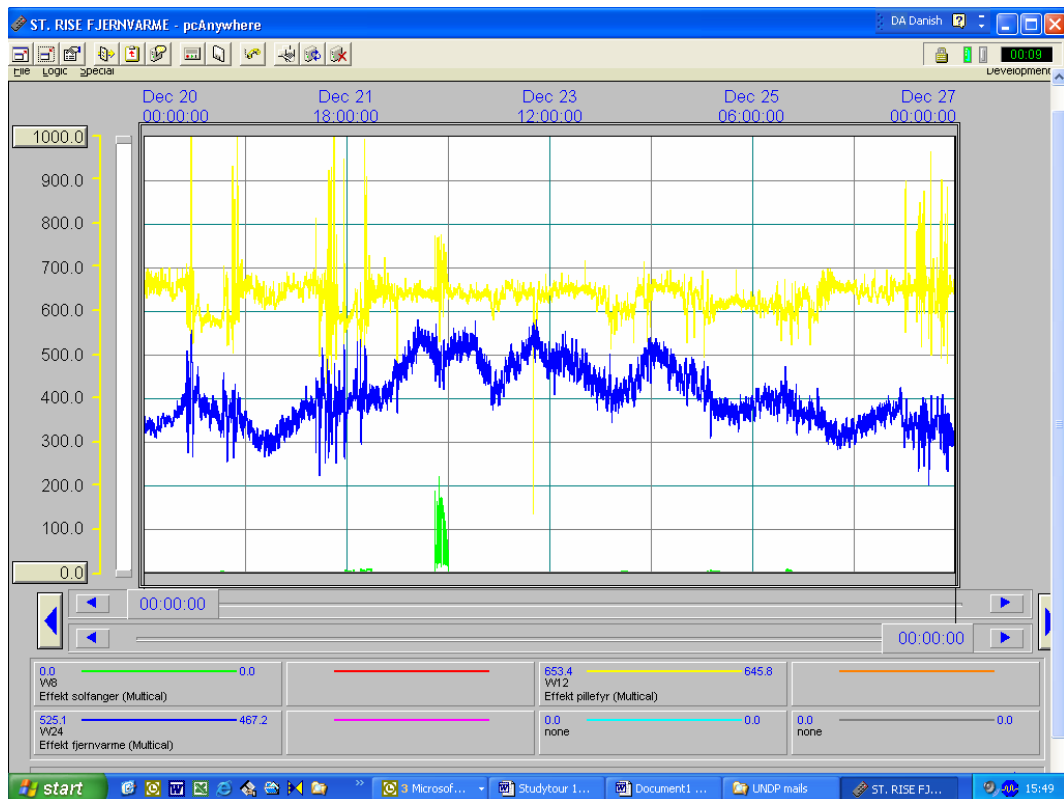
Figur 2.9. Energistrømme i systemet i perioden 14.-20 juli, 2004.



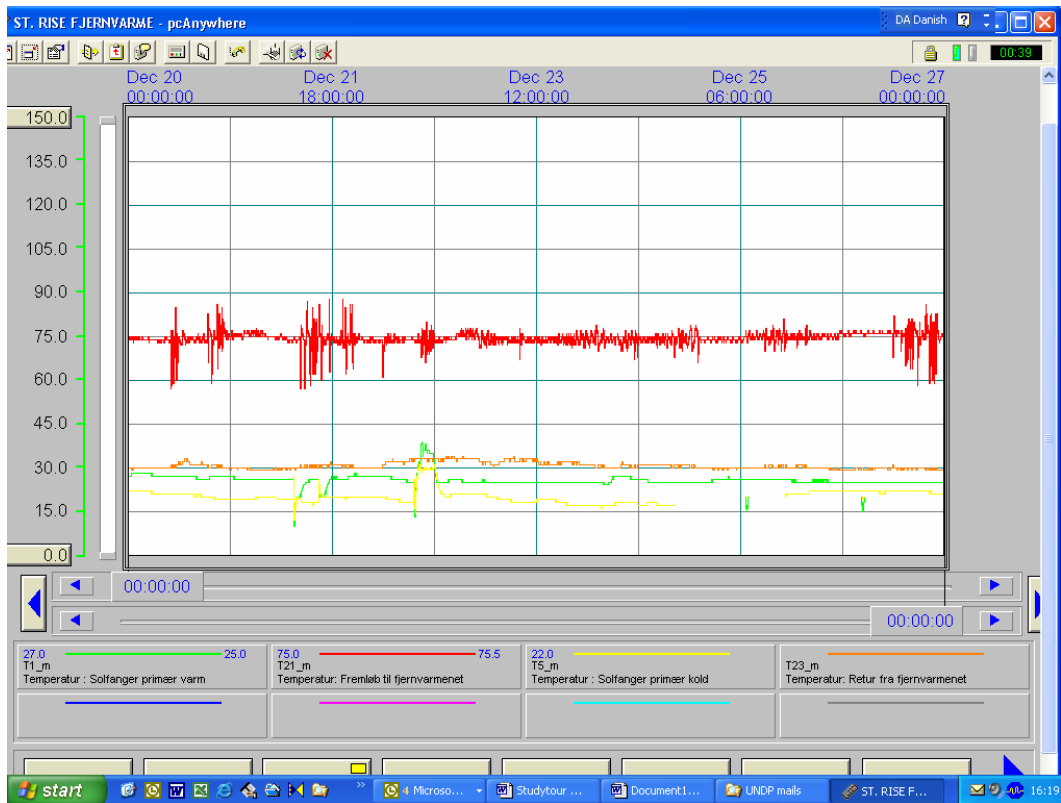
Figur 2.10. Frem- og returtemperaturen i henholdsvis solfangerkredsens primærkreds og fjernvarmenettet i perioden 14.-20 juli, 2004.



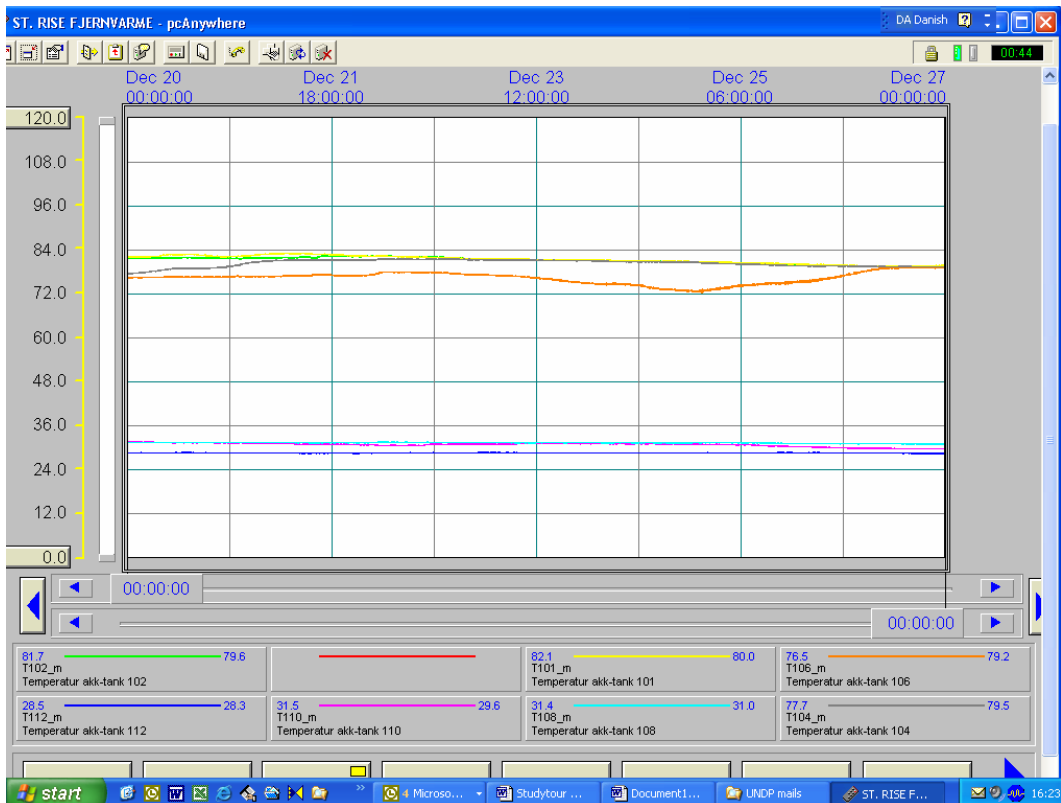
Figur 2.11. Lagertemperaturer i perioden 14.-20 juli, 2004.



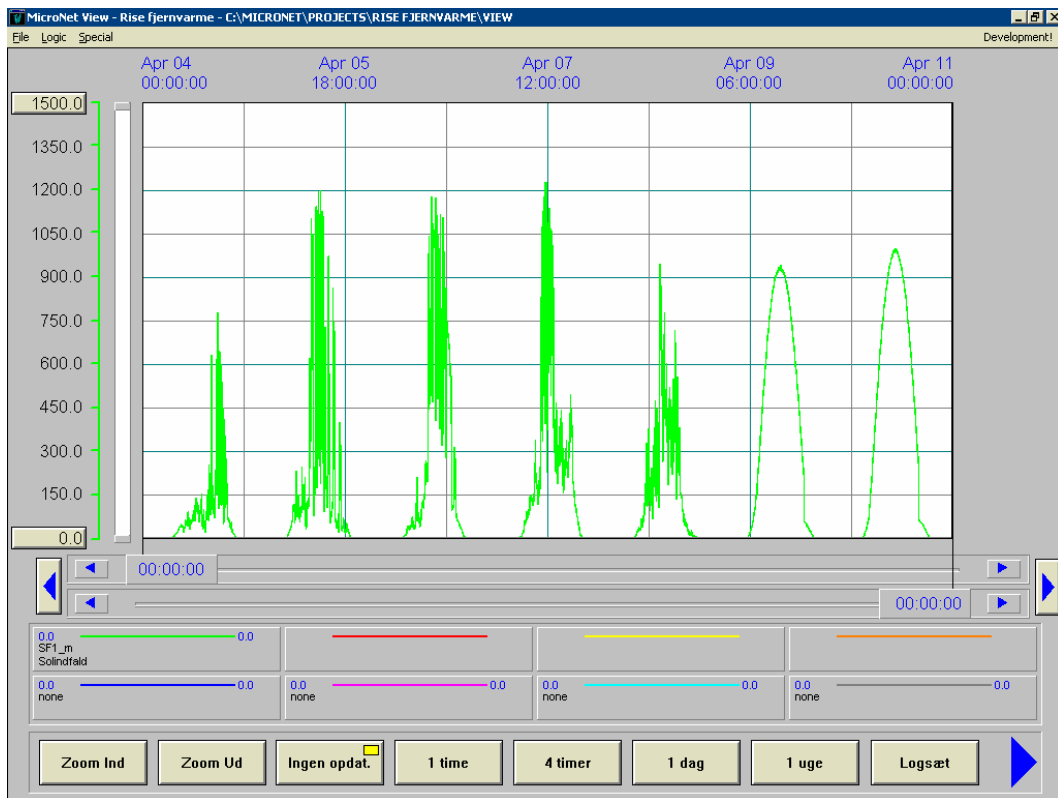
Figur 2.12. Energistrømme i systemet i perioden 20.-26. december, 2003.



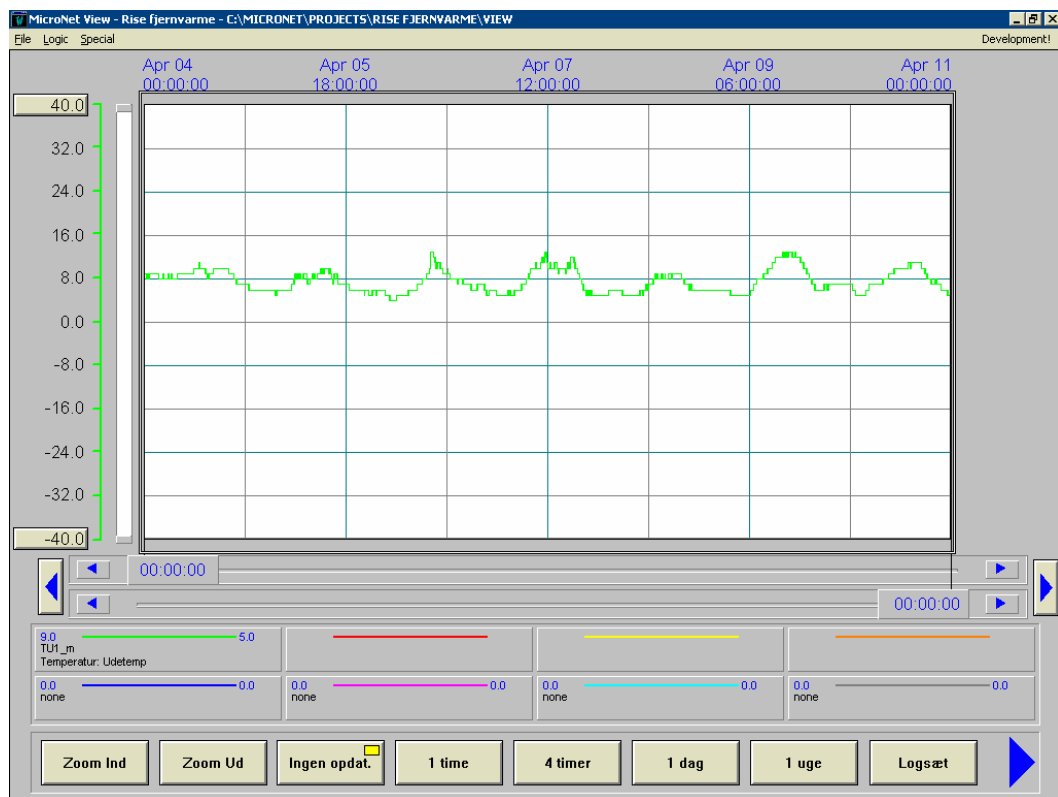
Figur 2.13. Frem- og returtemperaturen i henholdsvis solfangerkredsens primærkreds og fjernvarmenettet i perioden 20.-26. december, 2003.



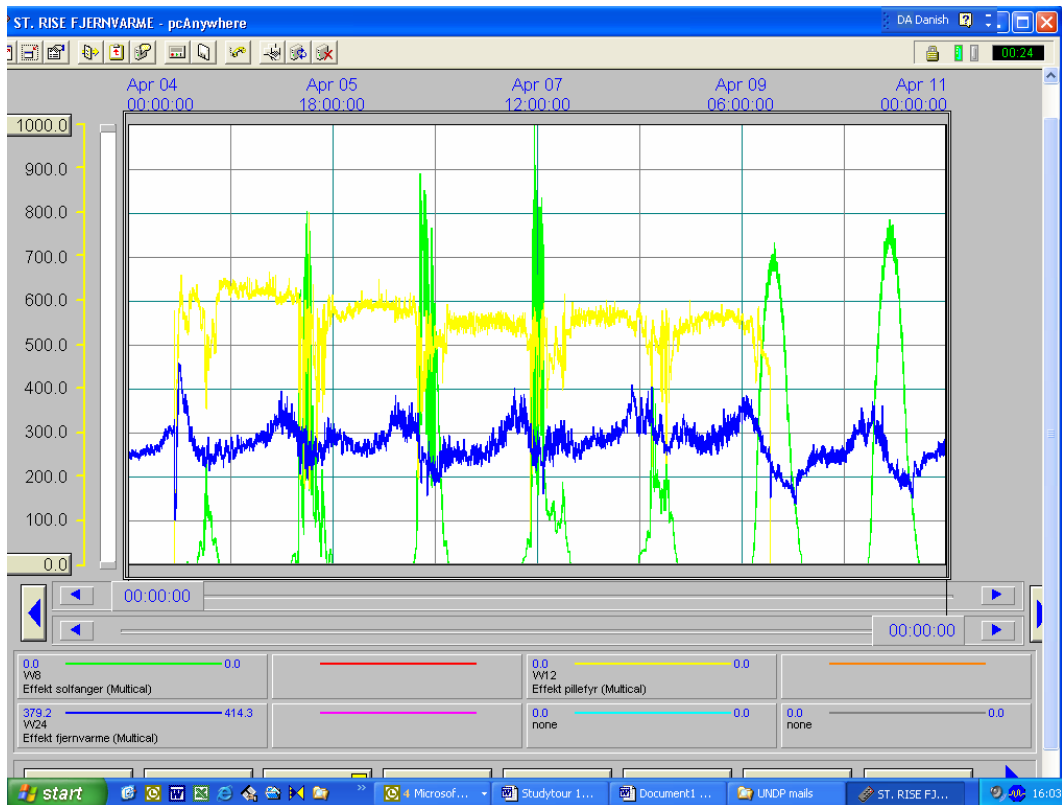
Figur 2.14. Lagertemperaturer i perioden 20.-26. december, 2003.



Figur 2.15. Solindfald på solfangerne i perioden 4.-10. april, 2004.



Figur 2.16. Udelufttemperaturen i perioden 4.-10 juli, 2004.



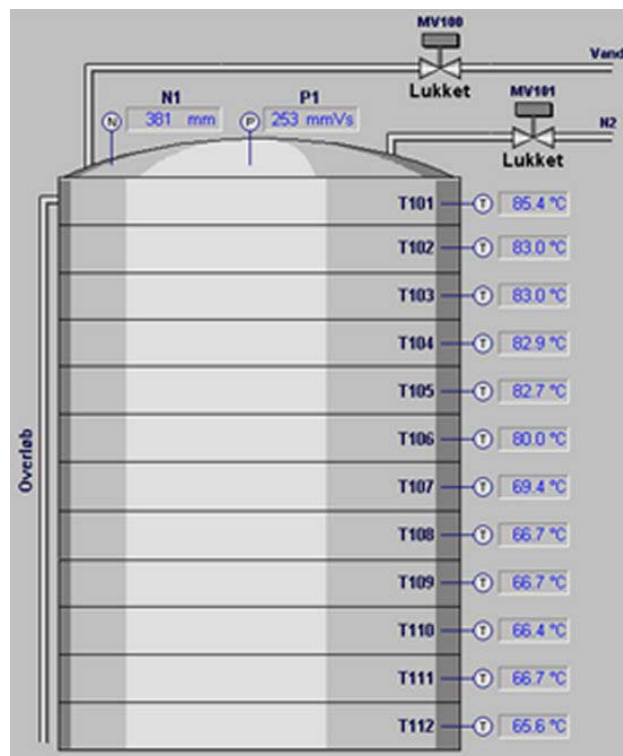
Figur 2.17. Energistrømme i systemet i perioden 4.-10. april, 2004.



Figur 2.18. Frem- og returtemperaturen i henholdsvis solfangerkredsens primærkreds og fjernvarmenettet i perioden 4.-10. april, 2004.



Figur 2.19. Lagertemperaturer i perioden 4.-10. april, 2004.



Figur 2.20. Placeringen af temperaturfølerne for temperaturerne vist i figur 2.11, 2.14 og 2.19.

2.1.1. Solvarmeanlæggets ydelse

Tabel 2.1 viser et samlet solindfald i 2003 på solfangerne på 1,21 MWh/m², hvilket giver et samlet solindfald på 4.341 MWh. Heraf blev 1.645 MWh omdannet til solvarme. Den gennemsnitlige effektivitet af solfangerfeltet var derfor 38 %, hvilket er tilfredsstillende. I 2004 var systemeffektiviteten 36 %.

Solfangerfeltets ydelse var 458 kWh/m² i 2003 og 382 kWh/m² i 2004. Ydelsen for store fjernvarmetilsluttede solvarmeanlæg lå i 1999 på mellem 201 og 477 kWh/m² (Nielsen og Honoré, 2001). Ydelsen er derfor tilfredsstillende specielt da anlægget i Rise har højere dækningsgrad med solvarme end anlæggene i (Nielsen og Honoré, 2001). Solvarmeanlæggets ydelse vil nærmere blive undersøgt i næste kapitel.

Fjernvarmebehovet var på 3.262 MWh i 2003. For at dække dette behov blev der produceret 1.645 MWh solvarme og træpillefyret supplerede med 2.082 MWh. Det giver et tab på selve fjernvarmeanlægget på 14 %. Tabet er dels varmetab fra akkumuleringsbeholderen og rørføringer dels natkøling af beholderen om sommeren for at forhindre kogning. Det er ikke muligt at splittet tabet op i uønsket og ønsket varmetab.

Dækningsgraden med solvarme kan opgøres på flere måder: Hvis varmetabet ikke belaster solvarmeanlægget, var dækningsgraden $1.645 / 3.262 \times 100 = 50,4 \%$. Hvis al varmetabet tillægges solvarmeanlægget, var dækningsgraden $(1.645 - (1.645 + 2.082 - 3.262)) / 3.262 \times 100 = 36,2 \%$. I virkeligheden skal varmetabet deles mellem solvarmeanlægget og træpillefyret, da træpillefyret har behov for et varmelager, mens noget af solvarmen blev natkølet væk. Hvis varmetabet deles ligeligt mellem de to varmeproducerende systemer, bliver dækningsgraden med solvarme 43 %. 43 % er den højeste dækningsgrad i Danmark for denne type solvarmeanlæg.

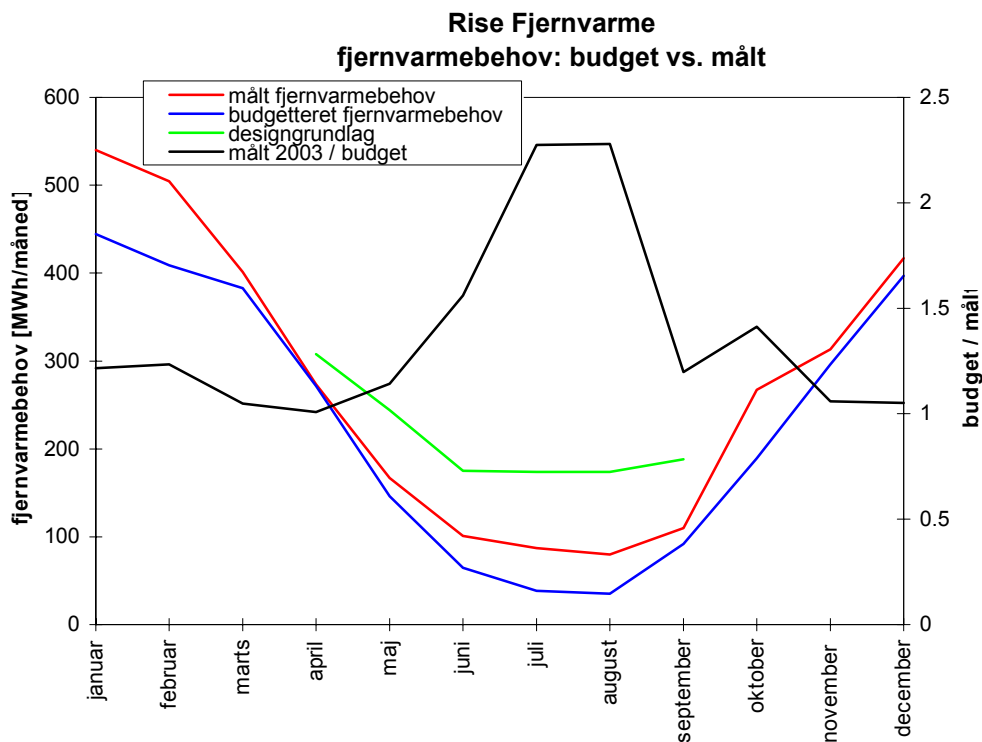
Dækningsgraden for 2004 er også 43 % selv om solindfaldet i 2004 var 7,5 % lavere end i 2003. Det skyldes, at fjernvarmebehovet tilsvarende var 6 % lavere i 2004 end i 2003.

2.1.2. Fjernvarmeydelse og ledningstabtab

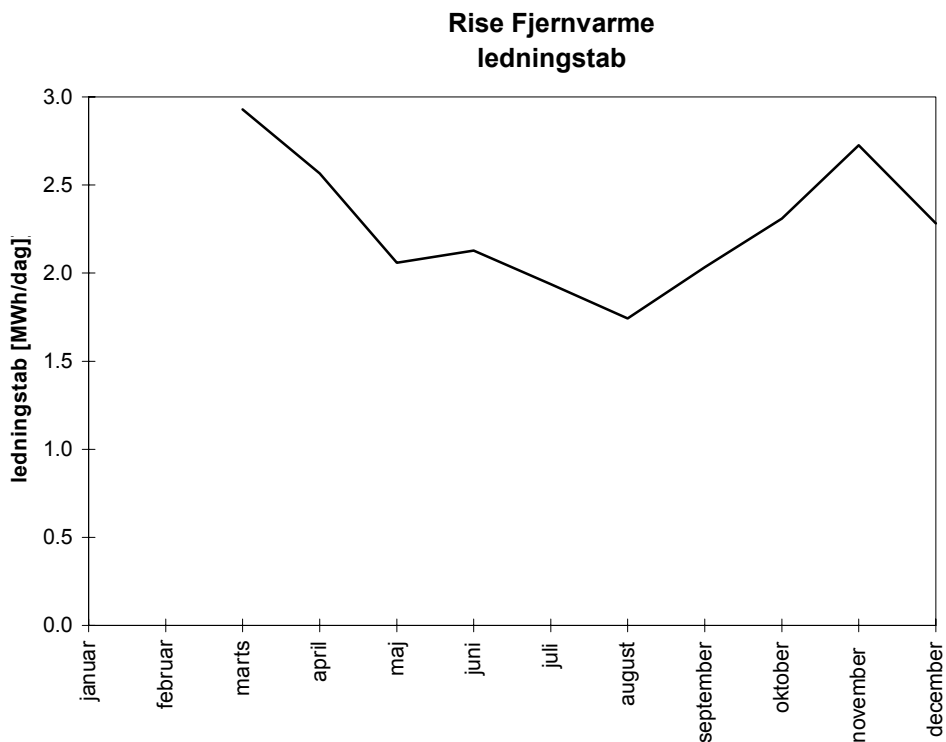
Det budgetterede fjernvarmebehov var ca. 3.500 MWh, hvoraf 2.600 MWh var forudsat som solgt til forbrugerne. Forbruget om sommeren var lavere end forudsat i designgrundlaget – se figur 2.21, hvilket har betydet en større andel solvarme bortkølet i august måned. Fjernvarmebehovet var dog hele året højere end budgettet for 2003.

Ledningstab i fjernvarmenettet er i 2003 opgjort til 28,9 %, hvilket er tæt på de 28 % fra dimensioneringsgrundlaget. 28,9 % er lavere end i andre nyere barmarkprojekter, hvilket skyldes, at der er anvendt ++rør i fremløb og +rør i retur. Figur 2.22 viser det daglige ledningstab måned for måned, mens figur 2.23 viser fremløbstemperaturen til fjernvarmenettet.

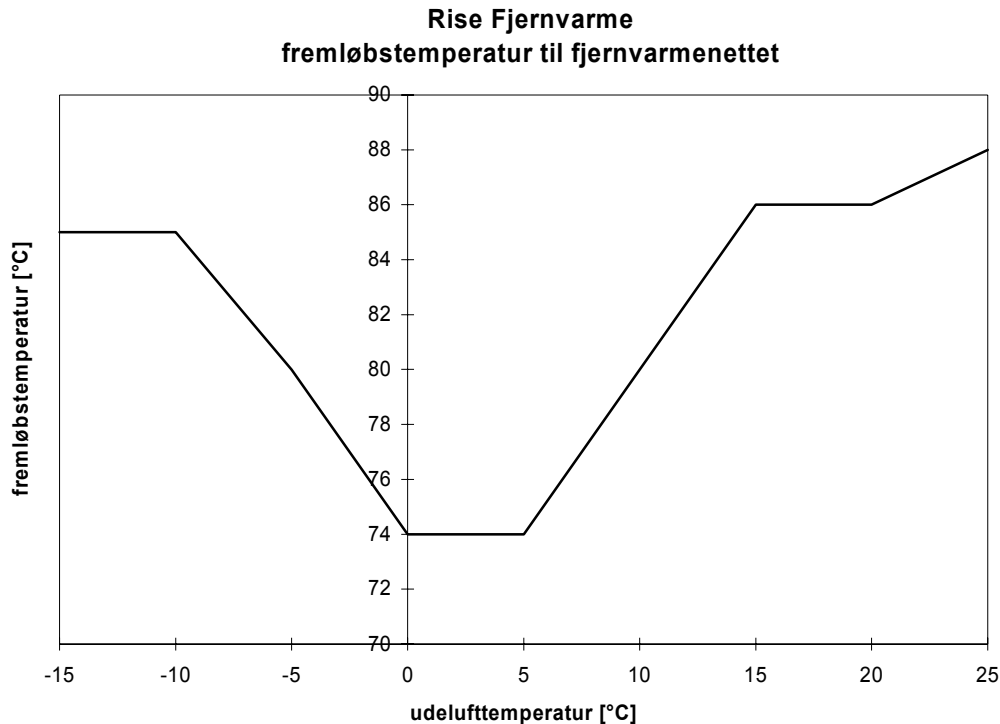
Fremløbstemperaturen øges om sommeren fordi volumenstrømmen i nettet er lavt. Hvis fremløbstemperaturen ikke øges, vil en passende fremløbstemperatur hos den yderste forbruger ikke kunne opnås. At ledningstabet alligevel er lavere om sommeren skyldes lavere volumenstrøm, en højere jordtemperatur samt at nogle stikledninger sandsynligvis er kolde.



Figur 2.21. Månedlige budgetterede og målte fjernvarmebehov i 2003.



Figur 2.22. Middel dagligt ledningstab måned for måned i 2003. Der er desværre ikke værdier for januar-februar.



Figur 2.23. Fremløbstemperaturen til fjernvarmenettet afhængig af udelufttemperaturen. De viste sætninger kan ændres manuelt af operatøren.

2.2. Marstal Fjernvarme

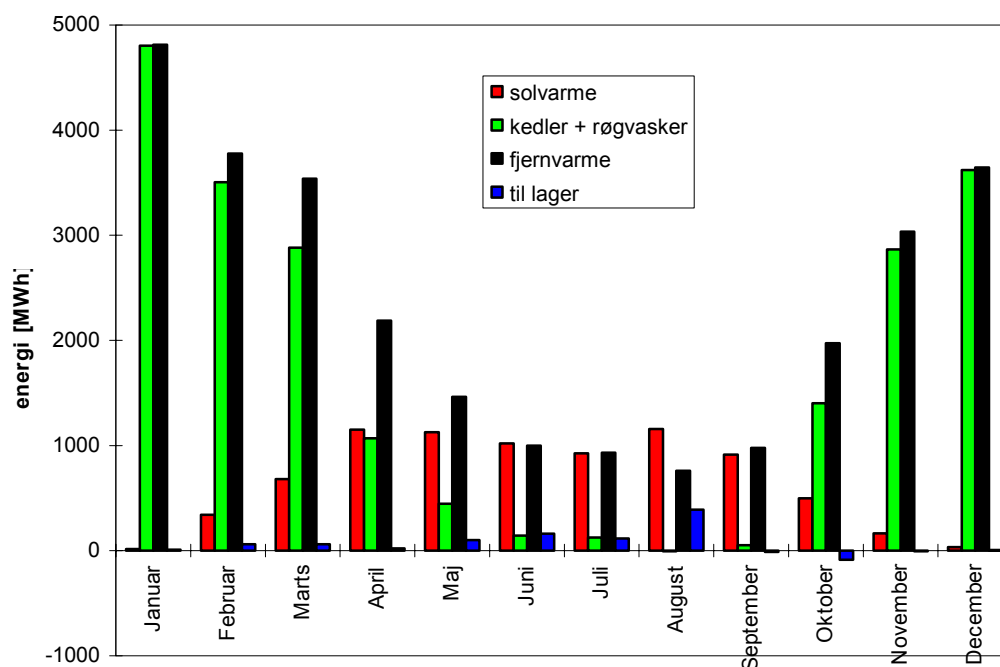
Som nævnt under 1.2.3. Målinger har det været vanskeligt at trække måledata ud af styresystemet hos Marstal Fjernvarme. Samtidigt har der været en del måleudfald. Det er derfor ikke muligt at vise funktionen af dette anlæg helt så detaljeret som for Rise Fjernvarme.

Figur 2.24 viser de summerede månedlige energistrømme i 2004 – tabel 2.2 viser det samme som figur 2.24 blot i tabelform. De røde og grønne søjler er energi tilført fra henholdsvis solvarmeanlægget og de oliefyrede kedler inkl. røgvasker. De sorte søjler er energi sendt ud på fjernvarmenettet. De blå søjler repræsenterer energi lagret i akkumuleringsbeholderen.

Figur 2.24 viser, at kedlerne på grund af det lavere solindfald i 2004 kun har været helt slukket i august. Figur 2.25 viser dog, at kedlerne også har været slukket størstedelen af september. Der lagres primært varme i august. Figur 2.24 giver dog ikke et sandfærdigt billede af funktionen af akkumuleringsbeholderen, da der sker op- og afladning af akkumuleringsbeholderen indenfor de enkelte måneder. Dette er vist i figur 2.25, hvor energistrømmene er vist som dagsværdier for 2004.

Solfangerfeltet hos Marstal fjernvarme består af 6 forskellige solfingere: de to store felter med forskellige generationer af store solfingere fra Arcon og et forsøgsfelt med meget forskellige typer af solfingere. Figur 2.26 viser måned for måned ydelsen for de 6 forskellige typer solfingere. Tallene er normeret til ydelsen pr. m², så ydelserne kan sammenlignes direkte.

Marstal Fjernvarme energistrømme i anlægget

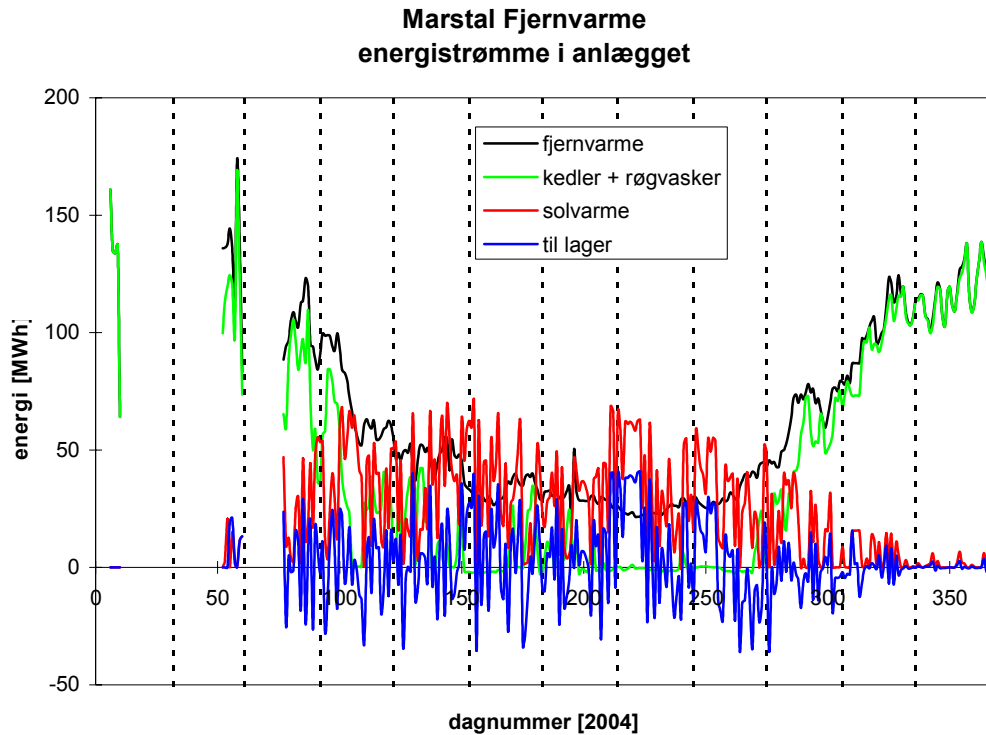


Figur 2.24. Summerede månedlige energistrømme i 2004. Der er kompenseret for manglende måledata.

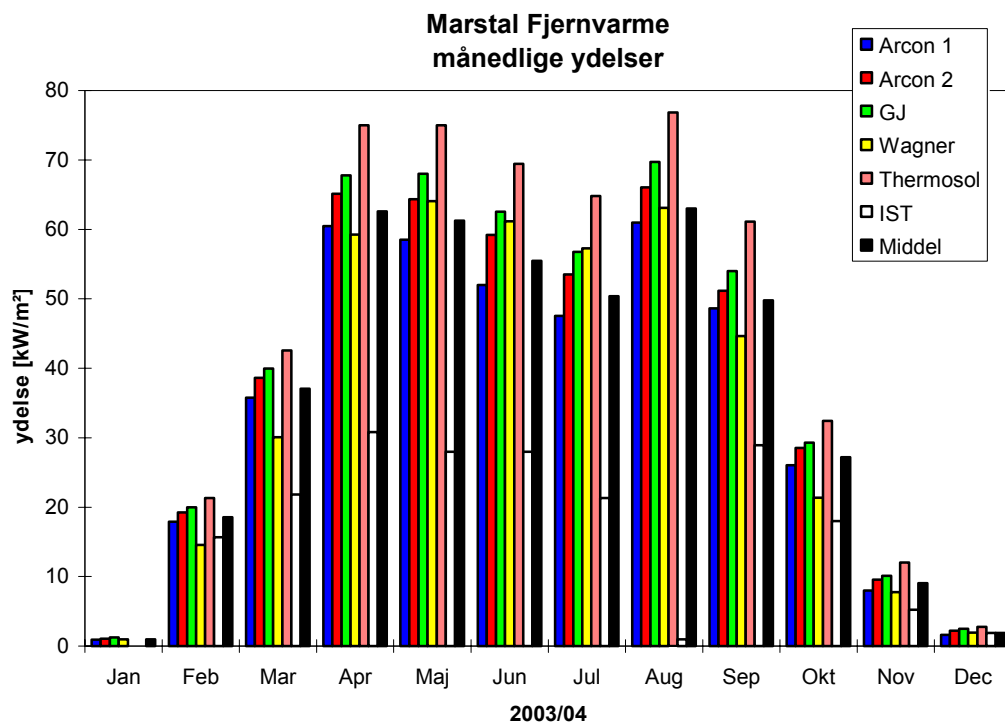
Måned	Solindfald* kWh/m ²	Solvarme MWh	Kedler + røgvasker MWh	Fjernvarme MWh	Lager MWh
Januar	18	18	4802	4812	10.4
Februar	62.6	341	3505	3778	62.9
Marts	91.8	681	2884	3539	60.4
April	140.7	1150	1070	2187	23.5
Maj	147.2	1125	448	1462	100.7
Juni	129.8	1020	143	1000	163.2
Juli	128.8	926	126	931	115.0
August	142.1	1158	0	759	389.8
September	128.9	915	53	977	-10.8
Oktober	77.2	500	1403	1974	-87.8
November	45.5	166	2866	3033	-5.7
December	24.2	35	3621	3643	8.3
Total	1136.7	8035	20921	28095	-

Figur 2.2. Summerede månedlige energistrømme i 2004. Der er kompenseret for manglende måledata.

* der findes ikke korrekte soldata for Marstal Fjernvarme. Tallene er derfor taget fra Rise Fjernvarme, dog modificeret for anden hældning, som det beskrives senere.



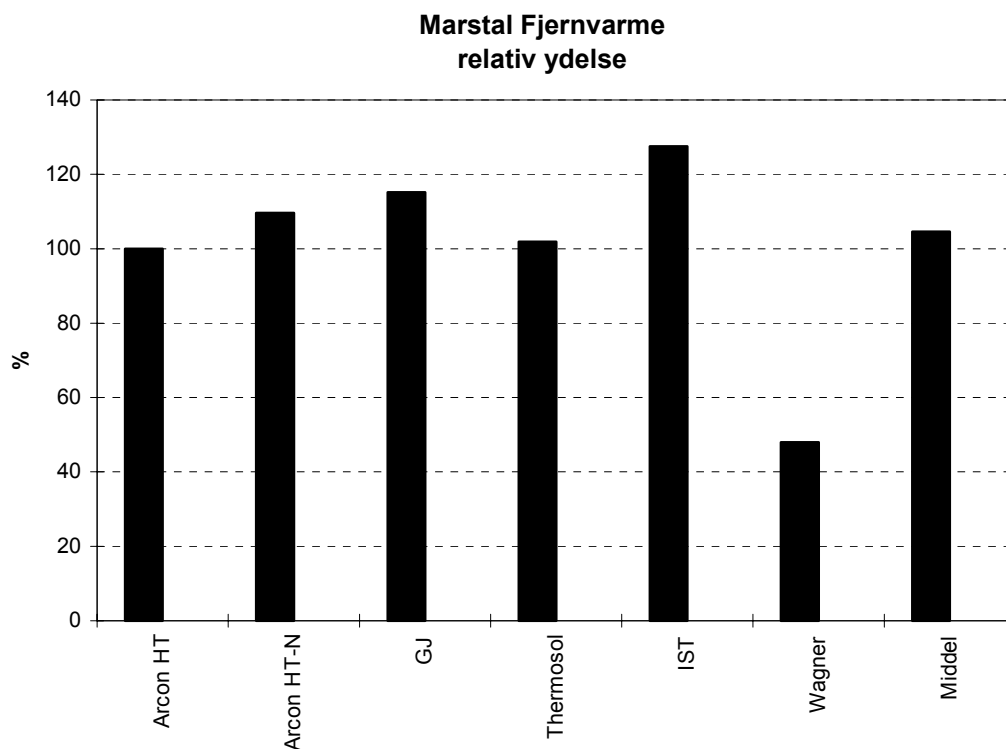
Figur 2.25. Daglige energistrømme i 2004. De lodrette punkterede streger angiver måneds-skift. Der er en del måleudfald i januar-marts.



Figur 2.26. Månedlige ydelser for de 6 typer solfangere anvendt hos Marstal Fjernvarme – samt den gennemsnitlige ydelse.

Figur 2.26 viser som ventet, at ydelsen for for Arcon HT-N er højere end ydelsen for Arcon HT, Dog ikke så høj som fundet på DTU – 21-33 %, men ca 10% som vist i figur 2.27, hvor de årlige ydelser er vist relativt i forhold til Arcon HT. Det har ikke været muligt i nærværende projekt at forklare forskellen mellem DTU-undersøgelse og figur 2.27. GJ's ydelser er 15% højere end ydelsen for Arcon HT og 5% højere end ydelsen for Arcon HT-N. Den højeste ydelse opnås med solfangerne fra Thermosol, som i 2004 ligger ca. 28% over ydelsen for Arcon HT. Solfangerne fra IST yder under halvdelen af Arcon HT, hvilket ikke er så underligt, da denne solfanger fungerer dårligt ved diffust solindfald, hvilket der er meget af i Danmark. Solfangeren fra IST var desuden sat til at operere ved et højere temperaturniveau, hvilket yderligere har handikappet denne solfanger. Ydelsen fra Wagner solfangerne var på linie med Arcon HT. Wagner-solfangerne har dog den fordel, at de er monteret som tag over et varmt kedelrum. Varmetabet gennem bagsiden er derfor mindre end for de andre fritstående solfangere.

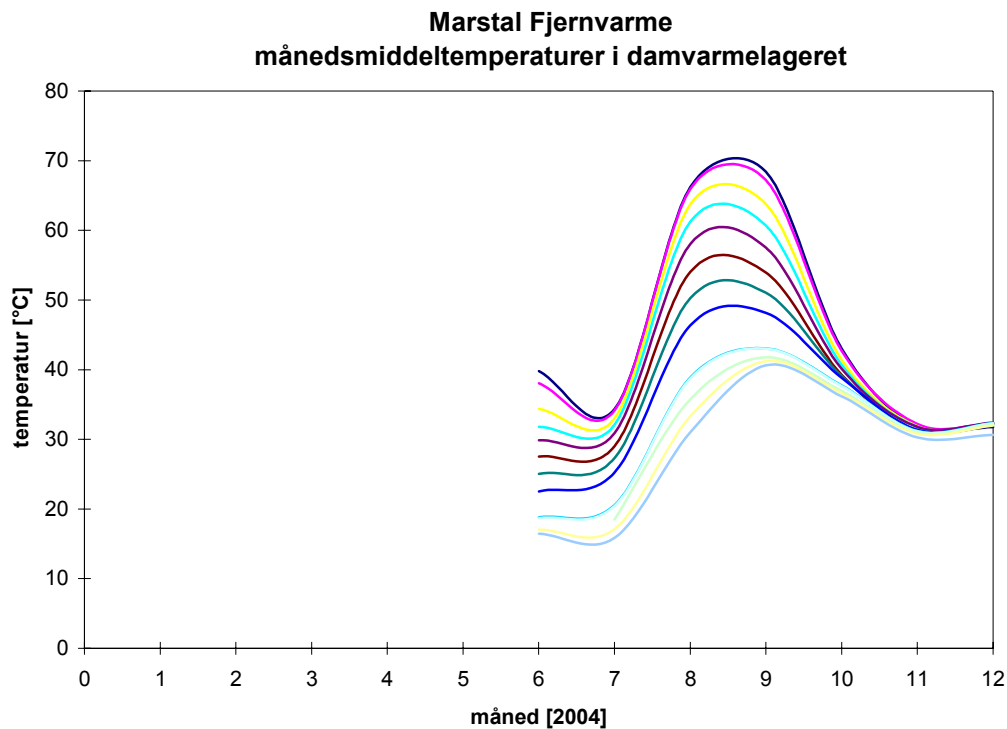
Middel-ydelsen for det samlede solfangerfelt var i 2004 4,5% højere end ydelsen fra Arcon HT.



Figur 2.27. Relativ ydelse af de forskellige solfangere i forhold til Arcon HT.

På grund af det lave solindfald i 2004, samt at det store damvarmelager først blev idriftsat i slutningen af 2003, er der ikke opnået meget erfaring med driften af denne del af systemet. Figur 2.28 viser månedlige middeltemperaturer ned gennem damvarmelageret i 2004. Desværre er der kun data fra og med juni. Som det ses falder temperaturniveauet i juli - på grund af det ret ringe solindfald i denne måned. Til gengæld stiger temperaturen kraftigt i august, der var pænt solrig, som det ses af figur 2.2. Lageret bliver dog ikke opladet helt – som er 95°C. Efter august starter afladningen af lageret. Temperaturniveauet i lageret når i december ned på omkring 30°C.

På grund af den ringe opladning af damvarmelageret i 2004 er det endnu for tidligt at sige noget om damvarmelagerets funktion i systemet.



Figur 2.28. Middel-månedlige temperaturer i damvarmelageret.

2.2.1. Solvarmeanlæggets ydelse

Det gennemsnitlige solindfald på solfangerne var i følge tabel 2.2 1,14 MWh/m². Det giver et samlet solindfald på 20.900 MWh. Heraf blev 8.035 MWh omdannet til solvarme. Den gennemsnitlige effektivitet af solfangerfeltet var derfor 38,5 % - altså lidt højere end for Rise-anlægget i 2004. Det er tilfredsstillende. Solvarmeanlæggets ydelse vil nærmere blive undersøgt i næste kapitel.

Fjernvarmebehovet var i 2004 på 28,1 GWh. For at dække dette behov blev der produceret 8 GWh solvarme og 20,9 GWh varme ved hjælp af de oliefyrede kedler og røgvaskeren (heraf 2,4 GWh fra røgvaskeren). Det giver et tab på selve fjernvarmeanlægget på ca 3 % inkl. tab fra lagre.

Den gennemsnitlige ydelse for anlægget var i 2004 437 kWh/m².

Dækningsgraden med solvarme var i 2004: $8 / 28,1 \times 100 = 28,5 \%$. Her belaster tabet fra lagrene ikke ydelsen fra solvarmeanlægget, men da tabet på fjernvarmeproduktionen kun udgør 3 %, har lagertabet ingen reel indflydelse på dækningsgraden.

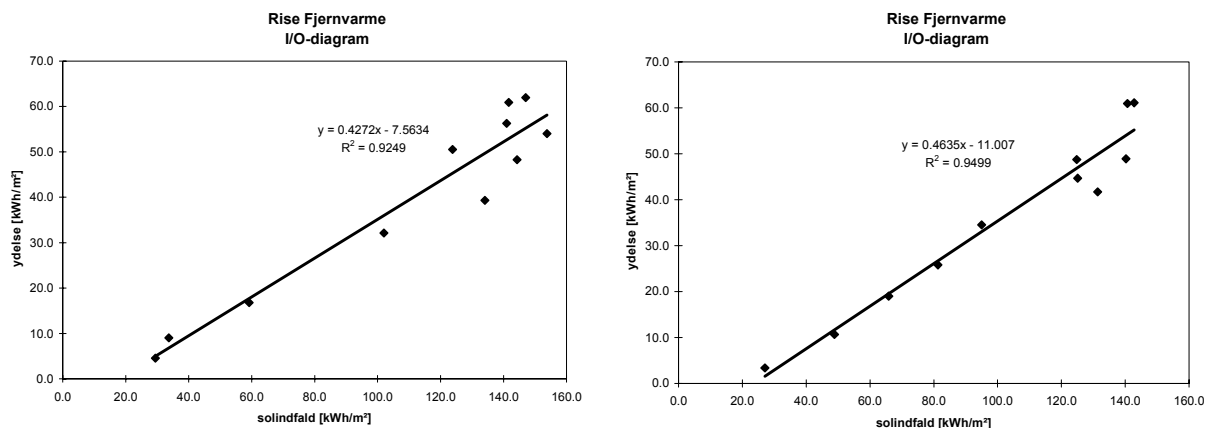
3. Sammenligning af ydelser

Den målte ydelse fra et solvarmeanlæg er ikke blot afhængig af anlægsudformning og forbrug men også af det aktuelle vejr i den periode, der betragtes. Det kan derfor være svært at sammenligne ydelsen fra forskellige solvarmeanlæg, da de ovenstående tre forhold bliver blandet sammen i målingerne.

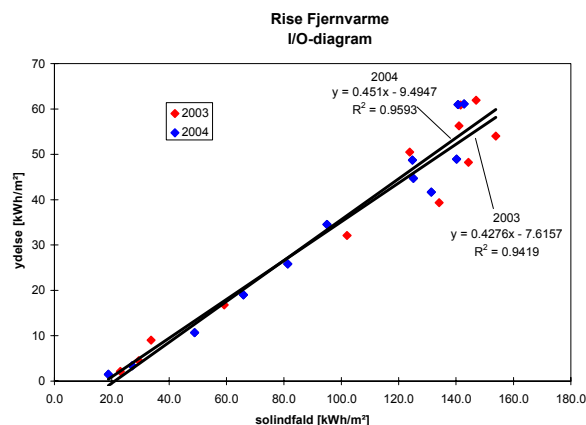
I (Nielsen og Honoré, 2001) beskrives en metode til at transformere målte ydelser til vejruafhængige ydelser. Metoden giver desuden mulighed for at sammenligne solvarmeanlæg med forskellig hældning og orientering af solfangerfeltet.

I metoden anvendes Input/Output-diagrammer (I/O-diagrammer, hvor de månedlige ydelser plottes som funktion af det månedlige solindfald på solfangerfeltet). Disse værdier vil typisk ligge omkring en ret linie, der karakteriserer ydelsen for anlæggene og er uafhængige af orienteringen af solfanger og solindfald. Ydelsen for forskellige solvarmeanlæg kan herefter sammenlignes ved måned for måned at beregne ydelsen ved hjælp af regressionsudtrykket for linien i I/O-diagrammet med samme solindfald.

Figur 3.1 viser I/O-diagrammer for Rise Fjernvarme. I figur 3.2 er de to grafer i figur 3.1 samlet i en graf. Som det ses, er de fremkomne kurver stort set identiske – specielt når der tages hensyn til usikkerheden på målingerne. Det konkluderes derfor, at IO-diagrammer kan anvendes til at karakterisere ydelsen fra solvarmeanlægget hos Rise Fjernvarme.

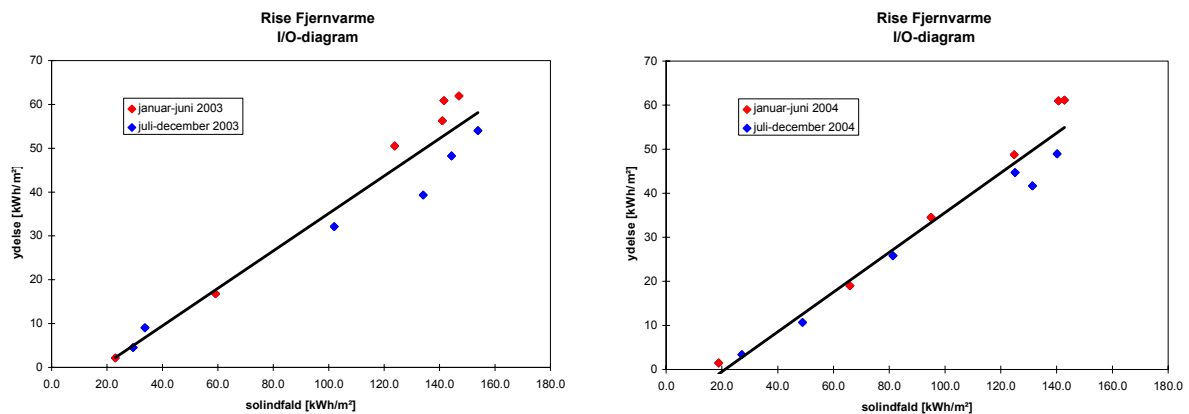


Figur 3.1. I/O-diagram for Rise. 2003 til venstre og 2004 til højre.



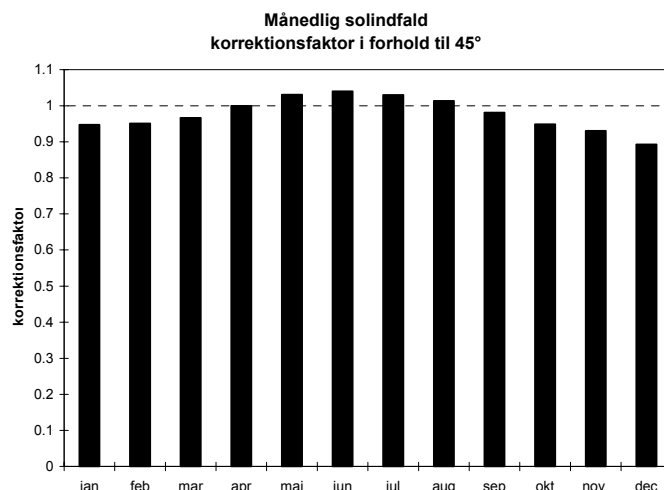
Figur 3.2. De to grafer fra figur 3.1 samlet i en graf.

Figur 3.3 viser det samme som figur 3.1, blot er værdierne for januar-juni røde, mens værdierne for juli-december er blå. Af figur 3.3 ses det tydeligt, at værdierne fra marts-juni ligger over regressionslinien, mens værdierne fra juli-oktober ligger under linien. Dette er ikke overraskende, da lageret i marts-juni er koldere end i juli-oktober, hvor lageret var ladet op. Fremløbstemperaturen til solfangerfeltet var derfor lavere i marts-juni end i juli-oktober, hvilket leder til en højere effektivitet for solfangerfeltet. Figur 3.3 viser derfor, at regressionslinien fra et I/O-diagram bør dannes på baggrund af et helt års målinger.



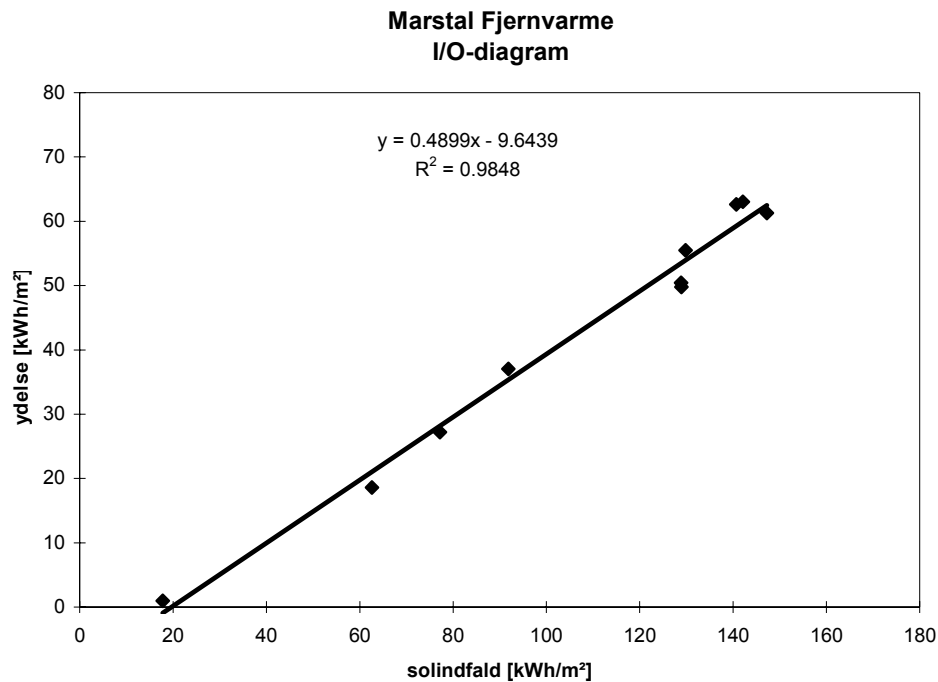
Figur 3.3. Samme som figur 3.1 blot med forskellig farve for de to halvår.

Det er vanskeligere at danne et I/O-diagram for Marstal Fjernvarme, da det ikke har været muligt at trække det korrekte solindfald ud fra anlæggets styresystem. Derfor anvendes i stedet for solindfald fra Rise Fjernvarme, der ligger få km fra Marstal Fjernvarme. Begge solfangerfelter er sydvendte, men hældningen på solfangerne hos Rise Fjernvarme er 45° mod i gennemsnit 37° hos Marstal Fjernvarme. For at kunne omregne solindfaldet fra 45 til 37 er solindfaldet for København ved de to indfaldsvinkler sammenlignet ved hjælp af programmet Meteonorm (Meteotest, 2003). Figur 3.4 viser de faktorer, som de månedlige solindfald målt hos Rise Fjernvarme er multipliceret med for at give solindfaldet hos Marstal Fjernvarme.

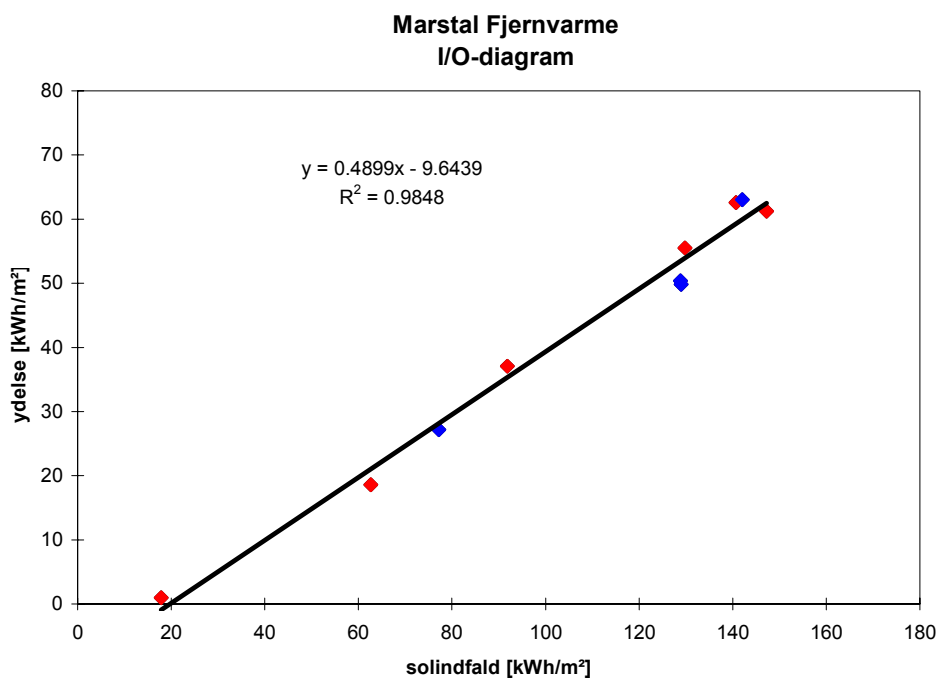


Figur 3.4. Korrektionsfaktorer for at omsætte det målte solindfald på solfangerne hos Rise Fjernvarme til solindfaldet på solfangerne hos Marstal Fjernvarme.

Figur 3.5. viser I/O-diagrammet for Marstal fjernvarme dannet på baggrund af den samlede månedlige ydelser for 2004. Lige som for Rise Fjernvarme er figur 3.5 også vist med forskellig farve for månederne januar-juni og juli-december – se figur 3.6.



Figur 3.5. I/O-diagram for Marstal Fjernvarme for 2004.

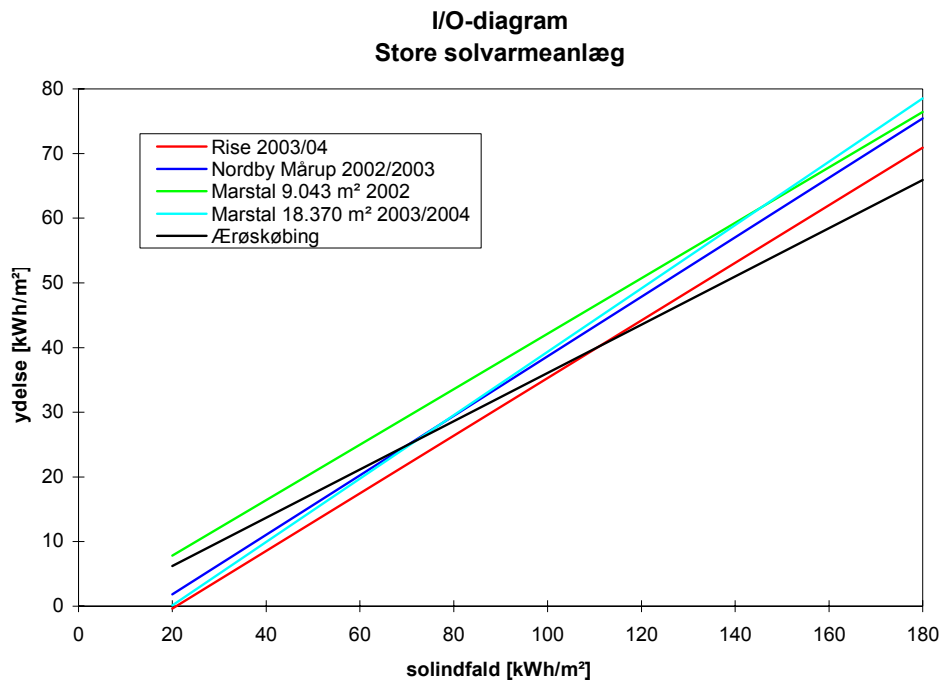


Figur 3.6. Samme som figur 3.5 blot med forskellig farve for de to halvår.

Modsat figur 3.3 ligger punkterne tæt omkring regressionslinien. Der er ikke forskel på de to halvår. Det skyldes det lavere solindfald i 2004 (se figur 2.2). De store lagre hos Marstal Fjernvarme nåede ikke at blive fuld opladte, hvorved solvarmeanlægget hele tiden kunne

afsætte den producerede varme. Det kan derfor være, at linien i figur 3.5 og 3.6 i virkeligheden har en lidt lavere hældning en vist i figur 3.5-6. Dette tages der dog ikke højde for i det følgende.

I figur 3.7 er I/O-linierne for Rise og Marstal (før og efter den seneste udvidelse af solfangerfeltet) sammenlignet med tilsvarende linier for anlæggene i Nordby Mårup, Samsø og Ærøskøbing.



Figur 3.7. I/O-diagram for flere store solvarmeanlæg.

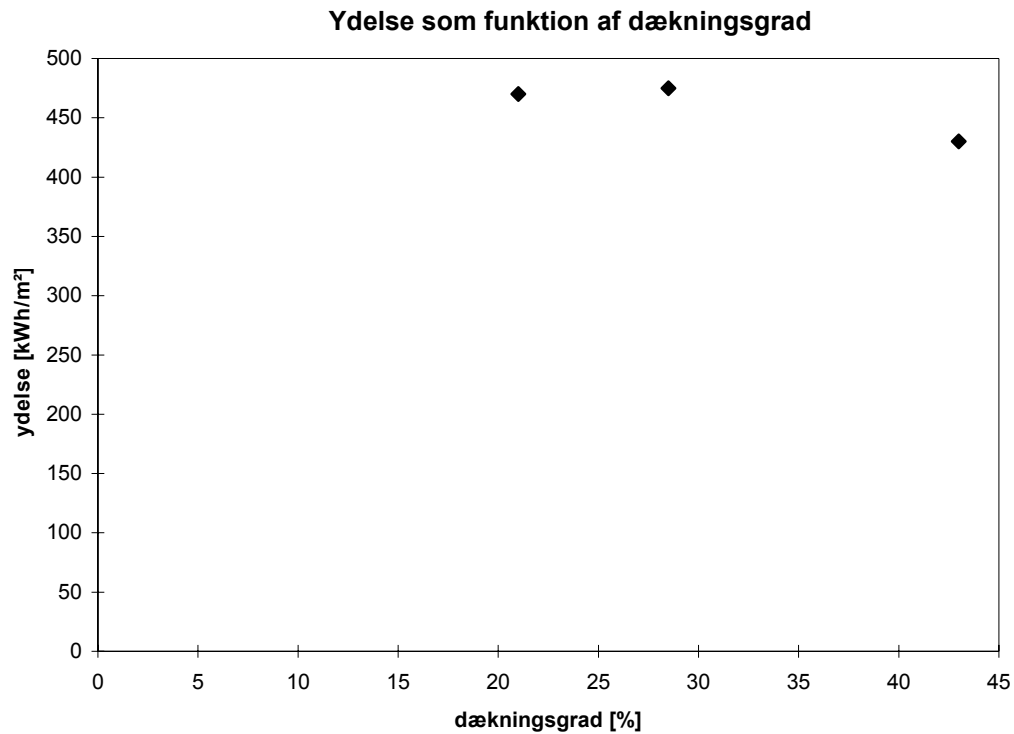
Som det ses, er der ikke den store forskel mellem de viste I/O-kurver. Ydelsen for Marstal Fjernvarme er stort set identisk før og efter udvidelsen. Rise Fjernvarme ligger lavere end Marstal Fjernvarme og Nordby Mårup Fjernvarme. Men højere end Ærøskøbing Fjernvarme ved månedlige solindfald over 110 kWh/m². At Rise Fjernvarme ikke ligger lavere trods den høje dækningsgrad på 43 % skyldes den valgte styring af anlægget.

Ved anvendelse af regressionslinierne i figur 3.7 og månedlige solindfald på solfangerfelterne hos henholdsvis Rise Fjernvarme, Marstal Fjernvarme og Nordby Mårup Fjernvarme fundet ved hjælp af (Meteotest, 2003) fås følgende sammenlignelige ydelser for de tre solvarmeanlæg:

Rise Fjernvarme: 430 kWh/år
 Marstal Fjernvarme: 480 kWh/år
 Nordby Mårup Fjernvarme: 470 kWh/år

Ovenstående tal er for de aktuelle hældninger på Rise: 45°, Marstal 37° (gennemsnit) og Nordby Mårup: 40°. En omregning af tallene til den samme vinkel vil kun give mindre ændringer, da det årlige solindfald ved de tre vinkler er næsten identiske. Ovenstående ydelser er vist grafisk i figur 3.8. Anlæggene bygger på samme styringsprincip for solfangerfelterne, men lidt forskellig solfangereffektivitet. Alligevel antages det, at figur 3.8 kan anvendes til at

vurdere dækningsgradens indflydelse på ydelsen. Der er selvfølgelig for få punkter til at foretage en endegyldig vurdering, men figur 3.8 tyder på, at ydelsen indenfor det viste område kun har en beskednen afhængighed af dækningsgraden, hvilket også ses af, at ydelsen for Marstal ikke er faldet som følge af fordoblingen af dækningsgraden. Det er derfor ikke på grund af fald i ydelsen, at solvarmeanlæg med store dækningsgrader skal fravælges.



Figur 3.8. Ydelsens afhængighed af dækningsgraden.

4. Konklusion

Solvarmeanlægget i Rise har været i fuld operation i 2003-2004, mens udvidelsen i Marstal først blev færdiggjort i slutningen af 2003. 2004 var desværre et dårligt år rent solmæssige. Det store damvarmelager hos Marstal Fjernvarme nåede derfor ikke at blive fyldt op med varme i 2004 – og i virkeligheden vil der gå flere år før svingningerne i jordlagene rundt om damvarmelageret vil nå et stabilt svingningsniveau.

Solvarmeanlægget i Rise havde i 2003 og 2004 en dækningsgrad med solvarme på 43% med en årlig ydelse på henholdsvis 458 kWh/m² og 382 kWh/m².

I 2004 var dækningsgraden med solvarme 28,5% for solvarmeanlægget hos Marstal Fjernvarme med en årlig ydelse på 437 kWh/m².

Et tilsvarende stort solvarmeanlæg hos Nordby Mårup Fjernvarme på Samsø havde i perioden maj 2002-april 2003 en dækningsgrad på 21% ved en årlig ydelse på 434 kWh/m².

For et standardår vil de tre anlæg have en årlig ydelse på:

Rise Fjernvarme:	430 kWh/år
Marstal Fjernvarme:	480 kWh/år
Nordby Mårup Fjernvarme:	470 kWh/år


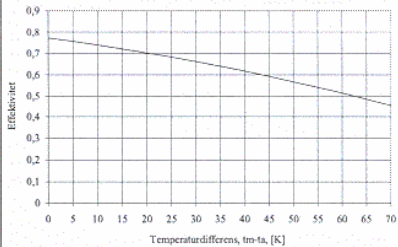
De tre anlæg beviser derfor, at det er muligt at have en høj ydelse samtidigt med en høj dækningsgrad med solvarme i store solvarmeanlæg koblet til fjernvarmenet.

5. Referencer

- Jensen, S.Ø. og Tambjerg, L.H., 2004. Norby Mårup Varmeværk. SolEnergiCentret, Teknologisk Institut. ISBN 87-7756-722-6.
www.buildvision.dk/pdf/nordby_maarup_varmevaerk.pdf
- Jiuanhua, F., Schultz, M.J. og Furbo, S., 2004. Undersøgelse af HT solfangere med og uden teflonfolie. BYG·DTU, Danmarks Tekniske Universitet. SR-04-12.
- Meteotest, 2003. Meteonorm – version 5.01. Global meteorological database for applied climatology.
- Nielsen, J.E. og Honoré, C., 2001. Ydelsesstatistik – store anlæg 1999. SolEnergiCentret, Teknologisk Institut. ISBN 87-7756-610-6. Desuden bilag til (Jensen, 2004).
- Vejen, N.K., 2002. Ydelse og effektivitet for HT solfanger. BYG·DTU, Danmarks Tekniske Universitet. SR-02-08. www2.byg.dtu.dk/publications/sagsrapporter/byg-sr0208.pdf
- www2.byg.dtu.dk/publications/rapporter/byg-r013.pdf

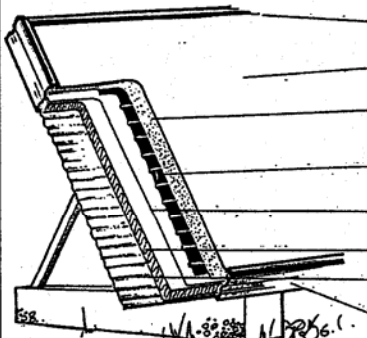
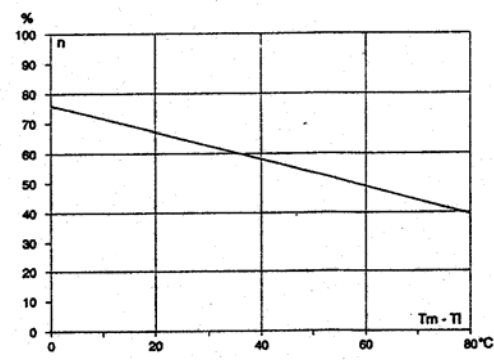
Bilag A

Datablad for BA 120

Datablad for solfanger – effektivitet		D2169 A		
Fabrikant/forhandler: BATEC A/S, Danmarksvej 8, DK-4681 Herfølge		Type: BA 120 T		
Data for solfanger – fabrikantoplysninger				
<i>Skitse af solfanger:</i> 	Vægt	300 kg	Tilslutning	2 stk. ø28 mm
	Væskeindhold	10,8 liter	Isolering	
	Dæklag		Bagside	40 mm PUR + 50 mm mineraluld
	Type	2 lag	Sider	30 mm mineraluld
	Materiale	Glas + teflonfolie	Solfangerkasse	Aluminiumsprofiler
	Tykkelse	4 mm og 0,025 mm	Tætning	Gummiliste
	Absorber		Anbef. max. tryk	10 bar
	Type	Cu-strip / rør-plade	Prøvetryk	20 bar
	Materiale	Kobber		
	Belægning	Selektiv sort krom		
	Kanalsystem	Parallelforbundende kobberrør (19 stk.) og 2 stk. fordelerrør		
Udvendige dimensioner: 2,37 x 5,65 x 0,17 m				
Prøvning og resultater				
Prøvning Metode prEN12975-2 (udendørs) Periode Juni-september 2001 Prøvningsbetingelser Væske Vand Vind 2 – 4 m/s Væskestrøm 30 kg/min Bestråling >800 W/m ² Tryktab (ved 20°C): P _d = 50 m ^{1,92} kPa Tryktab ved 30 kg/min (fabrikant anbefalet flow): P _d = 13,2 kPa	Effektivitet baseret på transparent Areal (11,94 m ²) $\eta_0 = 0,773$ $a_1 = 2,48 \text{ W/(m}^2\text{K)}$ $a_2 = 0,016 \text{ W/(m}^2\text{K}^2)$ Tidskonstant $\tau = 55 \text{ s}$ Termisk kapacitet C = ej beregnet Indfaldsvinkelkorrektion a = 3,3	 <p>Effektivitetskurve (G= 800 W/m²)</p>		
	Solfangereffekt [W]:			
	Temperaturdifferens	Bestrålingsstyrke		
	t _m - t _a [K]	400 [W/m ²]	700 [W/m ²]	1000 [W/m ²]
	10	3377	6146	8914
	30	2632	5400	8169
	50	1734	4503	7271
Formler og symboler				
Effektivitet: $\eta = \eta_0 - a_1(t_m - t_a)/G - a_2(t_m - t_a)^2/G$ Indfaldsvinkelkorrektion: $K_\theta = 1 - \tan^a(\theta/2)$ Måleusikkerhed for effektivitet: ± 2,5%		t _a Lufttemperatur [°C] t _m Middelvæsketemp. [°C] m Massestrøm [kg/s] θ Indfaldsvinkel [°] G Bestrålingsstyrke [W/m ²]		
Bemærkninger til prøvning:	Dato 2002-05-14 Prøvestationens underskrift Erik Scheldon			

Bilag B

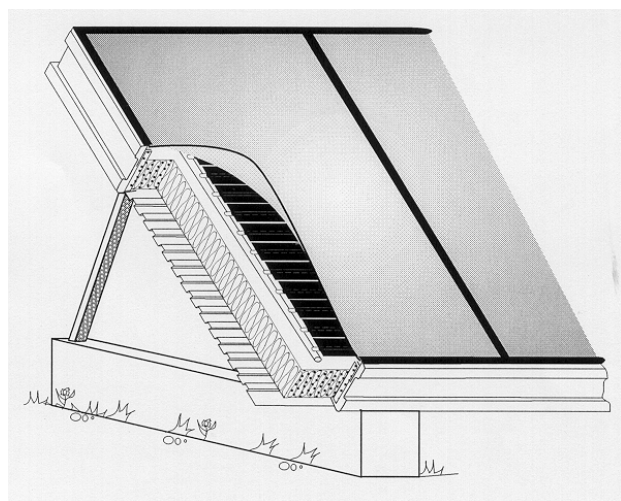
Datablad for ARCON HT

DATABLAD FOR SOLFANGER - EFFEKTIVITET		Prøvenr.:
Fabrikat: AR-CON SOLVARME A/S, Jyttevej 18, 9520 Skørping,		Type: HT
Prøvelaboratorium: Lab. for Varmeisolering, DTH, Bygn. 118, 2800 Lyngby		Id.nr.: 223
TVÆRSNIT AF SOLFANGER:		
	GLASINDFATNING: Over- og underlister i EPDM-gummi. GLAS: 4mm hærdet, jernfrit sikkerhedsglas med struktureret bagside. KONVEKTIONSHINDRING: Teflonisolering udspændt mellem glas og absorber. ABSORBER: Kobber/aluminium med selektiv overflade. DAMP- OG DIFFUSIONSSPÆRRE: Aluminiumsfolie. ISOLERING: 75mm mineraluld. BAGSIDE: Korruget aluminiumplade t=0,5mm KANALPROFIL: Ekstruderede aluminiumprofiler.	EFFEKTIVITET: Effektivitetsudtryk ved følgende forhold: Hældning : 40° Væske : Vand Vækestrem : 0,12 kg/s vindhastighed : ~1 m/s $n = 0,76 - 3,5 \frac{T_m - T_l}{E} - 0,002 \frac{(T_m - T_l)^2}{E}$ n : effektivitet (-) T _m : middelvæsketemp. (°C) T _l : lufttemperatur (°C) E : bestrålingsstyrke (W/m ²)
DATA FOR SOLFANGER:		
Udv.: l x b x d	5,96m x 2,27m x 0,14m	
Vægt: uden stativ	300 kg	
Transparent areal:	12,56 m ²	
Transparent lag:	Et lag 4 mm hærdet jernfrit glas med struktureret bagside + et lag teflonfolie, 0,025 mm	
Absorber:	Type: Sunstrip, rør-plade Materiale: Kobber rør, aluminiumplade Pladedimension: 0,5 mm x 143 mm Rørtværsnit: 8 mm x 12 mm, 50 mm ² Kanalsystem: 16 langsgående parallelle rør Belægning: Selektiv, sort nikkel	
Bagsideisolering:	75 mm	
Kantisolering:	20 mm	
Solfangerkasse:	Ranne: aluminiumprofiler Bagside: korruget aluminiumplade	
Tætning:	EPDM-gummi	
Tilslutning:	to kobberør, 28 mm	
Prøvetryk (fabrikant):	800 KPa	
Max. arbejdsdruk:	400 KPa	
Væskeindhold:	7,0 l	
TRYKTAB: Tryktabsudtryk ved følgende forhold: Væske : vand Væsketemp. : 10°C $Pd = 59 \cdot M^{1,23}$ Pd : tryktab (KPa) M : vækestrem (kg/s) ved 0,02 kg/sm ² : 10,8 KPa Varmekapacitet : incl. væske 6,9 kJ/K·m ² beregnet Stagnation ved følgende forhold: ikke målt T _l : - E : - W/m ² T _{stagnation} = - beregnet målt		
Effektivitetskurve (E = 800 W/m²):		
		
Bemærkninger til prøvningen: Udendørs afprøvning. Solfangeren må ikke stå i stagnation.		Dato: Prøvestationens underskrift:

Bilag C

Datablad for ARCON HT-N

Datablad for den nye HT-SA solfanger



Figur 1 Snit i solfanger.

Udvendige dimensioner	2,27 x 5,96 x 0,14 m
Transparent areal	12,53 m ²
Vægt	250 kg
Væskeindhold	8,5 liter
Dæklag	
Antal	2
Materiale	Antirefleksionsbehandlet glas + teflonfolie
Tykkelse	3,3 + 0,025 mm
Absorber	
Type	Selektiv - ny Sunstrip
Materiale	Kobber/aluminium
Belægning	Niox $\alpha=0,96$; $\varepsilon=0,07$
Kanalsystem	16 parallelle kanaler og to fordelerrør
Kanaltværsnitsareal	60 mm ²
Pladetykkelse	0,5 mm
Tilslutning	2 x ϕ 28 mm
Isolering	
Bagside	75 mm mineraluld
Side	30 mm mineraluld
Anbefalet max. tryk	4 bar
Prøvningstryk	13 bar

Prøvningsresultater

Prøvningsbetingelser

Væske	40 % glykol
Væskestrøm	25 l/min
Bestråling	> 800 W/m ²

Effektivitet (12,53m²)

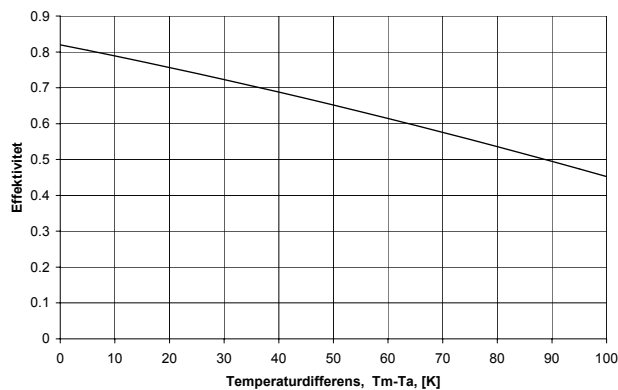
$$\eta = \eta_0 - a_1 * \frac{T_m - T_a}{G} - a_2 * \frac{(T_m - T_a)^2}{G}$$

hvor

T_a	Lufttemperatur	[°C]
T_m	Middelvæsketemperatur	[°C]
G	Bestrålingsstyrke	[W/m ²]

Effektivitet baseret på transparentareal (12,53 m²) og væskestrøm på 25 l/min.:

η_0	=	0,82	rigtig værdi: 0,81	Ifølge (Jianhau,
a_1	=	2,44 [W/(m ² K)]	rigtig værdi: 2,57	Schultz, Furbo,
a_2	=	0,005 [W/(m ² K ²)]	rigtig værdi: 0,0079	2004)



Figur 2 Effektivitetskurve ($G = 800 \text{ W/m}^2$)

Solfangereffekt [W]			
Temperaturdifferens [K]	Bestrålingsstyrke [W/m ²]		
	$T_m - T_a$	400	700
10	3798	6880	9963
30	3136	6219	9301
50	2425	5507	8589
70	1663	4745	7827

Tabel 1 Solfangereffekt

Indfaldsvinkelkorrektio

$$K_\theta = 1 - \tan^a(\theta/2)$$

hvor

θ	Indfaldsvinklen [°]
a	Koefficient

$$a = 3,6$$

Bilag D

Datablad for Solamax



SOLENERGICENTRET

Datablad for solfanger – effektivitet



DANAK

Reg.nr. 300

D2150 A

Fabrikant/forhandler:

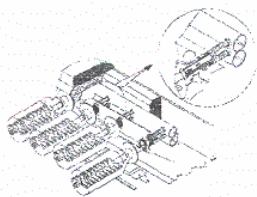
Thermo-Sol ApS, Stengårdsvej 33, 4340 Tølløse
Tlf: 59 16 16 16

Type:

**SOLAMAX,
AST - 20 MD**

Data for solfanger – fabrikantoplysninger

Snit i solfanger:



Udvendige dimensioner
2,04 x 1,50 x 0,08 m

Vægt	55 kg
Væskeindhold	-
Dæklag	Vakuumbor
Type	Enkelt lag
Materiale	
Tykkelse	1,5 mm
Absorber	
Materiale	Kobber
Belægning	Selektiv (Tinox)
Kanalsystem	2 kanaler i hvert rør

Tilslutning 2x ϕ 20 mm

Isolering
Bagside Vakuumbor
Sider Vakuumbor

Solfangerkasse
Aluminium profil

Tætning
Fugebånd og silikone

Anbef. Max. tryk 6 bar
Prøvetryk 6 bar

Prøvning og resultater

Prøvning

Metode ISO 9806-1
Periode August 1999

Prøvningsbetingelser

Væske 40 % glycol
Vind 2 - 4 m/s
Væskestrøm 0,02 kg/s/m²
Bestråling >800 W/m²

Tryktab (ved 20°C)

$$P_d = 46 \text{ m}^{1,38}$$

Tryktab ved 0,02 kg/s/m²
 $P_d = 0,69 \text{ kPa}$

Effektivitet baseret på transparent

Areal (2,31 m²)

$$\eta_0 = 0,802$$

$$a_1 = 1,86 \text{ W/(m}^2\text{K)}$$

$$a_2 = 0,010 \text{ W/(m}^2\text{K}^2)$$

Indfaldsvinkelkorrektion

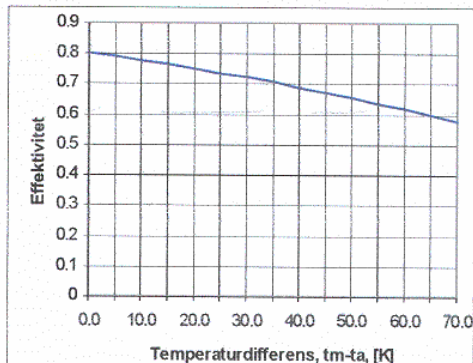
$$a = 4,7$$

Tidskonstant

$$\tau = 220 \text{ s}$$

Termisk kapacitet

$$C = 26,3 \text{ kJ/K}$$



Formler og symboler

Effektivitet:

$$\eta = \eta_0 - a_{1a}(t_m - t_a)/G - a_{2a}(t_m - t_a)^2/G$$

Indfaldsvinkelkorrektion:

$$K_0 = 1 - \tan^2(\theta/2)$$

T_a	Lufttemperatur	[°C]
t_m	Middelvæsketem.	[°C]
\dot{m}	Massestrøm	[kg/s]
θ	Indfaldsvinkel	[°]
G	Bestrålingsstyrke	[W/m ²]

Måleusikkerhed for effektivitet: $\pm 2,5\%$

Bemærkninger til prøvning:

Dato 2000.05.03

Prøvestationens underskrift

Jan Erik Nielsen