



SDHplus

Solar District Heating in Europe

WP2 – SDH enabling buildings with high energy performance
Task 2.5 – Pilot Implementation

D2.5 Pilot implementation in Sweden

Prepared by
Jan-Olof Dalenbäck
CIT Energy Management AB
June 2015



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

The sole responsibility for the content of this publication lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the funding authorities. The funding authorities are not responsible for any use that may be made of the information contained therein.

LIST OF CONTENT

	Page
Introduction to District Heating in Sweden	3
Short description of the business models implemented	3
Pilot implementation	3
 Bioenergy and Solar DH – Background	4
Bioenergy and Solar DH – SDH Pilot implementation	6
 Solar heat EPBD – Background	8
Solar heat EPBD – SDH Pilot implementation	9
 Market boundary conditions	11
Benefits for involved parties	11
Replication potential	11
Main results achieved	11
Main lessons learned	11
 References	12
Appendices	12

Introduction to District Heating in Sweden	The majority of Swedish large and small cities and (large) villages have already district heating systems. More than 90% of the Swedish multi-family buildings are heated by district heat. The majority of the district heating systems have already large shares of RES (wood fuels and waste from RES), many close to 100%, in total about 70%. In those few cases where new DH systems are established in existing or new residential areas, it is commonly a bioenergy heating plant. The initiative to have a plant is commonly made by the municipality, in few cases a commercial developer. For further details about the Swedish framework, see D4.1 – Survey of framework and approaches in each participant country.
Short description of the business models implemented	Major opportunities to introduce solar heat in Swedish district heating systems appears in small existing or new district heating systems in combination with solid wood fuels (wood chips, wood pellets). The introduction of a solar collector array and a buffer storage will increase the investments in the heating plant, but will improve the efficiency of the wood boiler and reduce the use of wood fuel, i.e. reduce the operational costs. This business model is named “Bioenergy and Solar DH” in the following text and is typically implemented by a municipal or private district heating operator or a municipal or a private housing owner. This model is related to model 12. Bio-energy villages (D2.3). Another opportunity to introduce solar heat in Swedish district heating appears when a building owner wants to use solar collectors on the building in order to improve the energy performance of the building (as solar heat is defined as improving the energy performance in the Swedish building regulations, based on EPBD). This is normally achieved with a so-called feed in system, i.e. the solar collectors are mounted on the building and the solar heat is fed into the DH system and the building owner is charged for the net use of DH. This business model is named “Solar heat EPBD” in the following text and is typically implemented by a housing company in agreement with a district heating operator. This model is related to 1. Net-metering of heat in distributed solar plants (D2.3)
Pilot implementation	The implemented models have been used in Sweden for a long time (i.e. there are already a number of pilot projects). The main focus of the implementation within SDH Plus has been to evaluate and develop the two most appropriate models. CIT Energy Management is involved as consultant with links to the Swedish DH Association, the Solar Energy Association of Sweden and misc. authorities.

Bioenergy and Solar DH - Background

The first “**Bioenergy and Solar DH**” were built in the 80’s. **EKSTA** (municipal housing company) built new residential areas in Åsa (1984-1992), Kullavik and Fjärås (1987) and Onsala (1995). All with roof-integrated solar collectors on new buildings in combination with wood briquette or wood pellet boilers for small DH systems in new residential building areas with low-energy buildings.



EKSTA has recently built a new DH system for the new residential area **Vallda Heberg** (2013). This system comprises a 250 kW wood pellet boiler, a number of buffer storage tanks and 700 m² of roof-integrated solar collectors and was realised during the course of SDH Plus (using Ritter XL collectors on the heating plant).

Falkenberg Energi (municipal district heating operator) built a new district heating system in Falkenberg in 1988-1989 and **Kungälv Energi** (municipal district heating operator) built a new district heating system in Kungälv in 1997-2000. Both with ground-mounted collectors in combination with wood chips boilers for DH in existing buildings. An existing oil fired small DH system at **Malmö Airport** (owned by Swedavia) was rebuilt with a wood pellet boiler and a solar collector array in 2008.



Orust municipality has recently built a new DH system in the village **Ellös** (2010). This system comprises a 4 MW wood chips boiler, a 200 m³ buffer storage tank and 1 000 m² of (ARCON) solar collectors on ground and was realised during the course of SDH Take-Off. A national study tour to Ellös solar heating plant was organised within the SDH project in June 2015.



The map above shows the location of key projects for the development of "Bioenergy and Solar DH" on the Swedish west coast.

Bioenergy and Solar DH – SDH Pilot implementation

New buildings and DH system (Vallda Heberg et al)

The planning of the **Vallda Heberg** project was initiated during the SDH Take-Off project. The design and the implementation was carried out during the SDH Plus project. The project was presented at the SDH Plus Workshop in Braedstrup, DK, in 2012 and the initial evaluation was presented at the 2nd International conference on Solar District Heating in Hamburg in 2014 (Dalenbäck, et al, 2014) based on a master thesis by Olsson and Rosander (2014).

We had planned to carry out 1-2 new feasibility studies for other new residential areas in cooperation with EKSTA, but both projects were put on hold by different mainly administrative reasons.

New DH system (Ellös et al)

The **Ellös** plant was evaluated in a Master thesis by Halpin (2011) during the SDH Take-Off project. The MSc thesis also investigated the feasibility of a planned extension of the solar collector area. The original design comprised a system with 2 000 m² of ground mounted solar collectors and 200 m³ of buffer storage, while only 1 000 m² were installed in 2010.

It was planned to make a feasibility study for the extension with the SDH Plus project. However, the main experiences from the operation of the plant the first years was that the connected heat load was less than predicted in the design and that the boiler installed was too large. The boiler has now (2015) been rebuilt to about half the power and it is possible to go on with the plans to extend the collector area. In parallel there is now also a feasibility study to use the reserved ground area for a Solar PV plant.

There are to our knowledge no other plans for new DH systems where the feasibility for “Bioenergy and Solar DH” could be investigated.

Existing DH system

There are a number of (small) DH systems operated with bioenergy (wood chips, wood pellets) all year around, where some use a bio oil boiler during the summer. All these systems could benefit from a buffer storage and solar collectors to improve the system operation during low load conditions (Summer).

This type of systems has likely the largest potential in the near future, but they are usually difficult to motivate from an economic point of view, see explanation below. Therefor the Västra Götaland Region will initiate a regional study to find out the barriers and opportunities for a regional approach, which is intended to be part of a newly proposed IEE project (SDHp2m – Policy to market) with regional focus.

Some DH providers have shown interest in feasibility studies for “Bioenergy and Solar DH” in existing DH systems, but not strong enough to develop a study.

Economic feasibility

In the case when new buildings and DH supply is planned, built and operated by the same owner, like in Vallda Heberg, it is possible to have a holistic economic approach. The investment for the solar system is of the order of 1-2% of the total investment for the whole establishment, i.e. it is within the deviation between calculated costs and real cost for the completed establishment. Then “Bioenergy and Solar DH” becomes THE option with 100% renewable heat supply and low operational costs.

	The economic conditions are very different when we consider an existing DH system where an extra investment cost for a solar system has to be compensated by the associated savings in operation cost. The introduction of a solar collector array and a buffer storage will improve the efficiency of the solid wood boiler and reduce the use of wood fuel, i.e. reduce the operational costs. The fuel price (wood chips) is however so low that it is difficult to motivate the extra investments unless the operation staff is interested or there are economic incentives, even if the existing boilers are operated at very low efficiencies (50%) during some periods in Summer. The withdrawal of the investment subsidy for solar heating systems in 2011 was a large disappointment in this aspect.
--	---

Solar heat EPBD - Background

The feed-in systems were pioneered by **Sydskraft** in 2001 in connection to “Bo01”, a new residential area in Malmö with 100% renewable energy supply. The municipality wanted to support/allow solar heat used in the district heated buildings and Sydskraft designed, built and operates the systems.



Sydskraft rents the roofs where the collectors are mounted. A number of projects built and operated by the municipality followed in 2004. Sydskraft was later bought by **E.ON**. The feed-in systems in Bo01 were presented by E.ON during the 1st International conference of Solar District Heating in Malmö in 2013 (Rosén, 2013).

After the implementation of the EPBD directive in around 2006, the “**Solar heat EPBD**” model has been applied by a couple of municipal housing companies in cooperation with misc. DH utilities since 2009. These projects were further eligible for a governmental investment subsidy for solar systems (2000-2011).

There was also a comprehensive feasibility study where a couple of large municipal and regional housing companies were interested to build a large collector array (10 000 m²) in **Värnamo** and use the existing DH system to transfer the solar heat from the collector array to their buildings. This study has been reported as a feasibility study within the SUNSTORE 4 project (FP7). See **Appendices**. The system was never realised as the project preparations (agreements between partners) were not finished when the investment subsidy expired.

**Solar heat EPBD –
SDH Pilot imple-
mentation**

The development of Feed-in systems from 2001 and up till 2011 were based on different incentives (e.g. political) and involved a number of different stake holders (mainly different municipal housing companies). The main effort in connection to SDH was to carry out an evaluation of a number of systems with the aim to propose enhanced project development.



The evaluation was carried out as a co-financing project within the Swedish District Heating Associations R&D program “Fjärrsyn” and resulted in a published report in Swedish (above), here included as an **Appendix**. The introductory chapter of the report describes further the development and the status of Swedish solar district heating.

The evaluation comprised 22 feed-in systems in different sizes (42 – 1 128 m² of solar collectors). The main result from the evaluation was presented at the 1st International conference on Solar District Heating in Malmö in 2013 (Dalenbäck, 2013).

The main results summarised in a couple of bullet points:

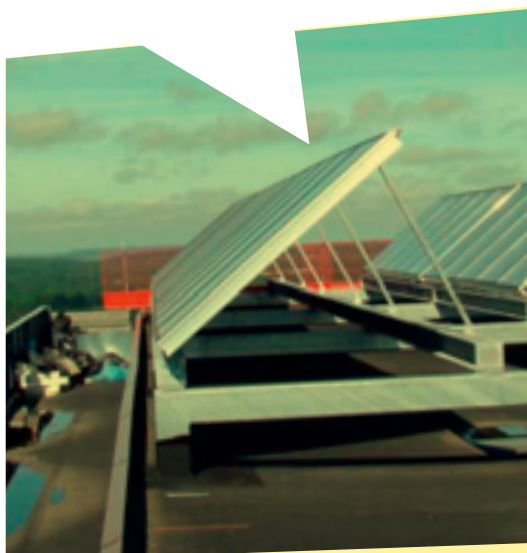
- Different conditions (orientation, tilt, etc.)
- Some poor contracts, some cost competitions
- Some poor performance
- Some poor O&M
- Misc. problems
- Lack of knowledge (solar O&M is not known)
- Lack of interest (decision from above)

	The recommendations summarised in a couple of bullet points: • Better conditions (orientation, tilt, etc.) • Appropriate tenders and contracts • Improved controls • Appropriate O&M (by DH provider?) • Design for >300 kWh/a.m² It was then the intention to form a national framework program for the continued development of feed-in systems or "Solar heat EPBD" systems, but the withdrawal of the investment subsidies for solar heating systems made it difficult to gain a common interest for the approach. Nevertheless, a number of feasibility studies and a number of projects have been implemented with the same approach as before the evaluation, i.e. by different stake holders using different incentives (often political). Vattenfall moved to a new head office (Solna, Stockholm) where they wanted to use solar energy to cover part of the energy demand. A feed-in system with roof-mounted solar collectors was put in operation 2012 during the previously mentioned evaluation project. Lerum municipality (close to Gothenburg) initiated a Life-project - Noisun - with solar collectors on a sound barrier. The project was realised as a feed-in system and it came into operation early Spring 2015. The feed-in systems is now also applied by E.ON in relation to EPBD requirements in new residential areas in Malmö in order to support DH in new building areas with 100% renewable energy supply (which also includes feed-in of PV power in new building areas). One example is that Diligentia (building owner) has installed a feed-in system to meet requirements in connection to a BREEAM certification of their building. This system came also into operation early 2015. Economic feasibility There are in principle two main applications. First, a building developer wants to apply solar heat on a new building to be connected to DH (motivated by PR and improved building performance, etc.). Second, an owner of an existing building wants to apply solar heat to a building already connected to a DH system (combine building renovation and improve energy performance, etc.). The first application seems to a bit more suitable when it comes to the investment cost as the building can have a better orientation and there can be better opportunities to integrate the system, but it all comes down to knowledge and experience, which often is lacking (architects, consultants, building developers, etc.). Both applications have the problem that the avoided cost (i.e. the cost for district heat replaced by solar heat) is low, especially if the DH provider has different fees during the heating season and during the Summer. This fact puts the economics of the solar heat feed-in system in competition with other energy efficiency measures. The increased interest to build apartment buildings and sell the apartments makes the application a bit more complicated than if it is a building with one owner (manager) and rented apartments. The interest by the DH provider to make a suitable agreement is also an import aspect, sometimes an advantage sometimes a disadvantage.
--	--

Market boundary conditions	DH and thereby “Bioenergy and Solar DH” is mainly related to the heat density of a given building area, and if dense enough, the introduction of solar heat demands incentives in one way or another to compensate for the low prices for wood chips and wood pellet. As applied by EKSTA, where heat supply and buildings are developed by the same contractor, on behalf of EKSTA, they are in the unique position to apply a holistic approach on the total investment cost and the future operation and maintenance costs. “Solar heat EPBD” is depending on the cost for district heat and the interest of the building developer and the cost to meet the EPBD requirements with other measures than solar heat.
Benefits for involved parties	“Bioenergy and Solar DH” – 100% RES and low operational costs. “Solar heat EPBD” – Improved building energy performance for the building owner and a satisfied DH customer for the DH utility.
Replication potential	“Bioenergy and Solar DH” has a potential both in existing small DH systems and in new residential building areas. The main barriers to introduce solar heat in existing DH systems are low prices for wood chips and lack of experience and incentives for system owners and managers. The main barriers to introduce solar heat in new DH systems are lack of experience among project developers. “Solar heat EPBD” has a potential both in small and large DH system, high in systems using bioenergy during summer, less in large DH systems based on waste heat. The main barriers are low DH fees in the summer and lack of incentives among building owners and DH utilities. Both strategies are more or less universal, “Bioenergy and Solar DH” where bio-energy is available and “Solar heat EPBD” where solar heat is defined to improve building energy performance (EPBD).
Main results achieved	“Bioenergy and Solar DH” – The most common solar DH application in Sweden with about one plant every second year. “Solar heat EPBD” – A series of demo plants, but considerably less interest since the investment subsidy for solar heat was dropped in 2012.
Main lessons learned	“Bioenergy and Solar DH” – Requires an engaged, skilled and experienced project developer to be applied in new residential areas. Needs enhanced incentives for existing DH providers to be applied in existing DH systems. “Solar heat EPBD” – Requires a mutual interest of a building owner and a DH utility. Needs a national framework to develop in the right direction.

References	Dalenbäck, J.O (2013) Decentralised SDH systems – Swedish Experience. Presentation at the 1st International conference on Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu Dalenbäck, J-O et al (2014) New Solar Heated Residential Area in Vallda Heberg – Initial Experiences Related to System Performance. Proceedings 2nd International conference on Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu Halpin, F. (2011) Performance Evaluation of a Solar Heating Plant in Ellös. MSc thesis 2011:19, Building Services Engineering, Energy and Environment, Chalmers University of Technology. Olsson, H. and A. Rosander (2014) Evaluation of the Solar-Assisted Block Heating System in a Passive House Residential Area. MSc thesis 2014:14, Building Services Engineering, Energy and Environment, Chalmers University of Technology. Rosén, P (2013) Solar Heat in District Heating Systems: Experiences of Western Harbour/Bo01, Malmö. Presentation at the 1st International conference on Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu
Appendices	Dalenbäck, J-O et al (2013) Solvärme i fjärrvärmesystem. Rapport 2013:26. Fjärrsyn, Svensk fjärrvärme. 40 pages. Dalenbäck, J-O (2014) Solar District Heating in Värnamo. FP7 project Sunstore 4 – WP6. CIT Energy Management AB. 23 pages.

RAPPORT 2013:26



rade på ett höghus i Gårdsten, G
att läge och strax efter att anlägg
rna. Incidenten föranledde en e
å plats i solfångarna.

ran)

ns Kooperativa Bostadsförening
me på ett nytt hus, vilket realis
e solfångare i taket och projekt
erade att medverka i ett demon



SOLVÄRME I FJÄRRVÄRMESYSTEM

UTVÄRDERING AV PRIMÄRKOPPLADE SYSTEM

JAN-OLOF DALENBÄCK GUNNAR LENNERMO
PER-ERIK ANDERSSON-JESSEN PETER KOVACS

FÖRORD

Här utvärderas ett tjugotal solvärmeanläggningar som uppfördes i anslutning till olika fjärrvärmenät under åren 2000 till 2010. Utvärderingen visar på de möjligheter som finns att förbättra systemutformning, installation, driftuppföljning och värmeutbyte. Rapporten är på så sätt en värdefull erfarenhetsbank för projekteringen av framtida anläggningar. Utvärderingen har sålunda avkastat resultat som är i linje med forskningsprogrammets vision om ”ett framtida samhälle där el, värme och kyla kan produceras och distribueras utan utsläpp av växthusgaser eller annan negativ miljöpåverkan” och fjärrvärmebranschens strävan mot att en uppvärmning utan primärenergianvändning.

Studien har genomförts av Jan-Olof Dalenbäck, professor i installationsteknik vid Chalmers tekniska högskola. En referensgrupp har följt arbetet och lämnat synpunkter. Gruppen har bestått av Niklas Lindmark, Gävle Energi, Hans Lund, Fortum Värme, Per Rosén, E.ON Värme Sverige.

Projektet ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn som finansieras av Energimyndigheten och fjärrvärmebranschen. Fjärrsyn ska stärka möjligheterna för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för det hållbara samhället till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtidens teknik.

Jeanette Dackland

Ordförande i Svensk Fjärrvärmes marknadsråd

Rapporten redovisar projektets resultat och slutsatser. Publicering innebär inte att Fjärrsyns styrelse eller Svensk Fjärrvärme har tagit ställning till innehållet.

SAMMANFATTNING

Sverige är ett föregångsland när det gäller att använda solvärme i när- och fjärrvärmesystem. Under perioden 1982 till 1992 byggde vi en serie av anläggningar som alla var större än man byggt i något annat land.

Stora bioenergitillgångar och ett stort behov att hitta ersättning för olja i fjärrvärmesystemen ledde parallellt till en mycket positiv utveckling för biobränsle i fjärrvärmesystem, främst flis, och tillsammans med ändrade villkor för demonstrationsanläggningar, kom intresset för stora solvärmeanläggningar av sig i Sverige.

Med Bo01 i Malmö 2001 introducerades lokala solvärmesystem i fjärrvärme och med stöd från EU-direktiv med byggnadsfokus har det nu byggts ett antal mindre solvärmeanläggningar i anslutning till olika byggnader med fjärrvärme.

De anläggningar som uppfördes på 80- och 90-talet ingick ofta i ett samordnat program med investeringsbidrag och tredjepartsutvärdering och det finns en mängd utvärderingsrapporter. De anläggningar som uppförts under 2000-talet har inte haft samma förutsättningar. Dessutom är det förhållandevis många som anslutits i fjärrvärmesystem. De har ofta initierats genom politiska beslut till del som ett resultat av nya krav på byggnaders energiprestanda och det finns inga andra utvärderingar än anläggningsägarnas egna.

I den här rapporten görs en övergripande dokumentation och utvärdering av 22 solvärmesystem som anslutits direkt till fjärrvärmesystemen och tagits i drift under perioden 2000 till 2010. Utvärdering fokuserar på systemutformning, installation, driftuppföljning och värmeutbyte som kan ligga till grund för rekommendationer till nya anläggningar.

Utvärderingen visar att många av anläggningarna har brister såväl med avseende på systemutformning som på driftuppföljning och värmeutbyte. Det finns anläggningar som ger mer än 300 kWh/år.m² solfångare, vilket får anses acceptabelt, men som medelvärde ger de 8 senast uppförda anläggningarna endast 240 kWh/år.m² solfångare (2011-2012), varför det finns stort utrymme för förbättringar.

Som en övergripande rekommendation föreslås att det bör genomföras ett uppföljningsprojekt under 2013 där de utvärderade anläggningarna följas upp under minst ett år så att alla fås att fungera på ett relevant sätt utgående från dess förutsättningar. Sedan bör erfarenheterna från de utvärderade anläggningarna sammanställas i en enkel projekteringsmall som kan användas i framtida anläggningar.

SUMMARY

Sweden is a pioneer when it comes to large solar heating systems in district heating. A series of demonstration plants, all larger than in other countries, were built from 1982 to 1992.

Large bioenergy resources and a need to replace oil in district heating led in parallel to a very positive development for wood fuels, especially wood chips, in district heating systems. Together with changed conditions for demonstrations plants made the interest in Sweden for large solar heating plants to fade.

However, the Bo01 project in Malmö 2001 introduced local solar heating systems in district heating. Supported by EU-directives, with an expressed building focus, a rather large number of small solar heating systems have now been installed in buildings with district heating.

The plants from the 80's and the 90's were more or less all part of and evaluated within a national development program and there are a number of evaluation reports. The plants built during the last decade do not have the same conditions. They are often initiated by political decisions as part due to new requirements on building energy performance and there are now coordinated evaluations.

This report comprises overview documentation and evaluation of 22 plants connected to district heating systems and put in operation between 2000 and 2010. The evaluation focus is on system design, operation and maintenance (O&M), as well as thermal yield, in order to enable guidelines for new plants.

The evaluation shows that a number of the plants have problems related to system design, O&M and thermal yield. There are plants that yield more than 300 kWh/a.m² solar collector area, which may be considered as acceptable, but the average yield for the latest 8 plants is only 240 kWh/a.m² solar collector area (2011-2012), so there are large opportunities for improvements.

An over-arching recommendation is to perform a follow-up project during 2013, where the evaluated plants are followed during one year to perform in an appropriate way in relation to their circumstances. The experiences from this evaluation and the follow-up project should then be documented in a simple design manual to be used in future plants.

INNEHÅLL

1.1	BAKGRUND	9
1.2	SOLVÄRME I FJÄRRVÄRMESYSTEM	9
1.2.1	Fjärrvärmesystem	9
1.2.2	Närvärmesystem	10
1.3	FJÄRRVÄRMEKUNDER	10
1.3.1	Sekundärsystem (Förvärmning av varmvatten)	10
1.3.2	Primärsystem (Anslutning till fjärrvärmenätet)	12
1.3.3	Fjärrvärmeleverans	13
1.4	BYGGNADERS ENERGIPRESTANDA	13
1.5	SYFTE	14
2.1	E.ON (MALMÖ)	17
2.1.1	Bo01	17
2.1.2	Kockum Fritid	18
2.2	MALMÖ STADSFÄSTIGHETER	18
2.2.1	Augustenborg	19
2.2.2	Heleneholm	19
2.2.3	Stensjön	20
2.2.4	Sege Park	20
2.3	ALLBOHUS (VISLANDA)	21
2.4	KBAB (NYA JÄRPEN)	21
2.5	BRF ÖRNEN (TIMRÅ)	22
2.6	ESKILSTUNA KOMMUNFÄSTIGHETER (MÅSTA)	22
2.7	GÅRDSTENS BOSTÄDER (GÅRDSTEN)	22
2.8	SKB (GLOTTTRAN)	23
2.9	KARLSTAD KOMMUN (MOLKOM)	24
2.10	HELSINGBORG SHEM (BJÖRKA/ÖDÅKRA)	24
3.1	BO01	26
3.2	AUGUSTENBORG	27
3.3	ARMATECS CENTRAL	28
3.4	NYA ANLÄGGNINGAR	29
4.1	ÅRLIGT VÄRMEUTBYTE- ALLA ANLÄGGNINGAR	30
4.2	MÅNADSVIS VÄRMEUTBYTE - BO01 OCH KOCKUM FRITID	31
4.3	MÅNADSVIS VÄRMEUTBYTE - MALMÖ STAD	32
4.4	MÅNADSVIS VÄRMEUTBYTE - ÖVRIGA ANLÄGGNINGAR	33

4.5	SOLINSTRÅLNING	34
5.1	UPPHANDLING OCH INSTALLATION	35
5.2	ÖVERVAKNING	35
5.3	SYSTEMUTFORMNING	35
5.4	VÄRMEUTBYTE	35
6.1	FÖRUTSÄTTNINGAR	37
6.2	UPPHANDLING OCH INSTALLATION	37
6.3	SYSTEMUTFORMNING	38
6.4	DRIFTÖVERVAKNING	38

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

Vi insåg tidigt att man måste bygga ganska många och stora solvärmeanläggningar för att solvärme ska märkas i den svenska energitillförseln. Med en stor andel fjärrvärme där man använde förhållandevis mycket olja var vi i Sverige tidigt ute med att demonstrera möjligheterna med solvärme i fjärrvärmesystem. Under perioden 1982 till 1992 byggde vi en serie av anläggningar som alla var större än man byggt i något annat land.

Stora bioenergitillgångar och ett stort behov att hitta ersättning för olja i fjärrvärmesystemen ledde parallellt till en mycket positiv utveckling för biobränsle i fjärrvärmesystem, främst flis, och tillsammans med ändrade villkor för demonstrationsanläggningar, kom intresset för stora solvärmeanläggningar av sig i Sverige.

I kontrast till ovanstående utveckling har man uppfört cirka 20 nya anläggningar (med tillsammans >200 000 m²) i Danmark under de senaste 5 åren. En avgörande anledning till det ökade intresset för stora solvärmesystem i danska (när- och) fjärrvärmesystem är att man använder mycket högt beskattad naturgas och att vindkraftsutbyggnaden lett till minskade möjligheter att använda kraftvärme (Dalenbäck, 2010).

1.2 Solvärme i när- och fjärrvärmesystem

Majoriteten av de tidiga anläggningarna uppfördes av olika energibolag som en del av värmeförsörjningen i egna fjärr- och närvärmesystem.

1.2.1 Fjärrvärmesystem

Den första anläggningen uppfördes av Östersund Energi i Torvalla (2 000 m², 1982). Därefter uppfördes dels en anläggning av Uppsala Energi i Lyckebo (4 300 m², 1983, i kombination med ett stort värmelager i form av ett vattenfyllt bergrum), dels en av Telge Energi i Nykvarn (4 000 m², 1984).

Sedan byggde Falkenberg Energi en anläggning (5 500 m², 1989) och så byggde Telge Energi ut anläggningen i Nykvarn (+ 3 500 m², 1992). Parallellt byggde man också mindre anläggningar i Säter (Säter Energi) och Örebro (Sydkraft).

Anläggningarna i Nykvarn och Falkenberg uppfördes i kombination med traditionella ackumulator-tankar (vattenfyllda isolerade svetsade ståltankar).

Alla ovan nämnda anläggningar uppfördes inom ramen för Byggeforskningsrådets experimentbyggnadsprogram som initierades i slutet av 70-talet och fasades ut under 90-talet (Dalenbäck, 1990 och 1993). Alla ovan nämnda anläggningar har dessutom demonterats efter 10-25 års drift och utvärdering.

En sedan mitten av 80-talet planerad fjärrvärmeutbyggnad i Kungälv ledde i slutet av 90-talet till en realisering. Det nya fjärrvärmesystemet med en fliseldad värmecentral i Munkegärde kompletterades sedan med en större markbaserad solvärmeanläggning (10 000 m², 1999-2000) med stöd från EU.

Därefter har en grupp fastighetsägare utrett möjligheterna att ansluta en större gemensam anläggning till fjärrvärmesystemet i Värnamo, men där nådde man inte ända fram till realisering.

1.2.2 Närvärmesystem

Redan i slutet av 70-talet projekterades och uppfördes närvärmesystem med solvärme för ett radhusområde i Lambohov, Linköping och ett villaområde i Ingelstad, Växjö.

Anläggningen i Lambohov hade 2 900 m² takintegrerade solfångare för 55 bostadsrätter kombinerat med ett stort värmelager (vattenfylld och isolerad berggrop) och värmepumpar. Anläggningen i Ingelstad hade 1 320 m² koncentrerade solfångare för 52 villor kombinerat med ett stort värmelager (vattenfylld och isolerad betongtank) och en oljepanna (Dalenbäck, 1990 och 1993). Båda anläggningar har demonterats efter 10-20 års drift och utvärdering.

I mindre system med biobränslepannor är det en fördel att kunna elda mot en ackumulatortank för att minska låglasteldning (låg pannverkningsgrad) under sommarmånaderna. Då är det också intressant att använda solvärme. Här framstår EKSTA Bostads AB som en föregångare. De har uppfört närvärmesystem där man kombinerar förädlad biobränsle (briketter och pellet) och solvärme (takintegrerade solfångare) sedan mitten av 80-talet och har precis uppfört en ny anläggning i Vallda Heberg.

Andra aktuella exempel på liknande anläggningar är t.ex. det nya närvärmesystemet för Ellös på Orust (flispanna, ackumulatortank och markplacerade solfångare) och värmeförsörjningen av Sturups flygplats (pelletpanna och markplacerade solfångare).

1.3 Lokala solvärmesystem hos fjärrvärmekunder

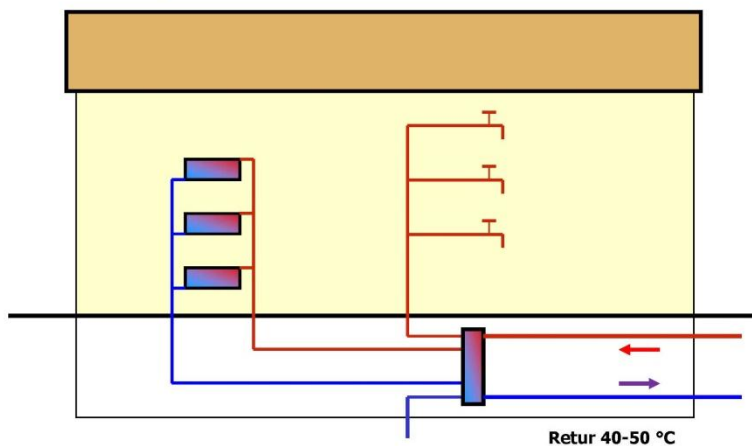
Under åren har det också uppförts ett antal solvärmeanläggningar av bostadsbolag med fjärrvärmeanslutna byggnader. Initialt anslöts anläggningarna på sekundärsidan för att förvärma varmvatten i fastigheterna. Sedan början av 2000-talet har man också anslutit ett antal anläggningar till fjärrvärmesystemets primärledning i samarbete med fjärrvärmeleverantören.

Förenklade principskisser för flerbostadshus med fjärrvärme med och utan solvärme visas i **Figur 1-3**. De olika systemalternativen kan i princip appliceras på alla typer av byggnader med fjärrvärme. Mer detaljerade principskisser finns i kapitel 11 i Svensk Fjärrvärmes rapport 2009:3 "Fjärrvärmecentralen – Kopplingsprinciper.

1.3.1 Anslutning i sekundärsystem

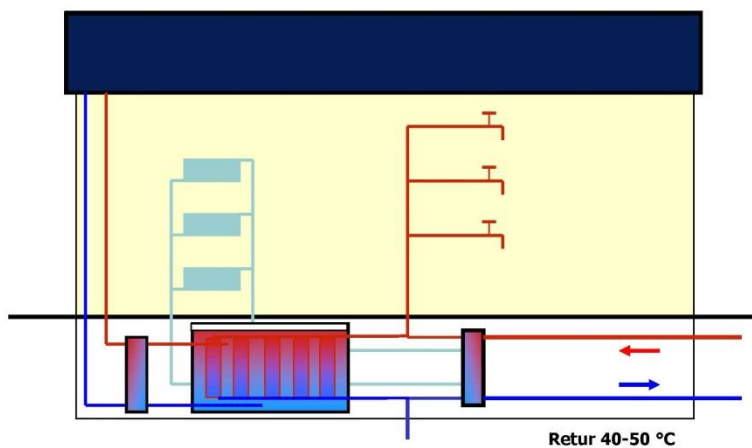
Redan 1985 uppförde Bostadsbolaget i Göteborg cirka 1 700 m² takintegrerade solfångare på två stora miljonprogramsbyggnader i Hammarkullen. Ett av höghusen i Hammarkullen monterades ner på 90-talet (när det fanns för många lägenheter i Göteborg) men det andra finns fortfarande kvar, liksom solvärmeanläggningen.

Fjärrvärme - Flerbostadshus



Figur 1. Flerbostadshus med fjärrvärme – Principskiss.

Solvärme - Sekundärsystem



Figur 2. Flerbostadshus med ett solvärmesystem för förvärmning av varmvatten i sekundärsystemet – Principskiss.

Ett annat exempel från Göteborg är Gårdstensbostäder som i samband med takrenovering installerat takelement med tillsammans cirka 1 400 m² integrerade solfångare på sex höghus under perioden 1999-2004. **Se Bild 1.**

Varje höghus har 230 m² solfångararea som förvärmer varmvatten i 80-talet lägenheter (cirka 3 m² solfångararea per m² lägenhetsarea).



Bild 1. Renoverat flerbostadshus i Gårdsten med takelement med inbyggda solfångare (Derome) och inglasade balkonger.

Den här typen av anläggning dimensioneras utgående från varmvattenbehovet i den undercentral där man ansluter anläggningen med en eller flera ackumulatortankar, värmeväxlare och övrig utrustning. Se **Figur 1 och 2**. Då man dimensionerar för att täcka 30-40% av det årliga värmebehovet för varmvatten kan det årliga värmeutbytet vara i storleksordningen 400 kWh/m².

1.3.2 Anslutning i primärsystem (fjärrvärmenätet)

Då man beslöt att använda solvärme i anslutning till Bo01-projektet i Malmö utvecklade Sydkraft (numera E.ON) ett system där 10-talet solvärmesystem på olika fastigheter anslöts direkt till fjärrvärmesystemet i Västra Hamnen. Se **Figur 3**.

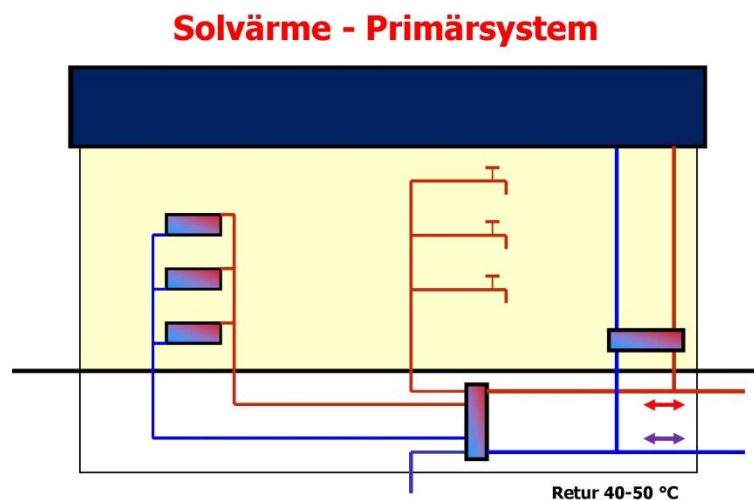
I anslutning fick också Kockum Fritid en uppfräschning med solfångare på fasaderna. Dessa anläggningar följdes sedan upp av Malmö Stadsfastigheter som anslöt fyra anläggningar på motsvarande sätt. Den största med drygt 1 000 m² solfångare uppfördes på Heleneholmskolans tak. De senaste åren har sedan ytterligare 10-talet liknande anläggningar installerats av olika bostadsbolag på olika orter.

Den här typen av anläggning dimensioneras utgående från tillgänglig takarea (ibland fasadarea) och dimensionen på fjärrvärmeledningen till den aktuella byggnaden. Anläggningarna består förutom solfångare i huvudsak av en värmeväxlare (och övrig utrustning, pumpar, ventiler, mm) för överföring av solvärmens till fjärrvärmenätet.

Det ger en enklare anläggning utan ackumulatortank, men kräver en mer avancerad styrning och leder till en högre arbetstemperatur i solfångarna (speciellt om

fjärrvärmesystemet har hög returtemperatur), vilket gör det svårt att få lika högt värmeutbyte som om anläggningen ansluts till byggnadens varmvattensystem.

Därutöver krävs ett avtal mellan fastighetsägaren och fjärrvärmeleverantören som reglerar hur inmatad solvärme från fastigheten hanteras i förhållande till köpt fjärrvärme till fastigheten.



Figur 3. Flerbostadshus med ett solvärmesystem (solfångare) kopplad direkt till fjärrvärmesystemet – Principskiss.

De första anläggningarna av den här typen installerades i Skive i Danmark på 80-talet och det finns numera också ett par stora anläggningar som anslutits till fjärrvärmesystemet i Graz, Österrike.

1.3.3 Fjärrvärmeleverans

Sett från fjärrvärmeleverantörens sida kommer fjärrvärme till den aktuella fastigheten att minska under sommarmånaderna oavsett om kunderna bygger en egen anläggning i sekundärsystemet eller ansluter anläggningen direkt till fjärrvärmesystemet.

Det senare fallet med en primärvärme Kopplad anläggning kan dock öppna upp nya driftstrategier och affärsmöjligheter för fjärrvärmeleverantören, såväl i större som mindre fjärrvärmenät.

1.4 Byggnaders energiprestanda

På grund av Sveriges implementering av direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD) definieras nu byggnaders energiprestanda som köpt energi. Det innebär att en fastighetsägare kan visa på bättre energiprestanda om han utnyttjar solenergi (dvs installerar solfångare eller solcellsmoduler) på sin fastighet.

Installation av solfångare blir då ett alternativ till tilläggsisolering som ofta är en kostsam åtgärd. Ett aktuellt exempel är Hamnhuset i Göteborg som försetts med ett

solvärmesystem för varmvatten för att klara Göteborg stads krav på högst 60 kWh/m² köpt energi (enl. BBR) i nya byggnader. Ett annat exempel är Fullriggaren i Gävle där byggnaden har såväl solfångare som solcellsmoduler.

I dagsläget väljer fastighetsägaren ofta mellan egen värmeförsörjning (tex värmepump) och fjärrvärme, varför det bör ligga i fjärrvärmeleverantörernas intresse att kunna erbjuda alternativ med solvärme.

1.5 Syfte

De anläggningar som uppfördes på 80- och 90-talet ingick ofta i ett samordnat program med investeringsbidrag och tredjepartsutvärdering och det finns en mängd utvärderingsrapporter. De anläggningar som uppförts under 2000-talet har inte haft samma förutsättningar. Dessutom är det förhållandevis många som anslutits i fjärrvärmesystem. De har ofta initierats genom politiska beslut till del som ett resultat av nya krav på byggnaders energiprestanda och det finns inga andra utvärderingar än anläggningsägarnas egna.

Syftet med det här projektet är att dokumentera och göra en övergripande utvärdering av de solvärmesystem som anslutits direkt till fjärrvärmesystemen och tagits i drift sedan 2000. Dokumentation och utvärdering fokuserar på systemutformning, installation, driftuppföljning och värmeutbyte och ska ligga till grund för rekommendationer till nya anläggningar.

I det fall det är relevant ska utvärderingen också ligga till grund för en revidering av aktuella kopplingsprinciper i Svensk Fjärrvärmes rapport 2009:3 "Fjärrvärmecentralen – Kopplingsprinciper".

2 ANLÄGGNINGAR

Följande sammanställning omfattar majoriteten av de anläggningar som anslutits i fjärrvärmesystem sedan 2000. Se **Tabell 1a**. De kan delas upp i tre generationer, de som utvecklades av Sydkraft (numera E.ON) för Bo01 och Kockum Fritid, de som sedan uppfördes i Malmö och övriga som uppförts på andra orter under de senaste åren.

Tabell 1a. Anläggningar som utvärderats.

Plats	Namn	År	Fjärrvärme-leverantör	Anläggningsägare Driftövervakning
1 Timrå	Brf Örnen	2009	E.ON	Brf Örnen (HSB)
2 Växjö	Vislanda	2009	Alvesta Energi	Allbohus
3 Eskilstuna	Måsta	2009	Eskilstuna Energi	Eskilstuna kommun
4 Molkom	Molkom	2011	Molkom Biovärme	Karlstad Kummun
5 Göteborg	Gårdsten	2010	Göteborg Energi	Gårdstenbostäder
6 Helsingborg	Björka/Ödåkra	2010	Öresundskraft	Helsingborgshem
7 Stockholm	Glottan	2010	Fortum	SKB
8 Karlstad	Nya Järpen	2009	Karlstad Energi	KBAB
9 Malmö-Bo01	M-Propellern 1:1	2001	E.ON	E.ON
10 Malmö-Bo01	M-Propellern 1:2	2001	E.ON	E.ON
11 Malmö-Bo01	M-Propellern 2	2001	E.ON	E.ON
12 Malmö-Bo01	M-Propellern 3	2001	E.ON	E.ON
13 Malmö-Bo01	M-Salongen 5	2001	E.ON	E.ON
14 Malmö-Bo01	M-Salongen 9:1	2001	E.ON	E.ON
15 Malmö-Bo01	M-Salongen 9:2	2001	E.ON	E.ON
16 Malmö-Bo01	M-Salongen 11	2001	E.ON	E.ON
17 Malmö-Bo01	M-Salongen 12	2001	E.ON	E.ON
18 Malmö	Kockum	2002	E.ON	E.ON
19 Malmö	Augustenborg	2005	E.ON	Malmö stad
20 Malmö	Helenholm	2007	E.ON	Malmö stad
21 Malmö	Stensjön	2008	E.ON	Malmö stad
22 Malmö	Sege Park	2008	E.ON	Malmö stad

Alla anläggningar är anslutna i stora fjärrvärmesystem utom Vislanda och Molkom som är anslutna i lokala närvärmenät.

Anläggningarna i Bo01 och Kockum Fritid skiljer sig från övriga på det sättet att de installerats av E.ON som också svarar för drift & underhåll. Det finns ett avtal med fastighetsägarna som gav E.ON rätt att installera systemen och som säger att fastighetsägarna tar över anläggningarna efter 25 år.

Övriga anläggningar har uppförts av fastighetsägarna som också svarar för drift & underhåll. I dessa finns det ett avtal mellan fastighetsägaren och fjärrvärmeleverantören om inmatning av solvärme i anslutning till fastighetsägarens köp av fjärrvärme.

Tabell 1b. Solvärme-UC, solfångarleverantör och -area i utvärderade anläggningar.

Plats	Namn	UC	Solfångare ¹	Area*) [m2]
1 Timrå	Brf Örnen	Armatec	Aquasol	262
2 Alvesta	Vislanda	Armatec	Aquasol	344
3 Eskilstuna	Måsta	Armatec	Aquasol	230
4 Karlstad	Molkom	Armatec	Aquasol	501
5 Göteborg	Gårdsten	Armatec	ARCON	150
6 Helsingborg	Björka/Ödåkra	Armatec	Sol&Energiteknik	106
7 Stockholm	Glöttran	Armatec	Aquasol	202
8 Karlstad	Nya Järpen	SWEP	Aquasol	227
9 Malmö-Bo01	M-Propellern 1:1	Platsbyggd	Solsam	218
10 Malmö-Bo01	M-Propellern 1:2	Platsbyggd	Solsam	42
11 Malmö-Bo01	M-Propellern 2	Platsbyggd	Solsam	132
12 Malmö-Bo01	M-Propellern 3	Platsbyggd	Solsam	403
13 Malmö-Bo01	M-Salongen 5	Platsbyggd	Solsam	62
14 Malmö-Bo01	M-Salongen 9:1	Platsbyggd	Solsam	62
15 Malmö-Bo01	M-Salongen 9:2	Platsbyggd	Solsam	166
16 Malmö-Bo01	M-Salongen 11	Platsbyggd	Viessmann	56
17 Malmö-Bo01	M-Salongen 12	Platsbyggd	Viessmann	150
18 Malmö	Kockum	Platsbyggd	Aquasol	1 050
19 Malmö	Augustenborg	SWEP	ARCON	426
20 Malmö	Helenholm	Armatec	ARCON	1 128
21 Malmö	Stensjön	ExoHeat	ExoHeat	46
22 Malmö	Sege Park	Armatec	Sol&Energiteknik	230

Tabell 1b visar solvärmecentral (UC), solfångarleverantör och solfångararea i de utvärderade anläggningarna. Där framgår det att de utvärderade anläggningarna är förhållandevis små, i genomsnitt knappt 300 m² per anläggning, varav två har mer än 1 000 m² solfångare. Det framgår vidare att Armatecs solvärmecentral och Aquasols solfångare är vanligast utanför Malmö.

Sedan finns det ytterligare ett par nya anläggningar, till exempel i Kv. Uarda i Solna (430 m²; Aquasol), Sjöstadverken i Karlstad (290 m²; Aquasol) och Höjden-

¹ Solsam upphörde med sin solfångartillverkning kort efter Bo01. ExoHeat AB har avvecklats och verksamheten har förts över till S-Solar AB.

vändan i Lerum (420 m²; Solarus), som tagits i drift 2011-2012, samtidigt som en äldre anläggning på Tingvallahallarna i Karlstad (160 m²; ExoHeat) har kopplats till fjärrvärmenätet under 2012.

Dessutom finns det ett par anslutande anläggningar, till exempel tidigare nämnda närvärmesystem i Ellös på Orust (1 000 m², ARCON) och Sturup Airport (500 m², Sol & Energiteknik), som uppfördes 2010, och så t.ex. en mindre anläggning i Hemab Energipark i Härnösand (200 m²; Absolicon).

2.1 E.ON (Malmö)

Alla solvärmecentralerna är platsbyggda utgående från en och samma systembeskrivning och –ritning. Sycon projekterade under överinseende av Sydkraft (E.ON) och man använder styrsystem från Exomatic.

2.1.1 Bo01



Bild 2. Solfångarmontage i Bo01, Västra Hamnen, Malmö.

Det finns totalt 9 anläggningar i Bo01 (Västra Hamnen) med samma systemuppbyggnad men med varierande storlek, den minsta med drygt 40 m² och den största med drygt 400 m² solfångararea.

Förutom att anläggningarna är olika stora är de också orienterade på olika sätt, från horisontellt till vertikalt. Då byggnaderna i princip redan var under konstruktion när man fattade beslut om solvärmesystemen fick solfångarna placeras där det var möjligt och arkitekterna tyckte det var lämpligt.

Det finns två olika solfångare, dels vakuumrörsolfångare från Viessmann (U-rör) som monterats vertikalt på en fasad och på ett tak, dels plana solfångare från Solsam som monterats på olika tak med olika lutning.

Anläggningarna har som nämnts utvecklats och installerats med fokus på hög tillgänglighet av E.ON som också svarar för drift & underhåll. Det uppstod dock problem med läckage i vakuumrörsolfångarnas anslutningsledningar (på grund av invändig korrosion) så de byttes ut efter cirka 5 år. I övrigt har anläggningarna fungerat med hög tillgänglighet utan större problem och det finns driftsstatistik sedan de togs i drift 2001.

2.1.2 Kockum Fritid

Solfångarna på Kockum Fritid är en del av upprustningen genom att de är integrerade i såväl den södra, som den västra och den östra fasaden.



Bild 3. Solfångare monterade på fasader på Kockum Fritid, Malmö.

Med denna montering vet man redan i utgångsläget att värmeutbytet kommer att bli lågt. Tekniskt sett har solvärmesystemet samma utformning som i Bo01 och E.ON svarar för drift & underhåll. Aquasol har installerat solfångarna.

2.2 Malmö stadsfastigheter

Malmö stadsfastigheter har uppfört fyra solvärmeanläggningar som handlats upp och installerats på lite olika sätt. Två av anläggningarna har samma solfångare (ARCON)

och två har samma undercentral (Armatec). En anläggning har uppförts i samband med nybyggnation (Stensjön) medan övriga installerats på befintliga fastigheter.

Initialt hade man tänkt koppla in anläggningarna till byggnadernas egna värme- och varmvattensystem, men under vägen beslöt man att koppla in dem till fjärrvärmenätet på motsvarande sätt som man gjort i Bo01 och hos Kockum Fritid. Energi-analys AB fungerade som konsult i alla anläggningarna på uppdrag av Malmö stadsfastigheter.

2.2.1 Augustenborg

Anläggningen är uppförd på ett förrådstak intill Grönatakinstitutet i Augustenborg. Anläggningen handlades upp i två delar, dels en solfångarentreprenad där man valde ARCON, dels inkoppling, där man valde en prefabricerad solvärmecentral från SWEP som hade stora likheter med de som platsbyggs på Bo01. Climat 80 ansvarade för styranläggningen.

Anläggningen gav ett relativt högt värmeutbyte 2008 och 2009, 360 resp. 380 kWh/m², men har sedan tappat i prestanda av olika anledningar. Hela anläggningen har renoverats under hösten 2012. Solfångarna har renoverats av solfångarentreprenören (ARCON).

2.2.2 Heleneholm

Anläggningen är uppförd på Heleneholmsskolans tak. Anläggningen uppfördes som en totalentreprenad av ARCON där Malmö stadsfastigheter tillhandahöll en prefabricerad solvärmecentral (Armatec) som införskaffades via en separat upphandling.



Bild 4. Solfångare på Heleneholmsskolan, Malmö.

Anläggningen hade från början problem med ventilläckage och startade inte alltid som den borde. Sedan har det uppstått tryckslag vid stagnation under stillestånds-

perioder vilket resulterat i skador som behövt åtgärdas. En planerad slutbesiktning i augusti 2006 förbyttes till en förbesiktning i mars och en slutbesiktning i juni 2007.

Hela anläggningen har renoverats under hösten 2012. Anläggningen har kompletterats med avstängningsventiler för varje rad och styrningen i solvärmecentralen är ombyggd (av Climat 80) så att den påminner om centralen för Augustenborg. Solfångarna har renoverats av solfångarentreprenören (ARCON).

2.2.3 Stensjön

Anläggningen är uppförd på taket på en ny förhållandevis hög byggnad. Upphandlingen sköttes av Ramböll och efter en hel del turer föll valet till slut på ExoHeat som uppförde såväl undercentral som solfångare.

Anläggningen är ganska liten och har en ogynnsam placering då den är delvis skuggad av ett teknikutrymme. Den första värmeleveransen skedde först under 2008 och efter diverse problem och lågt värmeutbyte diskuterar man nu att demontera anläggningen.

2.2.4 Sege Park

Anläggningen har uppförts i anslutning till en omfattande renovering av Sege Park (tidigare Östra Sjukhuset i Malmö). I samband med renoveringen anslöts hela området till fjärrvärme.



Bild 5. Solfångare på det gamla centralköket i Sege Park, Malmö.

Anläggningen är uppförd av Bravida (upphandlade av Serviceförvaltningen). Såväl solfångare som solvärmecentral handlades upp av Bravida med stöd från Energi-

analys AB. Valen föll på Sol & Energiteknik (solfångare) och Armatec (solvärme-central, motsvarande som på Heleneholmsskolan).

Anläggningen består av två kretsar på två olika tak (ett plant där solfångarna står lutade med stöd och ett lutande tak) båda ganska långt från värmecentralen.

Anläggningen har haft problem med läckage (rörbrott på grund av termiska rörelser) och ojämnt flöde i de olika delkretsarna. Det har diskuterats att bygga om anläggningen på olika sätt, men hittills har endast förekommande läckage reparerats av Bravida.

2.3 Allbohus (Vislanda)

Anläggningen har uppförts på ett mindre flerbostadshus som en totalentreprenad av Heat-On AB med solfångare från Aquasol och solvärmecentral från Armatec.

Anläggningen har installerats i närheten av en industri som tidvis ger mycket höga returtemperaturer i det lokala fjärrvärmenätet i Vislanda. Anläggningen och värmemätningen fungerade inte som den skulle 2011-2012, men har rättats till tidigt 2013.

2.4 KBAB (Nya Järpen)



Bild 6. Takmonterade solfångare p Vikengatan 11 i Kv. Järpen, Karlstad.

Karlstad Bostads AB (KBAB) gjorde studiebesök i Malmö och initierade sedan uppförandet av ett antal solvärmeanläggningar. Anläggningen i Kv. Järpen, med befintliga flerbostadshus, utformades i samarbete mellan KBAB, Sweco och Karlstad Energi (som utformat styranläggningen). Solfångare från Aquasol och solvärmecentral från SWEP.

2.5 Brf Örnen (Timrå)



Bild 7. Solfångare monterade på höghus på Brf Örnen i Timrå.

Anläggningen är uppförd i förhållandevis höga radhus. Brf Örnen handlade upp en lokal rörinstallatör (Rex Rör), solfångarleverantör (Aquasol) och materialleverantörer (Armatec).

Anläggningen har haft problem med avluftning i de högt belägna solfångarna och pumphaverier. Dessutom är det osäkert om värmemätningen fungerar som avsett.

2.6 Eskilstuna kommunfastigheter (Måsta)

Anläggningen har uppförts i anslutning till ett nytt äldreboende av Mählqvist Rör AB med solfångare från Aquasol och solvärmecentral från Armatec. Solfångarna utgör till del tak på byggnaden.

2.7 Gårdstensbostäder (Gårdsten)

Anläggningen har uppförts inom ramen för ett samarbete mellan Gårdstensbostäder och Göteborg Energi för att demonstrera direktkoppling av solfångare mot fjärrvärmesystemet. Inkoppling av värmeväxlare mot fjärrvärmesystemet är gjord i en lokal i markplanet som utformats för visning av anläggningen.

Anläggningen som är placerad på taket på ett av höghusen i Västra Gårdsten, har uppförts i tre samordnade entreprenader, solfångarstativ, solfångare, samt en VVS-entreprenad med solvärmecentral (som tillhandahålls av Gårdstensbostäder).

På grund av byggnadernas speciella takkonstruktion valde Gårdstensbostäder att uppföra stativ i en separat byggentreprenad. Solfångarna och VVS-entreprenaden handlades upp inom LOU. VVS-delen projekterades av Andersson & Hultmark AB. Solfångare från ARCON monterades av Effecta AB. Armatecs prefabricerade solvärmecentral valdes bland annat för att kunna få återkoppling från andra anläggningar.



Bild 8. Solfångare monterade på ett höghus i Gårdsten, Göteborg.

Gårdsten har ett vindutsatt läge och strax efter att anläggningen uppförts lossnade ett par täckglas på solfångarna. Incidenten föranledde en extra säkring av de gummilister som håller täckglasen på plats i solfångarna.

2.8 SKB (Glottan)

SKB står för Stockholms Kooperativa Bostadsförening. Föreningsstämman hade beslutat att prova solvärme på ett nytt hus, vilket realiserades i Kv. Glottan i Årsta. Arkitekterna integrerade solfångare i taket och projektgruppen tog kontakt med Fortum som var intresserade att medverka i ett demonstrationsprojekt.



Bild 9. Nya byggnader med solfångare i Kv. Glottan, i Årsta, Stockholm.

Det gjordes ett separat förfrågningsunderlag för solvärmeanläggningen av Energi-analys AB, för att den skulle kunna lyftas ur byggentreprenaden. Upphandlingen sköttes av SKB och det blev samma entreprenör på solvärmesystemet som på den övriga rördelen, Söbergs Rör AB.

Ambitionen var att använda en platsbyggd solvärmecentral men resultatet blev att Heat-On utsågs till underentreprenör för solfångarinstallationen (Aquasol) och att man köpte en färdig solfjärrvärmecentral från Armatec.

2.9 Karlstad kommun (Molkom)

Anläggningen har sitt ursprung i en politisk ambition att installera solvärme- och sol-elanläggningar i Karlstad kommun. Inledningsvis var det inte tänkt att ha en anläggning kopplad till närvärmesystemet, men dåliga erfarenheter från en sekundärkopplad anläggning i Tingvallahallarna ledde till att man valde en primärinkopplad anläggning.



Bild 10. Solfångare på idrottshallen i Molkom, Karlstad.

Aquasol fungerade som totalentreprenör (egna solfångare), Veosol AB var underentreprenör och Armatec levererade solvärmecentralen.

Solvärmeanläggningen är placerad på taket på en idrottshall och är ansluten till ett lokalt närvärmesystem baserat på biobränsle.

2.10 Helsingborgshem (Björka/Ödåkra)

Anläggningen är uppförd i anslutning till nya radhus med NCC som totalentreprenör och NVS som rörentreprenör.

Den ursprungliga rambeskrivningen omfattade en sekundärinkopplad anläggning, vilket sedan ändrades till en primärinkopplad anläggning i samråd mellan beställare (Helsingborgshem), entreprenör (NCC) och fjärrvärmeleverantör (Öresundskraft).

Solfångarna handlades upp från Sol & Energiteknik. Armatec levererade såväl solvärmecentral som undercentraler till radhusen.

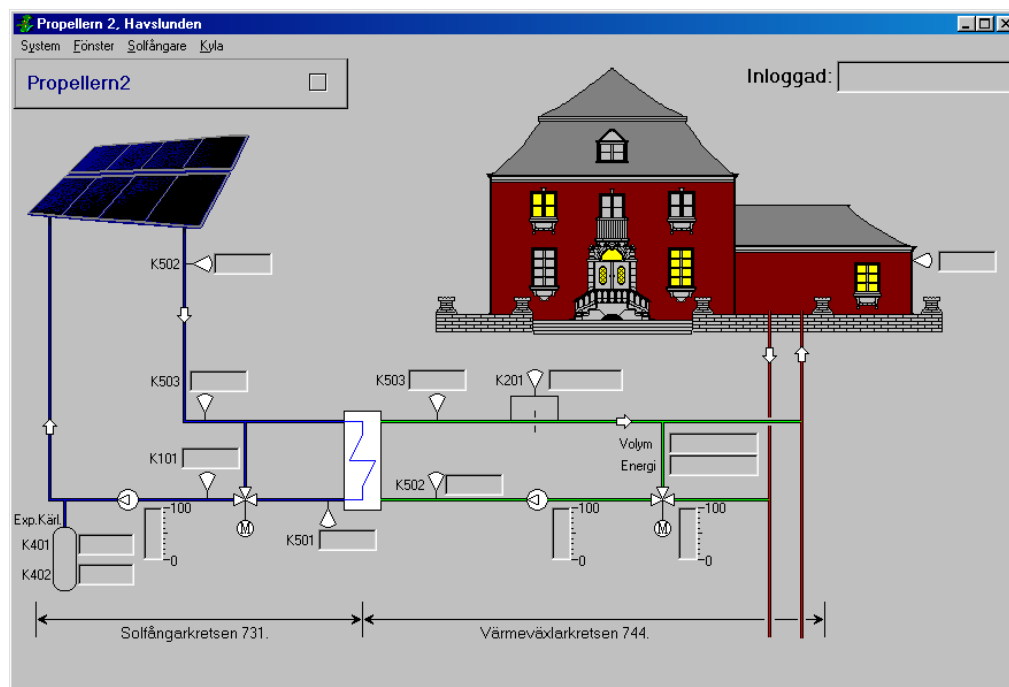
3 SYSTEMUTFORMING

Alla beskrivna anläggningar har mer eller mindre samma systemuppbyggnad, en solfångarkrets med tre eller fyra temperaturgivare, en pump och en trevägsventil för frysskydd, en värmeväxlare och en fjärrvärmekrets med två eller tre temperaturgivare, en pump och en eller flera ventiler. Se **Figur 4-7**.

Grundfunktionen i alla anläggningarna är att man vill leverera ut solvärt fjärrvärmevatten med en mer eller mindre konstant temperatur på fjärrvärmenätets framledning. Därför behöver man styra flödet för att få den temperatur man önskar. Här är det en liten utmaning att styra flödet på ett bra sätt då solinstrålningen, och därmed solfångarens effekt, kan variera ganska snabbt när solen går i eller ur moln.

3.1 Bo01

De första anläggningarna i Bo01 (och Kockum Fritid) har en trevägsventil i fjärrvärmekretsen. Båda pumparna har nära samma varierande flöde. Trevägsventilen öppnar mot fjärrvärmekretsen när man kan leverera ut inställt börvärde (65 °C) till fjärrvärmenätet. Anläggningarna saknar givare uppe vid solfångarna.

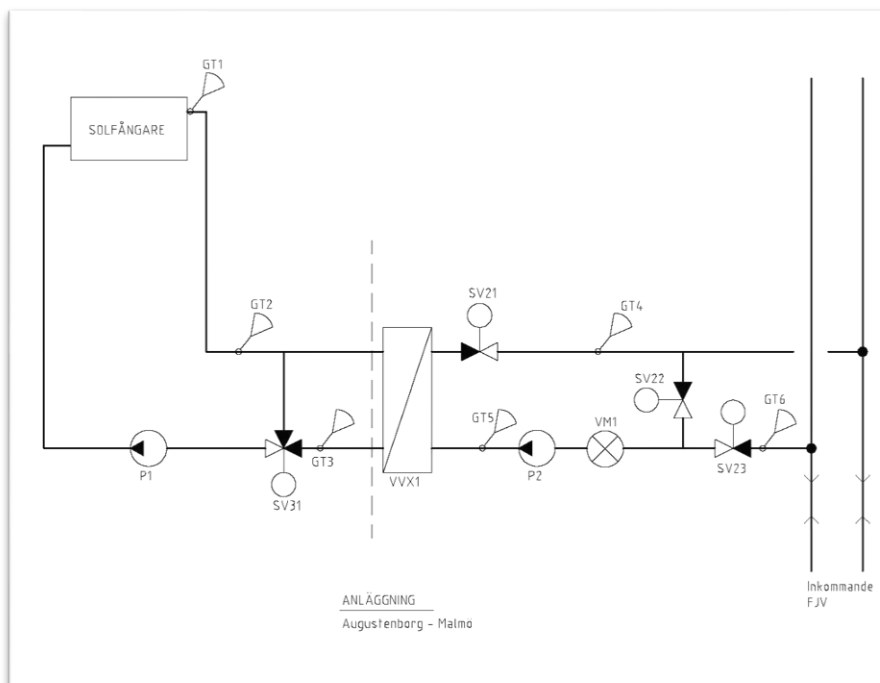


Figur 4. Systemprincip i Bo01

3.2 Augustenborg

Anläggningen i Augustenborg har tre tvåvägsventiler i fjärrvärmekretsen. Pumpen i solfångarkretsen har konstant flöde medan pumpen i fjärrvärmekretsen kan variera flödet.

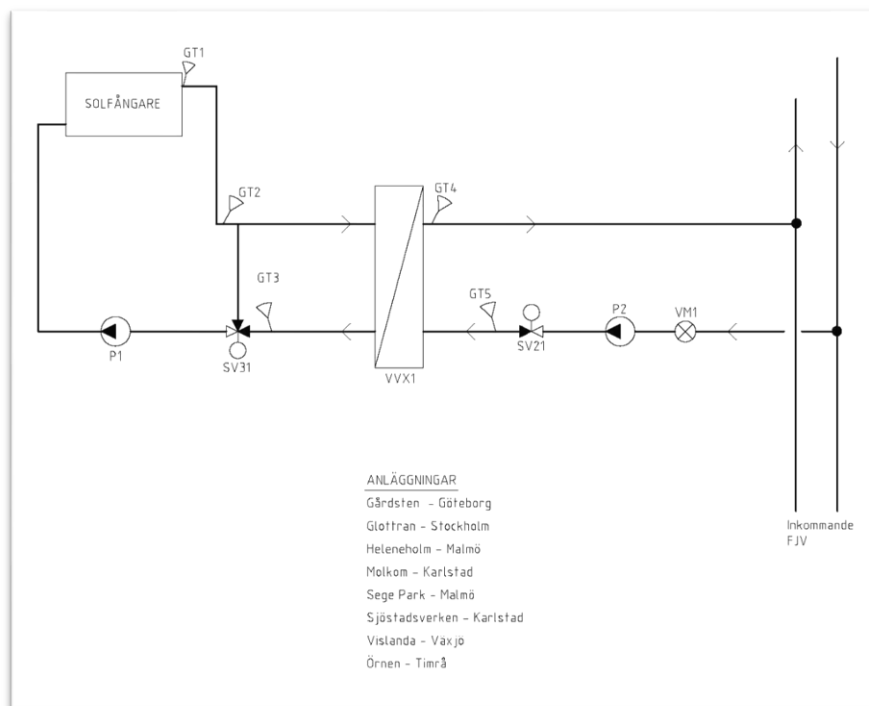
Två av tvåvägsventilerna har i princip samma funktion som trevägsventilen i Bo01, det vill säga att ventilerna öppnar mot fjärrvärmekretsen när man kan leverera ut inställt börtemperatur (75 °C) till fjärrvärmenätet.



Figur 5. Systemprincip i Augustenborg.

3.3 Armatecs central

Armatecs central, som använts i flera anläggningar, har bara en tvåvägsventil i fjärrvärmekretsen. Solfångarpumpen går normalt med (inställbart) konstant flöde. Pumpen och tvåvägsventilen i fjärrvärmekretsen styrs i sekvens för att leverera ut inställt börvärde (70-80 °C) till fjärrvärmenätet.



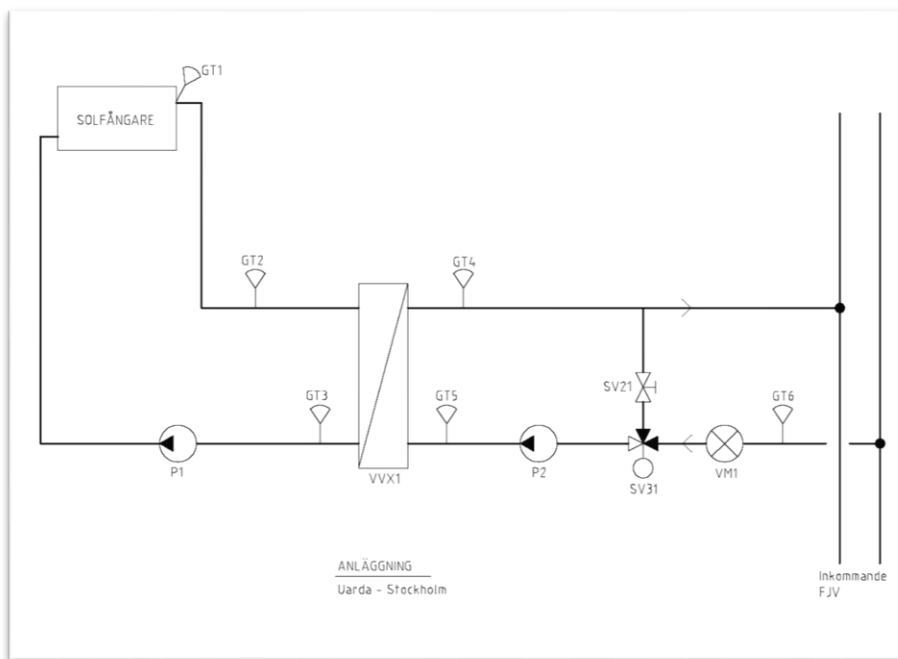
Figur 6. Systemprincip i Armatecs central.

Anläggningarna har ofta problem med att de startar och stoppar alltför ofta vid varierande solinstrålning.

3.4 Nya anläggningar

Ett par nya anläggningar, till exempel den i Kv Uarda i Stockholm, och har återigen en trevägsventil i fjärrvärmekretsen som anläggningarna i Bo01, men saknar ventil för frysskydd i solfångarkretsen. Frysskydd erhålls istället genom att pumpen på fjärrvärmesidan startar när det är frysrisk.

Solfångarpumpen går normalt med (inställbart) konstant flöde medan pumpen i fjärrvärmekretsen har variabelt flöde. Trevägsventilen (SV31) öppnar mot fjärrvärmekretsen när man kan leverera ut inställbart börvärde (70-80 °C) till fjärrvärmenätet. Tvåvägsventilen (SV21) ställs in som funktion av differenstrycket i fjärrvärmenätet.

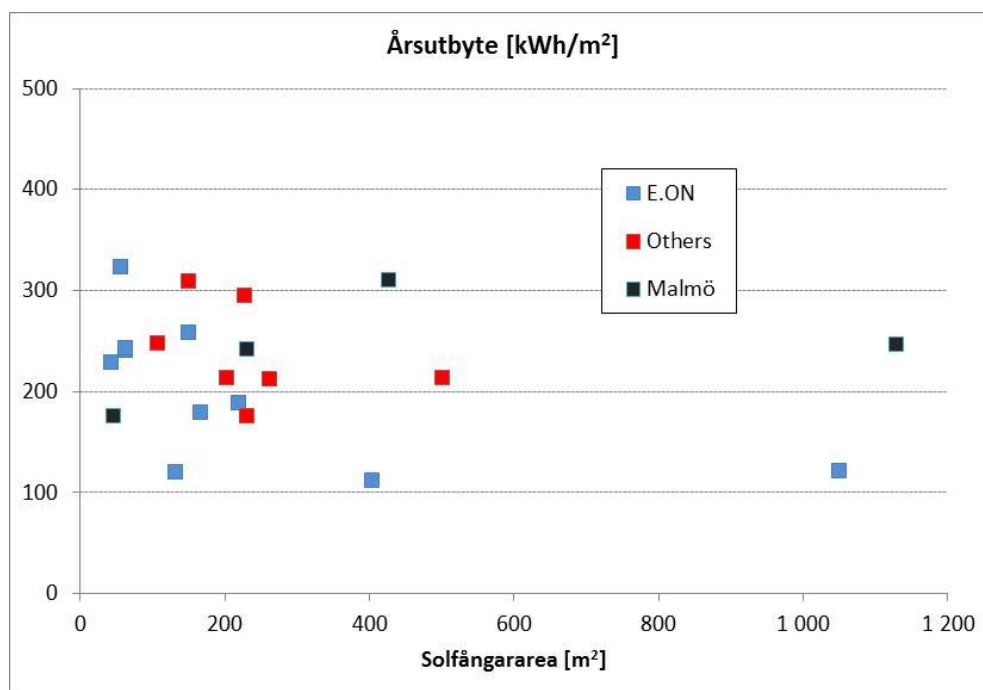


Figur 7. Systemprincip i Kv Uarda.

4 VÄRMEUTBYTE

4.1 Årligt värmeutbyte - Alla anläggningar

Uppgifter om solvärmesystemens värmeutbyte under 2011 och 2012 har samlats in från de olika anläggningsägarna och några fjärrvärmeleverantörer. Det årliga värmeutbytet i de olika anläggningarna (förutom Vislanda), företrädesvis under 2011, har sammanställts och visas i **Figur 8**.



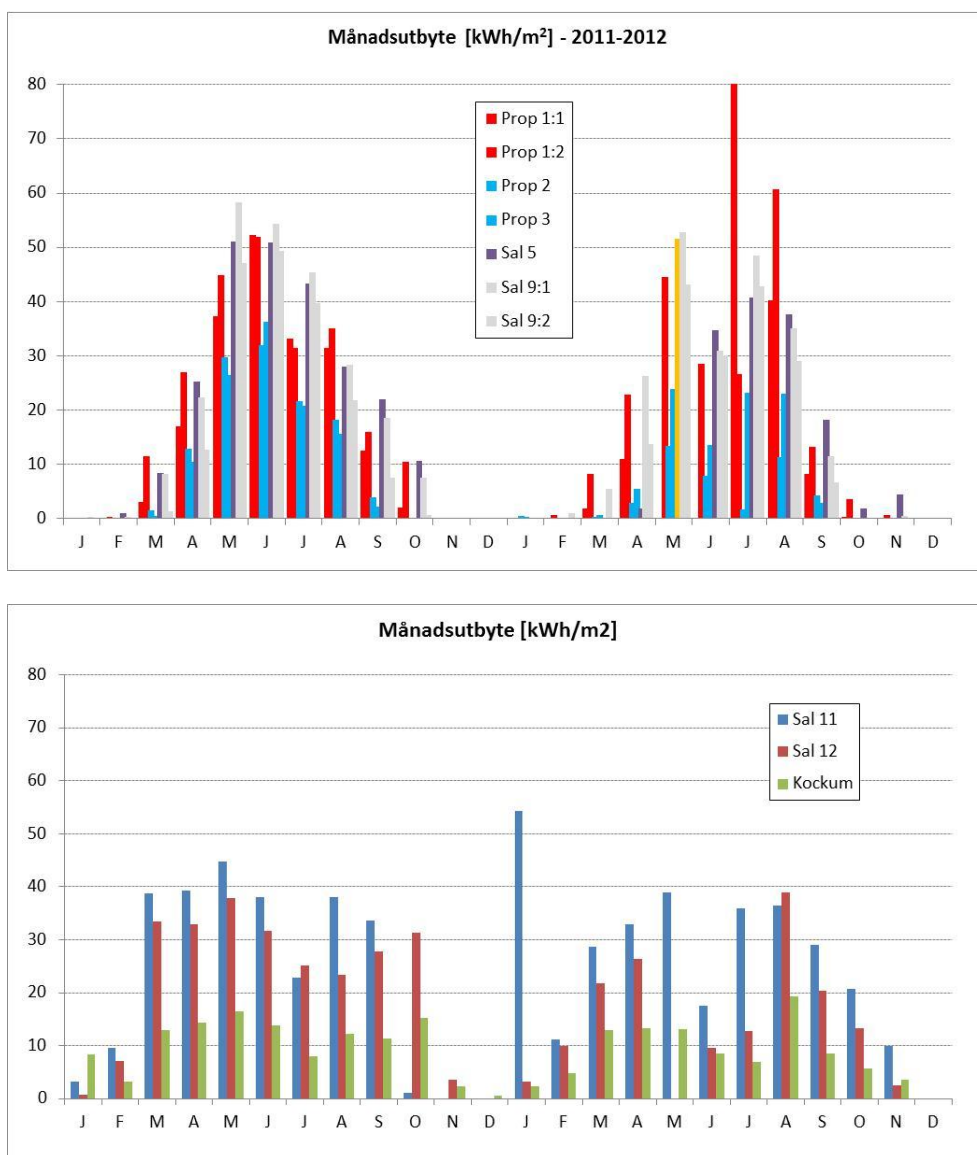
Figur 8. Årligt värmeutbyte som funktion av solfångararea.

Redovisningen ovan och nedan är uppdelad i tre delar, E.ON's anläggningar (Bo01 och Kockum Fritid), Malmö stads anläggningar och övriga anläggningar. Sammantaget är det en stor spridning i årsvärmeutbyte mellan de olika anläggningarna, från låga 113 till som högst 324 kWh/m² solfångare (aperturarea²) där merparten har ett lågt värmeutbyte. Under 2011 gav E.ON's anläggningar i genomsnitt 200 kWh/m², medan Malmö stads och de övriga anläggningarna gav i genomsnitt 240 kWh/m². I det följande redovisas månadsvis värmeutbyte för en bättre jämförelse mellan de olika anläggningarna.

² Det bör noteras att vakuumrörsolfångare har en mindre aperturarea i förhållande till bruttoarea (modulens yttermått) än plana solfångare och ger därför per definition ett 20-50% högre värde på värmeutbytet per aperturarea än plana solfångare.

4.2 Månadsvis värmeutbyte - Bo01 och Kockum Fritid

Redovisning av månadsvärmeutbyte i E.ON's anläggningar har delats upp i två diagram i **Figur 9**. Det övre diagrammet visar alla anläggningar i Bo01 utom de där solfångarna monterats vertikalt på fasad och tak. Det nedre visar anläggningarna som monterats vertikalt tillsammans med Kockum Fritid som har fasadintegrerade solfångare i tre väderstreck.



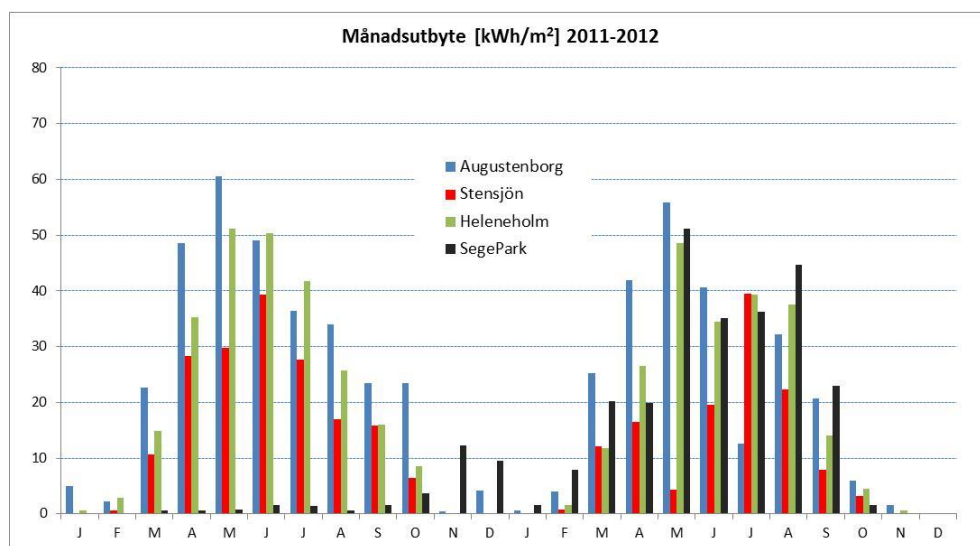
Figur 9. Månadsvis värmeutbyte i Bo01 och Kockum Fritid (E.ON).

Diagrammen är ganska prydliga för 2011 men visar att det krävs lite handpåläggning för 2012.

Som helhet ser man en tydlig skillnad när det gäller värmeutbytets variation över året när man jämför det övre och det nedre diagrammet i **Figur 9**. Solfångare som monterats vertikalt ger väsentligt lägre värmeutbyte under sommarmånaderna och högre värmeutbyte under vår och höst. Sammantaget visar till exempel Propellern 2 och 3 (horisontella solfångare, övre diagrammet), liksom Kockum Fritid (fasadintegrerade solfångare, nedre diagrammet), ett relativt sett lågt värmeutbyte.

4.3 Månadsvis värmeutbyte - Malmö stad

Månadsvärmeutbyte i Malmö stads anläggningar visas i **Figur 10**. Malmö stads anläggningar har i genomsnitt 20% högre värmeutbyte än E.ON's anläggningar (240 jämfört med 200 kWh/m²), sannolikt främst tack vare bättre orientering av solfångarna.

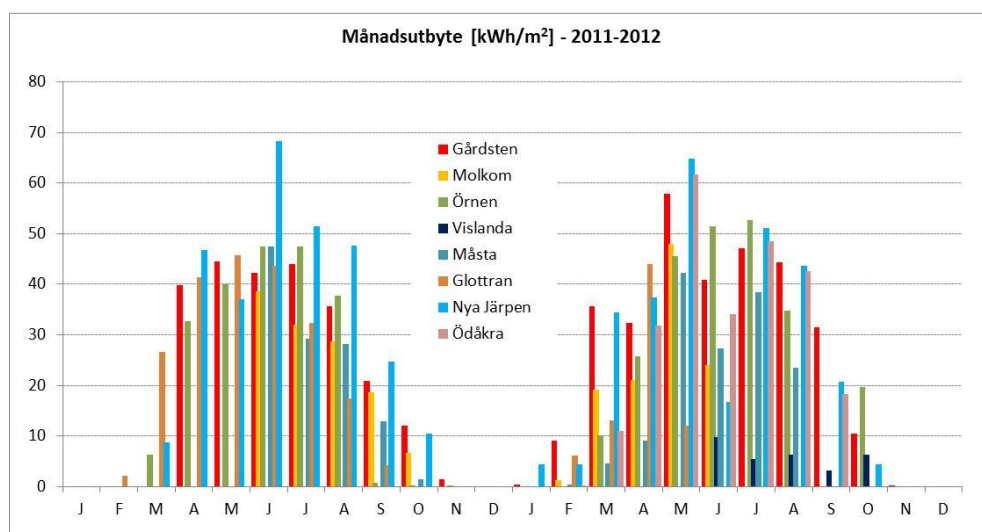


Figur 10. Månadsvis värmeutbyte i Malmö stads anläggningar.

Anläggningen i Stensjön har genomgående ett lägre värmeutbyte än de övriga, sannolikt främst på grund av sämre orientering av solfångarna. Anläggningen eller värmemätningen i Sege Park var ur funktion under 2011.

4.4 Månadsvis värmeutbyte - Övriga anläggningar

Månadsvärmeutbyte i övriga anläggningar med olika anläggningsägare visas i **Figur 11**. De övriga anläggningar har i genomsnitt 20% högre värmeutbyte än E.ON's anläggningar (240 jämfört med 200 kWh/m²), sannolikt främst tack vare bättre orientering av solfångarna.

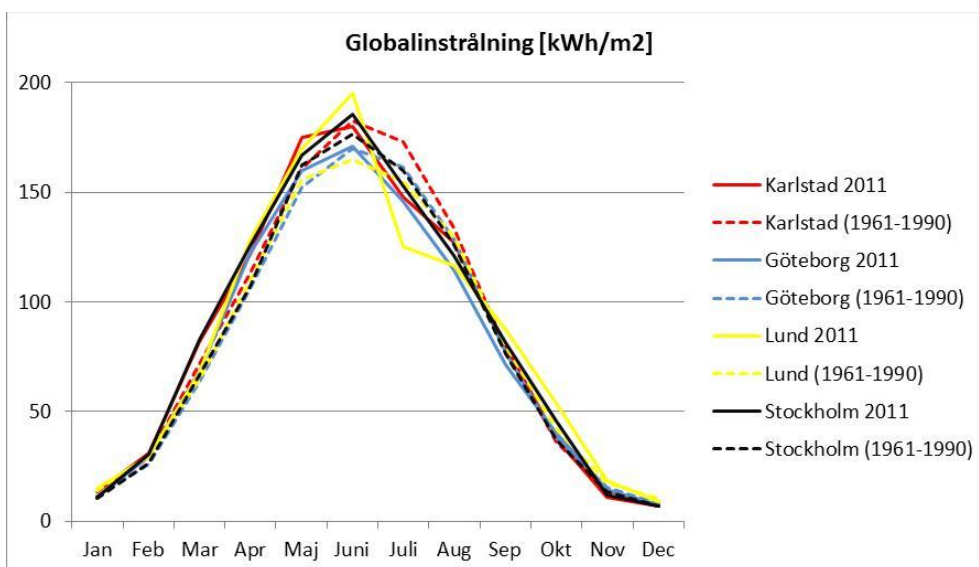


Figur 11. Månadsvis värmeutbyte i övriga anläggningar med olika anläggningsägare.

I sammanhanget bör det noteras att de övriga anläggningarna är uppförda på olika ställen så här kan variationer i solinstrålningen vara en anledning till olika värmeutbyten.

4.5 Solinstrålning

Anläggningarna är placerade på olika ställen med lite olika solinstrålningen och solinstrålningen varierar en del mellan olika år. Figur 12 visar globalinstrålningen för orter i anslutning till merparten av anläggningarna.



Figur 12. Globalinstrålning 2011 och medelvärde 1961-1990.

Globalinstrålningen för de olika orterna är i storleksordningen 1 000 kWh/m² under ett normalår. Diagrammet visar fördelningen över årets månader för en jämförelse med uppmätt värmeutbyte i de olika anläggningarna.

Globalinstrålning är den som mäts i horisontalplanet så en solfångare som är lutad mot söder ser mer av solen, får mer solinstrålning under vår och höst, och lite mindre mitt på sommaren.

Diagrammet visar att 2011 är ett förhållandevis normalt år med avseende på solinstrålning, förutom Lund som hade mer solinstrålning i juni och mindre i juli jämfört med ett normalår.

5 ERFARENHETER

Sammantaget fungerar alla 22 anläggningarna, men det finns en hel del brister, såväl i anslutning till planering av anläggningarna, som vid uppförandet, i driften och underhållet av dem. Detta har i stor utsträckning påverkat funktionen hos de utvärderade anläggningarna.

5.1 Upphandling och installation

Bortsett från Bo01 (och Kockum Fritid) har alla anläggningar handlats upp och installerats på lite olika sätt. Därutöver har det i flera fall uppstått olika typer av problem och det är tveksamt om alla anläggningar besiktigats, och/eller om besiktningssamrörningarna åtgärdats, på ett relevant sätt.

Detta är ett resultat av att det saknats krav på samordning, att det generellt sett saknas kompetens hos beställarna och att det generellt sett är brist på kompetens med endast ett begränsat antal erfarna konsulter och entreprenörer.

En begränsad lönsamhet och därmed en ambition att hålla nere kostnaderna, tillsammans med små marginaler hos anläggningsentreprenörer och solfångarleverantörer, har sannolikt påverkat såväl uppförande som funktion negativt.

5.2 Övervakning

Det har i flera fall krävts en betydande insats för att få fram månadsvärden på värmeutbytet, som inte alltför sällan innehåller orealistiska värden, vilket i de flesta fallen kan härledas till en bristfällig driftuppföljning. Sammantaget verkar det vara ett lågt intresse att följa upp anläggningarna hos en del av anläggningsägarna och fjärrvärmel leverantörerna.

5.3 Systemutformning

Alla beskrivna anläggningar har mer eller mindre samma systemuppbyggnad, en solfångarkrets med en pump och en trevägsventil för frysskydd, en värmeväxlare och en fjärrvärmekrets med en pump och en eller flera ventiler. Grundfunktionen i alla anläggningarna är att man vill leverera ut solvärt fjärrvärmevatten med en mer eller mindre konstant temperatur på fjärrvärmenätets framledning.

En ambition att förenkla och hålla nere kostnaderna i de prefabricerade centralerna har sannolikt lett till en sämre funktion, speciellt vid varierande solinstrålning och varierande differenstryck i anslutningspunkten.

5.4 Värmeutbyte

Sammantaget har anläggningarna väsentligt lägre värmeutbyte än vad som bör vara möjligt att uppnå.

Det är stor spridning med avseende på lutning och orientering av solfångarna, vilket tillsammans med förhållandevis långa anslutningsledningar, förklarar det låga värmeutbytet i flera anläggningar.

Brister med avseende på styrning och övervakning är en annan viktig förklaring till lågt värmeutbyte i flera anläggningar. Dessutom har ett par anläggningar varit ur drift under perioder pga läckage.

En tredje anledning till ett förhållandevis lågt värmeutbyte är sannolikt höga returtemperaturer i anslutningspunkten, men den aspekten har endast framkommit i en anläggning (Vislanda).

6 REKOMMENDATIONER

Det bör genomföras ett uppföljningsprojekt under 2013. Inom det projektet bör de utvärderade anläggningarna följas upp under minst ett år så att alla fås att fungera på ett relevant sätt utgående från dess förutsättningar. Sedan bör erfarenheterna från de utvärderade anläggningarna sammanställas i en enkel projekteringsmall som kan användas i framtida anläggningar.

6.1 Förutsättningar

För att kunna erhålla ett relevant värmeutbyte, i storleksordningen 300 kWh/m² och år och högre, bör man vara mer restriktiv när det gäller var och hur man installerar framtida anläggningar.

Solfångarna bör placeras lutade (30-60 grader) och riktade mot söder (inom SV och SO). Avståndet mellan solfångarna och värmecentralen med värmeväxlaren bör vara rimligt. Långa ledningar ger värmeförluster och försvårar styrningen.

Temperaturen i fjärrvärmenätet bör vara rimligt låg, medelvärde väl under 50 °C åtminstone under sommarhalvåret. Eventuella åtgärder för att sänka returtemperaturen ökar inte bara verkningsgraden i solfångarna utan kommer fjärrvärmeleverantören tillgodo i form av lägre värmeförluster och bättre avkyllning i värmecentralen.

Som en jämförelse ger merparten av de solvärmeanläggningar som installerats i danska fjärrvärmesystem i storleksordningen 400 kWh/m² och år eller mer, tack vare att de är större och har bra lutning och orientering (markplacerade solfångare), sannolikt bättre styrning, lägre returtemperaturer (ofta direktanslutna radiatorer) och bättre driftövervakning (engagerade anläggningsägare).

6.2 Upphandling och installation

I en fortsättning bör den här typen av anläggningar handlas upp som en entreprenad med funktionsansvar och omfatta en ordentlig genomgång av drift- och underhållsinstruktionerna med aktuell driftpersonal. Det kan också vara ett alternativ att köpa in driftövervakning från en extern part som är specialiserad på solvärme.

Dagens solfångare har väl dokumenterade momentana prestanda och det är mängden solinstrålning, anläggningens utformning och värmelastens karaktär (varaktighet, temperatur, mm) som bestämmer värmeutbytet.

Det går, men det är förhållandevis omständligt och komplicerat (och därmed dyrt), att ställa krav på och utvärdera värmeutbytet i en specifik anläggning. Däremot är det förhållandevis enkelt för en erfaren besiktningsman att genomföra en relevant funktionskontroll i samband med entreprenadbesiktning. Det kan också vara ett alternativ att entreprenören ansvarar för en provdrift under en period.

6.3 Systemutformning

Då man önskar en mer eller mindre konstant temperatur från anläggningen och solinstrålningen varierar behöver man styra flödet för att få den temperatur man önskar. Dessutom behöver pumpen på fjärrvärmesidan dimensioneras för det differenstryck som råder i den aktuella anslutningspunkten. Solinstrålningen, och därmed solfångarkretsens effekt, kan variera ganska snabbt när solen går i eller ur moln. Sammantaget ställer dessa förutsättningar speciella krav på de komponenter man väljer och det styr- och reglersystem man använder.

För det första bör man gå igenom alla anläggningarna och stämma av så att de fungerar på ett relevant sätt utgående från dess förutsättningar. I något fall kan det bli aktuellt med mindre ombyggnader. I sammanhanget kan noteras att Malmös stadsfastigheter uppdaterat två av sina anläggningar (Augustenborg och Heleneholmskolan) under hösten 2012.

Sedan bör de erfarenheter man har i de utvärderade anläggningarna sammanställas i en enkel projekteringsmall som kan användas i framtida anläggningar.

6.4 Driftövervakning

För att upprätthålla det lilla intresse som skapats genom detta projekt föreslås att alla anläggningsägare rapporterar värmeutbyte varje månad under 2013 till någon som kan göra en sammanställning och återkoppla till alla anläggningsägare. För att öka intresset för uppföljning och rapportering skulle till exempel den anläggning som uppvisar högst värmeutbyte presenteras på Svensk Solenergis hemsida varje månad.

En uppkoppling av anläggning, inklusive värmemängdsmätare, mot ett överordnat styr- och övervakningssystem är nära en förutsättning för en kontinuerlig driftövervakning.

I det fall inte anläggningsägaren har ett överordnat styr- och övervakningssystem bör man överväga att låta fjärrvärmeleverantören överta övervakning och uppföljning av anläggningens funktion.

I anslutning till ett uppföljningsprojekt bör det göras en uppföljning av de avtal som tecknats mellan fastighetsägare och fjärrvärmeleverantör (undantaget Bo01 och Kockum Fritid).

7 REFERENSER

- Dalenbäck, J-O. (Ed.) (1990). *Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage - Status Report*. Document D14:1990, Swedish Council for Building Research, Stockholm. (Final report, IEA SH&CP, Task VII)
- Dalenbäck, J-O. (1993). *Solar Heating with Seasonal Storage - Some Aspects of the Design and Evaluation of Systems with Water Storage*. Document D21:1993, Dept. of Building Services Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg.
- Dalenbäck, J-O. (2010). *Success factors in Solar District Heating*. EU-project SDH. www.solar-district.heating.eu CIT Energy Management AB, Göteborg.
- Svensk Fjärrvärme (2009). *Fjärrvärmecentralen – Kopplingsprinciper*. Rapport 2009:3, Svensk Fjärrvärme, Stockholm..

SOLVÄRME I FJÄRRVÄRMESYSTEM

Sverige är ett föregångsland vad gäller solvärme i fjärrvärmesystem. Det har byggts ett antal mindre solvärmeanläggningar i anslutning till olika byggnader med fjärrvärme. Och det finns också ett ökat intresse hos fastighetsägare att installera solvärmeanläggningar och att sälja eventuellt överskott till sin fjärrvärmeleverantör.

Det här är en övergripande dokumentation och utvärdering av de 22 solvärmesystem som har tagits i drift mellan år 2000 och 2010 och som har anslutits direkt till fjärrvärmesystem. Nio av dessa anläggningar ägs av energibolaget E.ON, övriga ägs av olika fastighetsbolag och kommuner.

Utvärderingen visar att många av anläggningarna har brister såväl med utformningen av systemen som med uppföljning av drift och framför allt med värmeutbytet. Det finns anläggningar som ger mer än 300 kWh per år och kvadratmeter solfångare vilket är acceptabelt. Men de senaste anläggningarna ger endast 240 kWh per år och kvadratmeter solfångare och här anser rapportförfattarna att finns det ett stort utrymme för förbättringar.



Solar district heating in Värnamo

Feasibility study for a cooperative collector array

Jan-Olof Dalenbäck

CIT Energy
Management AB
A Chalmers Industriteknik Company

Gothenburg Spring 2014

1. Plant developer / local investor

Address and contact information, Business information

The project was initiated by a couple of facility managers (municipal housing, regional hospital, etc.) in cooperation with the municipal utility (Värnamo Energi).

The project group and the feasibility study was managed by Börje Göransson, managing director for the municipal housing company Finnvedsbostäder (<http://www.finnvedsbostader.se/>)

See attached Appendix “SOL i Värnamo”.

2. Boundary conditions

Short description of the local area indirectly/directly influenced by the specific project. Is it an expansion of an existing energy system? Integrative energy sources used or to be potentially used. Energy prices. Heat load.

The project is about the integration of solar heat in an existing district heating system. The project was initiated in 2009, the feasibility study was carried out in 2010 and a detailed design, as a basis for call for tenders, was carried out in 2011. The project was cancelled late 2011.

The majority of buildings in Värnamo city are connected to district heating. District heat is provided by wood chips. The annual load is about 135 GWh and the main heating plant has two boilers 14.5 and 10 MW with flue gas heat recovery. The heating plant is operated using 4 000 m³ buffer storage (insulated steel tank) to balance load variations. The district heating fee is about 500 SEK/MWh.

Figure 1 shows where Värnamo is located in the Mid-South Sweden and **Figure 2** shows the city with main district heating plant in the South-West part of the city.

Värnamo city council wanted the facility managers in Värnamo city to investigate the possibilities to use solar heat. A previous feasibility study had resulted in a proposal to build a large cooperative solar collector array as an alternative to a number of small solar plants on buildings. See attached Appendix “SOL i Värnamo”.

A governmental investment subsidy program for solar heat had recently been modified to allow for large solar systems, i.e. projects with up to 3 000 m² of solar collectors.

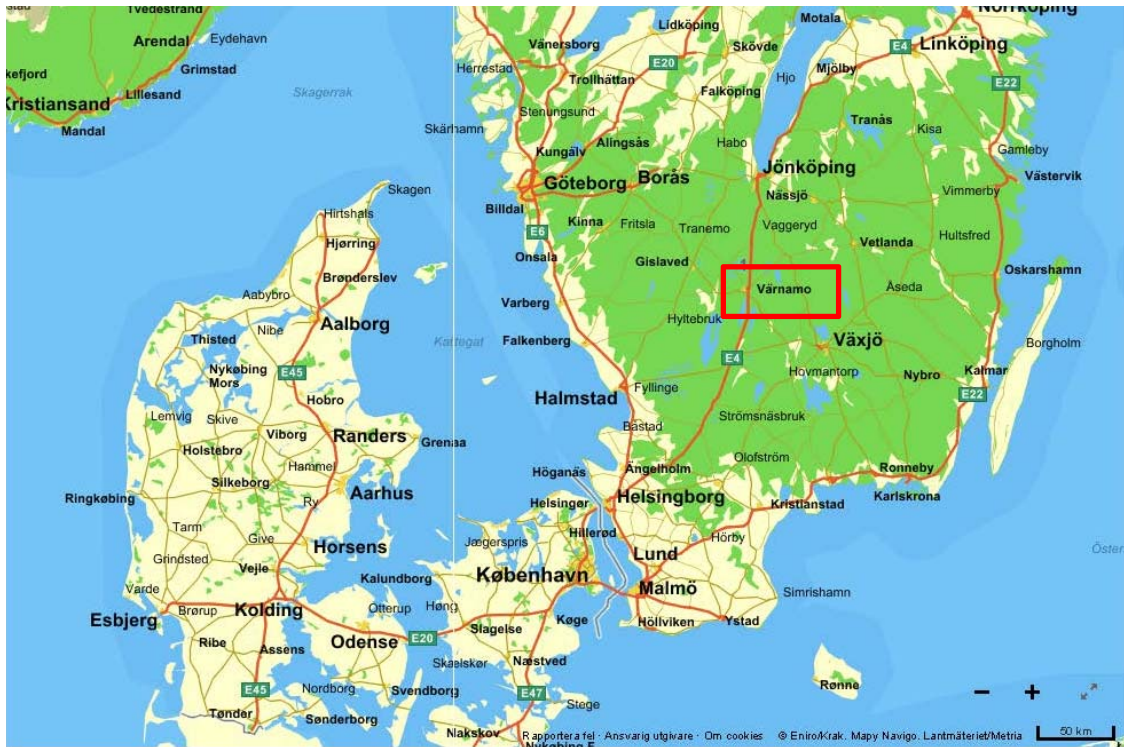


Fig. 1 City of Värnamo – Location in mid South Sweden.

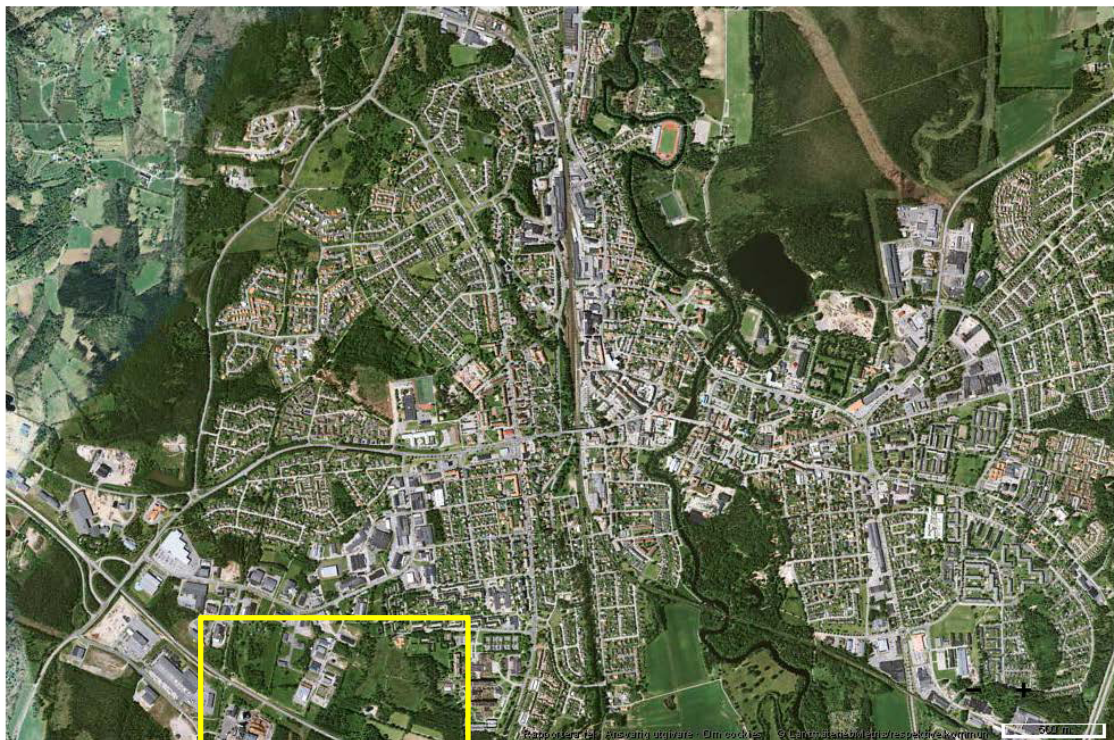


Fig. 2 City of Värnamo – Main district heating plant area in yellow (See Fig. 3).

3. Feasibility assessment

Applicability of the Sunstore4 concept to the specific conditions. Sizing of the plant (collector area, storage volume, ORC power, etc.), possibly including a principle sketch. Technical and logistical feasibility (e.g. space available). Economic analysis: investment cost breakdown, cost of the produced energy.

The project deals with one of the Sunstore4 components, i.e. the integration of a large solar collector array in an existing district heating system. The project group made study visits to large plants in Denmark and Sweden.

The sizing of the collector area is based on the interest among the facility managers, the summer heat demand in Värnamo city, and the available space in connection to the buffer storage (owned by the municipality). The sizing of the collector area is to part also based on the available investment subsidy.

The initial size was 10 000 m² or more, three project developers applied for an investment subsidy related to 3 000 m² each (9 000 m² together), the final proposal comprised 7 500 m².

Figure 3 shows the main heating plant, buffer storage and main city sub-station, **Figure 4** shows the layout of the collector array in connection to the buffer storage and **Figure 5** shows the schematic principle of the system.

The system design was developed by Andersson&Hultmark, an experienced engineering consultant, on behalf of the project team. See Appendix “SOLVÄRME-ANLÄGGNING”

The economic feasibility (with or without subsidy, different heat transfer fees, etc.) was managed by the project team.

CIT Energy Management AB took part as an expert consultant related to solar district heating.

4. Sensitivity analysis

.. specific parameters (e.g. shares from different energy sources, storage volume, etc.)

Sensitivity studies carried out were first related to the economic feasibility (investment, subsidy, solar heat transmission fee, VAT, etc.) and second related to the size (design thermal power) of the collector array in relation to minimum boiler power and buffer storage capacity.

A lot of time was also spent on alternative locations of pipes in ground not to have conflicts with existing and future planned pipes in ground, as well as the possible re-location of the main city sub-station in the hospital to the new site.

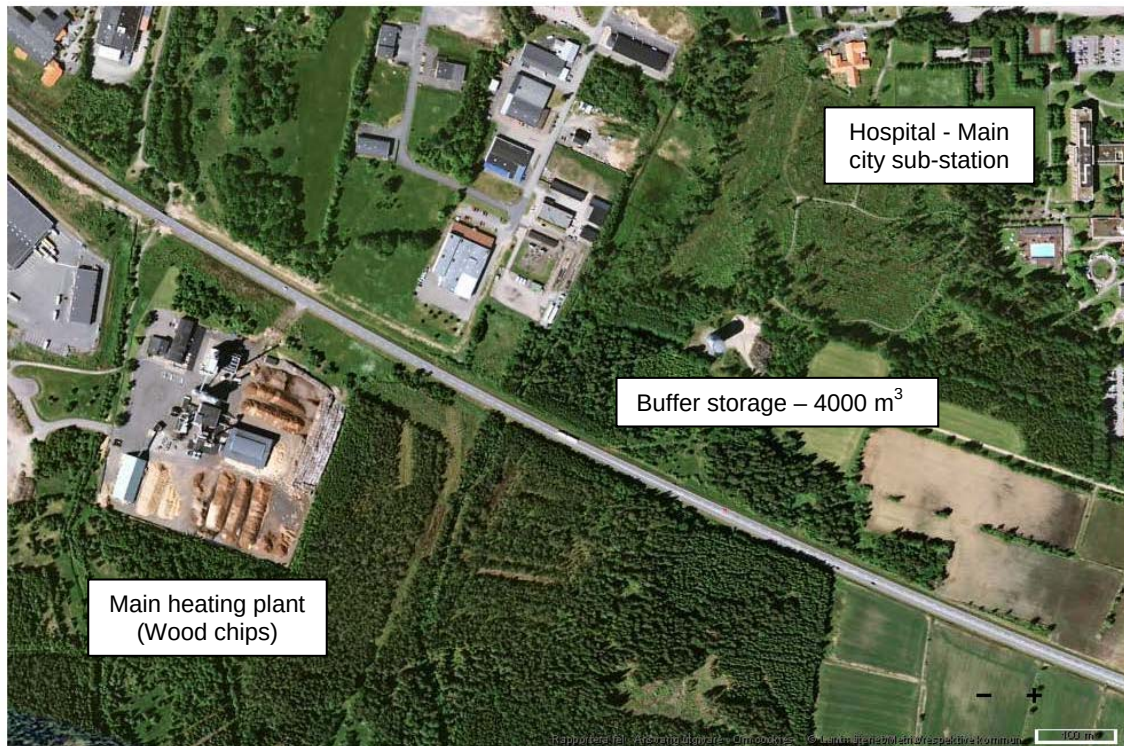


Fig. 3 Main district heating plant, buffer storage tank and city sub-station.



Fig. 4 Layout of the solar collector array in connection to the buffer storage (Andersson&Hultmark, 2011).

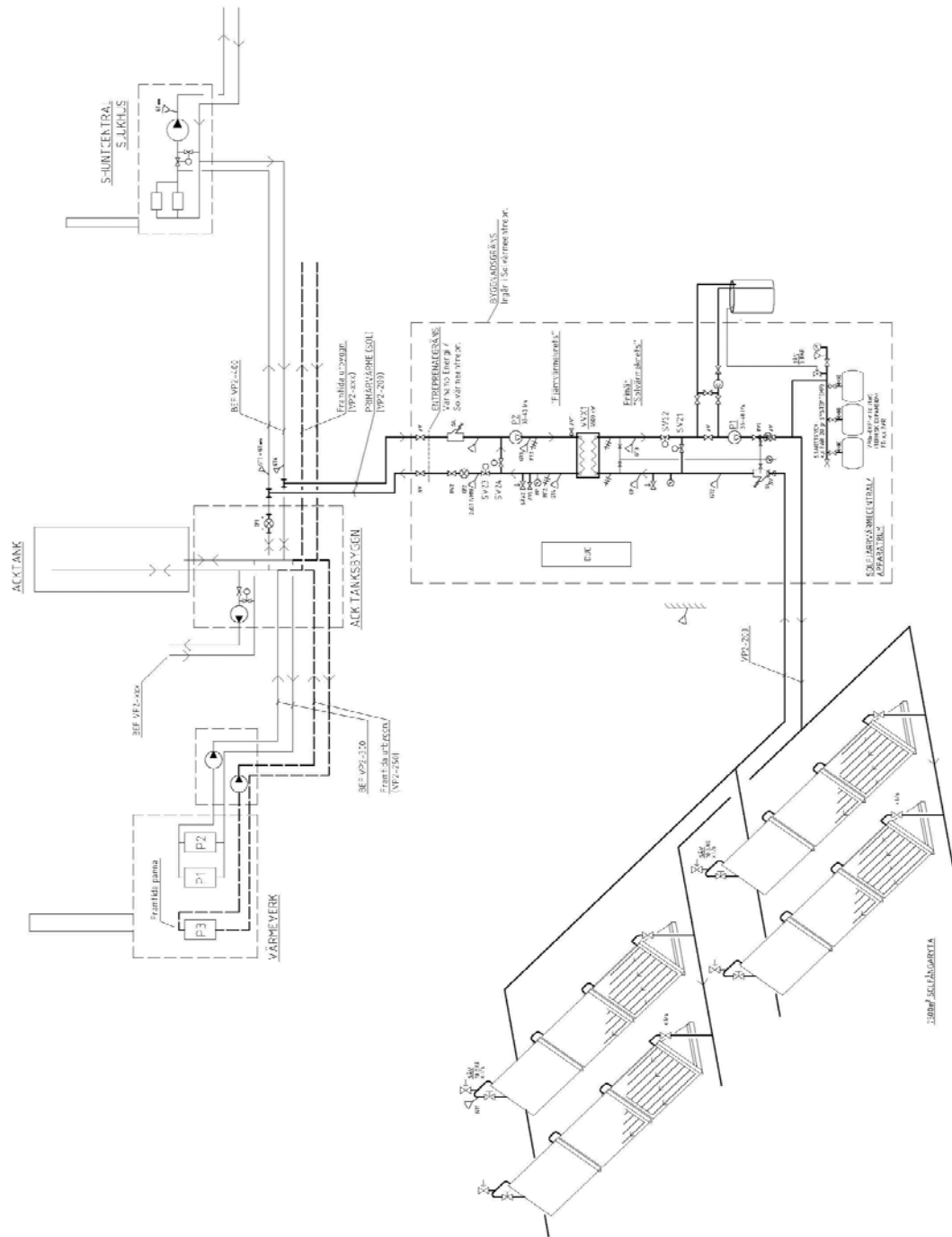


Fig. 5 Principle schematics of the solar system integration in the existing district heating system (Andersson&Hultmark, 2011).

5. Reactions and follow-ups from the developer's side

Interested/not interested. Why yes or no? Motivations. If no, possible conditions for becoming interested. If yes, next steps and timeline

Here the investors (facility managers) were interested, but they were not able to organise themselves in an appropriate way and make the necessary decisions in order to have the plant realised within the time given by the subsidy program (cancelled by the government with short notice).

Note that Värnamo Energi was part in the project team, but they were not interested to manage the project. They mainly saw problems to keep allowed flue gas emissions from the heating plant, when they had to operate the solar collector array together with wood chip boilers on minimum power.

6. Identified barriers, solutions and lessons learned

The project was feasible from an economic point of view (with the investment subsidy) and it was feasible from a technical point of view. The main barriers here were a weak project management together with the lack of interest from the local district heating provider.

Main lesson learned is that you need a devoted project management to implement “new technologies” even if they are considered feasible from an economic and technical point of view.

7. Conclusions:

Comparison of different scenarios through SWOT analysis and final recommendations. Examples of different barriers, e.g. surrounding environment (flora and fauna, complaints from neighbours, etc.). What (if any) made this project special / in what ways did this project stand out compared to: 1) other projects from the same developer; 2) typical average district heating project in that Country; 3) the “pure” Sunstore4 concept. How was the encountered problems handled – could they be avoided / dealt with sooner in similar cases? What experiences should be passed on as advice regarding what to do in other projects? In what ways can the positive experiences be copied for future SUNSTORE4-type systems?

This project is special as it demonstrates a new approach to implement solar district heating. It is initiated by facility managers that want to build their own solar plant and use the district heating network to transfer the solar heat to their facilities (buildings), similar to existing wind power cooperatives that use the electric grid to distribute the wind power.

The general feasibility for large-scale solar heating systems (especially with large storages) depends on the local/regional conditions. The Sunstore4 concept is very much based on the present Danish conditions. These conditions may very well apply to other countries with fossil fuelled based CHP as wind and/or solar power capacities increase, as it makes it more interesting to use storage to cope with the increased variability. This is not the situation in Sweden with a lot of bio energy (easy to store) and a lot of hydro power with large power variation capabilities.

APPENDICES

“SOL i Värnamo”

Börje Göransson and Stefan Olsson (4 pages)

SOLVÄRMEANLÄGGNING

INKOPPLING MOT FJÄRRVÄRMENÄT VÄRNAMO

UTREDNING

Per-Erik Andersson-Jessen (11 pages)

SOL i Värnamo

Projektbeskrivning angående möjligheter att använda storskalig solvärme i Värnamo- sammanfattning



1. Inledning

Med utgångspunkt i dokumentet "Energistrategi för Värnamo Kommun 2005-2015" har en inledande förstudie genomförts för att undersöka förutsättningarna för storskalig användning av solenergi i Värnamo tätort. Förstudien har reviderats avseende organisationsform. Orsaken till revideringen är att Boverket kan ge bidrag till projektet med maximalt 3 miljoner kronor per projekt. Initiativtagare till detta har varit Börje Göransson, VD på Finnvedsbostäder (kommunalt bostadsbolag i Värnamo) som kring sig har samlat följande personer i arbetsgruppen:

- Eskil Svensson, Teknisk chef Värnamo Kommun
- Göran Hansson, VD Värnamo Energi
- Kjell Gräsberg, Fastighetschef Landstingsfastigheter Värnamo
- Stefan Olsson, Energikontor sydost

2. Solvärme i Värnamo

Den inledande förstudien har, med bl.a inspiration från "Solvärmeboken" av Lars Andréén (ICA bokförlag), tagit avstamp från nuvarande teknik- och kostnadsnivå samt det faktum att ränteläget f.n. är lågt.

Principiellt har man haft att ta ställning till om solfångare i stor skala i Värnamo skall appliceras (1) på många befintliga byggnaders tak (tillsammans med erforderlig rördragning/anslutning till befintliga värmesystem i varje hus/grupp av hus) eller om (2) markplacerade solfångarfält som ansluts till fjärrvärmenätet är att föredra.

Fördelarna med alternativ (1) är framförallt att befintliga takytor aktivt kan användas, Nackdelar är framförallt att installationskostnaden per årlig producerad kWh är högre än alternativ (2), underhållsarbete av taken försvåras och att många fastighetsägare måste a) övertygas om och b) genomföra implementeringsarbetet för att det skall bli en storskalig användning av solenergi. En översiktlig inventering av lämpliga fastigheter och deras takytor inom Finnvedsbostäders bestånd har genomförts och pekar på att mest lämpliga områden är Kv. Doktorn och Sandgatan.

Fördelarna med alternativ (2) (solfångarfält+fjärrvärmenät) är i huvudsak att installationskostnaden per årlig producerad kWh är lägsta möjliga (samlad upphandling+minimant av rör- och anslutningskostnader motsvarande ca 3000 kr/m² exl moms) och att det finns en färdig infrastruktur för leverans av solvärmen (fjärrvärmenätet). Motsvarande installationskostnad för mindre anläggningar (50-300m²), alternativ (1) är ofta 4-5000 kr/m².

En inventering av möjligheterna att ansluta till Värnamo Energis fjärrvärmenät gav vid handen att ett lämpligt område att placera ett solfångarfält på finns mellan väg 27 och sjukhusområdet i anslutning till den befintliga 4000 m³ stora ackumulatortanken för fjärrvärme som kan användas för korttidslagring av solenergi.

2.1 Organisation - flera solprojekt i samverkan

Den nu valda organisationen utgörs av flera projekt med varsin projektägare där varje projekt omfattar ca 2400 m² plana solfångare. Målsättningen är att åstadkomma 5 projekt och att fältet kommer att överstiga 10 000 m² solfångare.

Solfångarfältet har en sammanlagd yta på 10 000 m² solfångare som årligen beräknas producera 3,8 GWh värme. Detta motsvarar ca 3% av totalt levererad fjärrvärme. Effektbehovet i fjärrvärmenätet en sommardag är ca 3,5-4,5 MW vilket är något mindre än vad maximalt producerad värmeeffekt från det tänkta solfångarfältet kommer att bli. Varaktigheten är dock kort och överskottet kan lagras i den befintliga ackumulatortanken. Temperaturnivåerna i fjärrvärmenätet en sommardag är ca 75-53 °C och returtemperaturen är något lägre övriga tider på året.

I framtiden finns möjlighet att ansluta mer solfångarfält till fjärrvärmenätet.

3. Vad händer nu ?

Bidragsansökan

Deltagarna i arbetsgruppen från Landstingsfastigheter, Värnamo Energi, Värnamo Kommun och Finnvedsbostäder ställer sig i nuläget principiellt positiva till framtaget koncept angående teknik och organisation. Varje projektägare gör en egen bidragsansökan hos länsstyrelsen. Värnamo församling har under juni 2009 tillkommit som intressent med ett projekt motsvarande 300 m²

Dock finns ännu inte några beslut tagna i respektive styrelser.

Samverkansavtal för Projektering, upphandling och drift

Projektering och upphandling sker genom samverkan och ett avtal upprättas som reglerar hur investeringar, kostnader och drift och underhåll skall fördelas.

Experthjälp kommer att användas för att minimera tekniska risker och dra nytta av erfarenheter från befintliga storskaliga anläggningar.

Mark och planfrågor

Ett markområde finns som är lämpligt för placering av solfångarfälten. Marken ägs av Värnamo kommun. Bedömningen är att ingen detaljplan erfordras. Varje projektägare arrenderar mark av Värnamo kommun i separata arrendeavtal.

Anslutning till fjärrvärmenätet

Varje projektägare tecknar avtal med Värnamo energi om inkoppling till fjärrvärmenätet och distribution av sin solenergi.

Tidplan

Hösten 2009

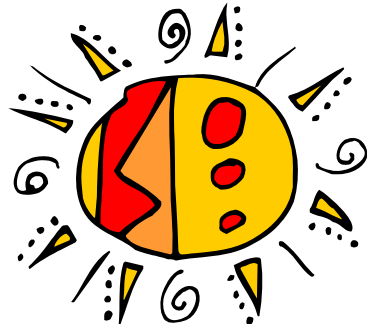
- Projektering och upphandling
- Markberedning
- Bidragsbeslut

Våren 2010

- Byggnad, driftsättning, produktion,garantitid

Slutord

Med denna sammanfattning av solvärmeprojekten i stor skala i Värnamo vill arbetsgruppen bidra med en lösning som med gällande bidragsregler möjliggör en hållbar solenergiproduktion i stor skala.



FINNVEDSBOSTÄDER AB

**SOLVÄRMEANLÄGGNING
INKOPPLING MOT FJÄRRVÄRMENÄT
VÄRNAMO**

UTREDNING

Göteborg 2010-04-20

Ingenjörskyrån
ANDERSSON & HULTMARK AB

/Per-Erik Andersson Jessen/

Arb.nr 4396.00

KOD	INNEHÅLLSFÖRTECKNING	SID
	SAMMANFATTNING	1
	UPPDRAG	2
	ORIENTERING	2
	SYSTEMBESKRIVNING FJÄRRVÄRME	3
	INKOPPLINGSFÖRSLAG	3
	ENERGIBALANS	5
	TEMPERATURNIVÅ	7
	FRAMTIDA FÖRÄNDRINGAR AV FJÄRRVÄRMESYSTEM	9

SAMMANFATTNING

Ny markuppställd solvärmeanläggning ca 7 500m² planeras att uppföras i Värnamo. Inkoppling mot befintligt fjärvärmesystem föreslås vid ackumulatortank mellan värmeverk och sjukhuscentral.

Genom simulering över ett dygn under den månad som haft den lägsta energiproduktionen från värmeverket, konstateras att en solanläggning inte kommer innebära några problem med avseende på risk för eventuell överproduktion av värme då både den lilla fastbränslepannan och solanläggningen är i drift.

Ett beräkningsexempel med fokus på temperaturnivåer i systemet kring ackumulatortanken då en solvärmeanläggning antas producera som mest visar att den inladdade blandningstemperaturen från sol- och bioenergivärmt vatten blir som lägst ca 86,5°C. Denna "lägsta blandningstemp." inträffar under den tid mitt på dagen då solinstrålningen mot solfångarytan är som störst (4,5 MW). Förutsättningarna är en medelbehovslast på ca 3,5 MW samt panna 2 i drift på 2,5 MW. Då solvärmeanläggningens producerad effekt ligger under 3,5 MW laddas tanken enbart av 90°C pannvatten.

Solanläggningens medeltemperatur har beräknats till ca 65°C vilket ger ett utbyte av solenergi i paritet med det beräknade utbyteskrav 370 kWh/m², år som är grund i kalkylberäkningar. Eventuellt lägre medeltemperatur i solvärmeanläggningen som tex en flyttning av shuntcentralen vid sjukhuset, till ackumulatortanken, skulle innebära ett högre energiutbyte av solenergi.

UPPDRAG

Andersson & Hultmark AB har fått i uppdrag att göra en utredning gällande inkoppling av en ny större solvärmeanläggning mot befintligt fjärrvärmenät i Värnamo. Uppdragsgivare är Finnvedsbostäder AB genom VD Börje Göransson. Finnvedsbostäder AB är ett allmännyttigt bostadsföretag och Värnamos största hyresvärd. Finnvedsbostäder ägs till 100% av Värnamo kommun.

ORIENTERING

Den planerade solvärmeanläggningen är en gemensam satsning mellan fyra olika intressenter i Värnamo. Förutom Finnvedsbostäder AB utgörs denna grupp av Landstingsfastigheter, Värnamo Tekniska kontor samt Svenska Kyrkan. Den gemensamma satsningen på en stor solvärmeanläggning är ett sammanslaget resultat av en flerårig diskussion och ett rationellt alternativ till ett flertal, utsprida, medelstora anläggningar runt om i Värnamo.

Enligt förslag skall solvärmeanläggningen placeras på en väl synlig yta för att bl. a. visa på en framstående miljö- och energisatsning. Föreslagen yta är på kommunalt ägd mark norr om riksväg 27 i nära anslutning till sjukhuset och Värnamo Energi ABs ackumulatortank.

För att distribuera ut värmeenergin från den tänkta solvärmeanläggningen har diskussion om en teknisk lösning på inkoppling mot befintligt fjärrvärmesystem påbörjats. Befintligt fjärrvärmesystem passerar i direkt anslutning till tänkt solvärmeanläggning.

Fjärrvärmeproducent och nätägare (fjärrvärmesystem) i Värnamo är Värnamo Energi AB som sedan våren 2010 ägs till 100% av Värnamo Kommun.

Solvärmeanläggningen planeras bli ett markuppställt solfångarfält med en solfångaryta på ca 7 500 m². Anläggningsstorleken har koppling till de fyra intressenterna och Boverkets bidragsregler (solvärmestöd).

SYSTEMBESKRIVNING FJÄRRVÄRME

I Värnamo produceras fjärrvärme i huvudsak vid det bioenergibaserade värmeverket söder om riksväg 27. Primärt värmevatten produceras och distribueras till en 4 000 m³ stora ackumulatortank som är placerad mellan värmeverk och sjukhuset.

Vid sjukhuset är fjärrvärmesystemets huvuddistributionscentral placerad. Denna central med huvuddistributionspumpar som försörjer abonnenterna på de olika fjärrvärmesystemen, hämtar i princip primärt värmevatten från ackumulatortanken. I centralen shuntas sedan värmevattnet (till rätt temperatur) ut på de olika systemen (se *bild 1*).

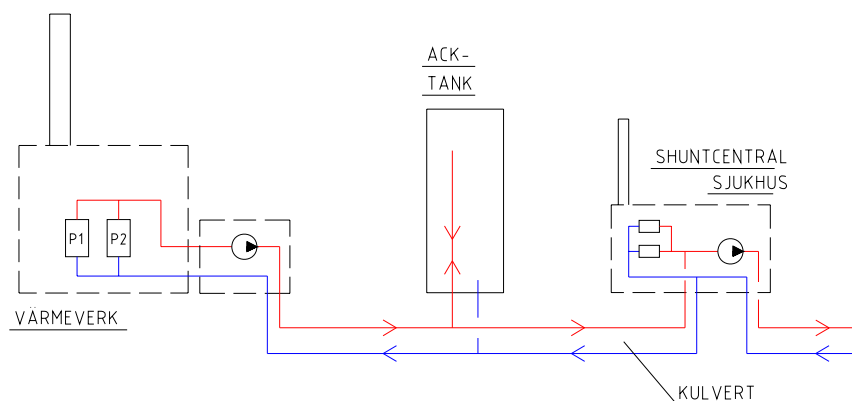


Bild 1. Principiell utformning av Värnamo fjärrvärmesystem mellan värmeverk och huvuddistributionscentral (sjukhus)

Övriga spets- och reservproduktionsenheter (panncentraler) finns vid sjukhuset, Havren och L Raden.

INKOPPLINGSFÖRSLAG

Den föreslagna geografiska placeringen av den planerade solvärmeanläggningen är utgångspunkt för diskussion om inkoppling mot befintligt energidistributionssystemet (fjärrvärmessystem).

Den enklaste och billigaste inkopplingen är direkt på tilllopps och returledning i anslutning till ackumulatortanken. Denna inkoppling innebär att solvärmeanläggningen kommer vara en parallell produktionsenhet till befintligt värmeverk (se *bild 2*). Denna inkoppling ger minimalt med störningar på produktionen vid värmeverket.

På grund av att pannorna i värmeverket är utrustade med rökgaskondensorer är det viktigt att returtemperaturen på fjärrvärmesystemet tillbaks till värmeverket och rökgaskondensorererna hålls låg. Förvärmning av returledning till värmeverket med solvärme är därför ej lämplig.

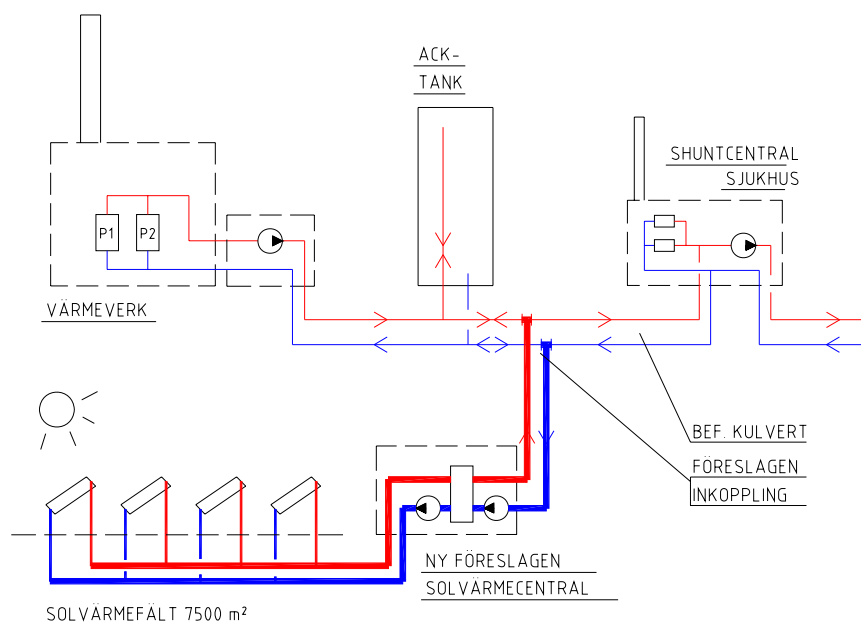


Bild 2. Föreslagen principiell inkoppling av solvärmeanläggning mot Värnamo fjärrvärmesystem

Systemets uppbyggnad, rent geografiskt, med värmeverk, ack.tank och distributionscentral placerade åtskilda innebär att värmevattnet i denna del av systemet håller en konstant och högre tillloppstemperatur jämfört med den som distribueras (shuntas) ut på näten från sjukhuscentralen.

Att koppla in solfångarna på detta sätt ger upphov till en diskussion kring vilken temperatur man bör leverera fram från solvärmeanläggningen. Detta behandlas nedan under rubrik "temperaturnivå"

En alternativ inkoppling som föreslås i ett kort PM från AB Tore J Hedbäck, daterat 090820, är att de benämnda "solcellerna" skall inkopplas i värmeverket, efter rökgaskondensoren och före pannorna. Detta är en teknisk lösning som givit en bra förutsättning för solvärmeanläggningen. Nackdelen med denna inkoppling är att det krävs en distributionsledning (kulvert) för solvärmevatten från solvärmefältet till värmeverk i dess nuvarande tänkta placering. En kostnadsuppskattning som presenterats för Finnvedsbostäder visar att kulvertarbetet resulterar i en kostnad på ca 2,8 milj. kr. Detta inkopplingsförslag behandlas ej vidare i detta läge.

ENERGIBALANS

Befintligt värmeverk är i dagsläget utrustat med två fastbränslepannor med tillhörande rökgaskondensorer. Respektive pannas märkeffekt är 14,3 MW (panna1) och 10 MW (panna 2). Nedan visas produktionsdata från de två senaste åren 2008 och 2009 för både pannor och rökgaskondensorer.

2008	Panna1	Kond p1	Tot P1+kond	Panna2	Kond p2	Tot P1+kond	Tot prod (MWh)
Januari	8384	2844	11228	6039	974	7013	18241
Februari	6656	2453	9109	5995	1114	7109	16218
Mars	8181	2890	11071	5898	1027	6925	17996
April	5755	2247	8002	2832	534	3366	11368
Maj	4169	1545	5714	251	27	278	5992
Juni	0	0	0	3593	546	4139	4139
Juli	0	0	0	2687	386	3073	3073
Augusti	0	0	0	3287	373	3660	3660
September	2342	817	3159	2099	277	2376	5535
Oktober	4133	1385	5518	4564	829	5393	10911
November	8010	2609	10619	5249	846	6095	16714
December	9270	2858	12128	6208	965	7173	19301
							133148

2009	Panna1	Kond p1	Tot P1+kond	Panna2	Kond p2	Tot P1+kond	Tot prod (MWh)
Januari	9695	2779	12474	6588	997	7585	20059
Februari	8952	2559	11511	6119	919	7038	18549
Mars	9203	2767	11970	5945	1079	7024	18994
April	5936	1987	7923	1244	221	1465	9388
Maj	4981	1628	6609	395	0	395	7004
Juni	0	0	0	4759	176	4935	4935
Juli	0	0	0	2732	378	3110	3110
Augusti	0	0	0	2391	327	2718	2718
September	3556	1104	4660	1087	130	1217	5877
Oktober	7296	2018	9314	4235	675	4910	14224
November	4783	1265	6048	5741	915	6656	12704
December	8541	2178	10719	6663	996	7659	18378
							135940

Tabell 1. Produktionsdata 2008 och 2009 Värnamo värmeverk

En solvärmeanläggning med plana, markuppställda solfångare på 7 500m² beräknas producera ca 2 800 MWh per år (vid en medeltemperatur på 70°C i solfångarna). Detta är ca 2% av den totala årsproduktionen vid värmeverket (beräknat mot 2008 och 2009 års produktionsvärden).

Pannorna körs med varierande last beroende av behov. Lägsta möjliga last för att bibehålla låga utsläppsvärden är ca 25% av respektive pannas märkeffekt enligt ansvarig drifttekniker. Enligt produktionsdatatabell (tabell 1) kan utläsas att den mindre pannan (panna 2) körts under sommar-månaderna då värmebehovet varit som lägst. Lägsta möjliga producerade effekt i den pannan är då ca 25% av 10 MW d v s. ca 2,5 MW (för att enligt uppgift klara anläggningens miljökrav). Denna panna förutsätts vara kontinuerligt i drift hela sommaren som baspanna.

Vi väljer att göra en enkel beräkning över ett dygn under den månad som haft den lägsta energiproduktionen från värmeverket (antas vara lika med energiuttag ur systemet). Beräkningen ger en grov uppskattning av att den lägsta produktionseffekten kan upprätthållas (utan att den teoretiskt blir för låg).

I nedanstående tabell med tillhörande kurvdiagram har augusti månads (2009) uppmätta värmeproduktion (panna 2) slagits ut på antal timmar under månaden (744h) för att erhålla en medeleffekt (antas lika över månaden). Denna medeleffekt är det lägsta effektbehov som distribueras ut i Värnamo under ett dygn i augusti.

Genom att lägga in ett bra solinstrålningsdygn och omvandla detta till en förväntad solvärmeproduktion och dra av detta från behovet kan en ny medeleffekt, som pannan skulle behöva producera, räknas ut. Denna effekt bör då ej understiga 2,5 MW vilken är den lägsta panneffekten för att klara anläggningens miljökrav.

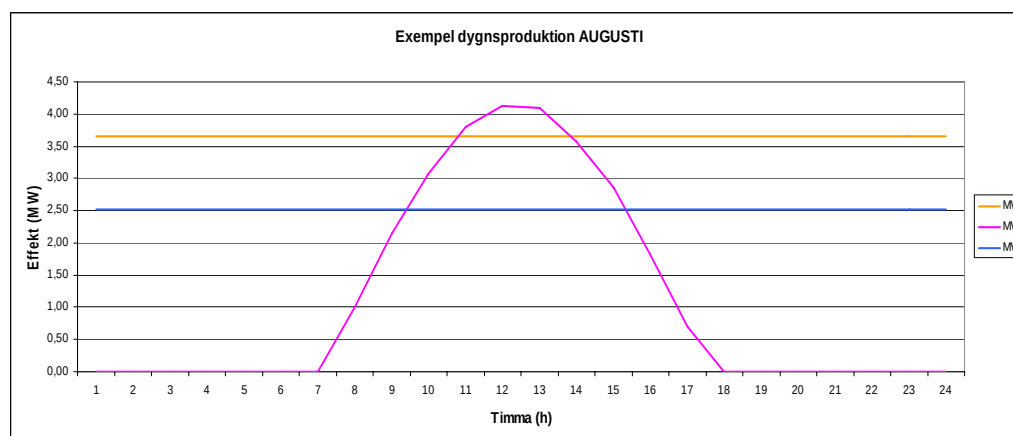
I nedanstående diagram har solinstrålningsvärden hämtats från den 31 augusti (medeltemperaturen i solfångarfältet har valts till 70°C.)

Dygnsproduktion

2718	MWh (fastbränsleprod månad Aug 2009)
744	h (augusti)
3,653	MW (medeleffekt under augusti månad)
31-aug	Datum (instrålningsdata sol)

kWh/m ²	Solinstrålningsintensitet
kWh/m ² (70°C)	Energiutbyte vid 30gr lutn, medeltemp 70
MW	Beräknad solfångarmedeleffekt
MW	Beräknad / Utslagen kvarstående värmeproduktion

Klockan	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00	SUMMA:
MW	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	87,7
kWh/m ²	0	0	0	0	0	0,03	0,18	0,38	0,58	0,74	0,86	0,91	0,9	0,81	0,68	0,49	0,29	0,11	0,01	0	0	0	0	0	
kWh/m ² (70°C)	0	0	0	0	0	0	0	0,13	0,29	0,41	0,51	0,55	0,55	0,48	0,38	0,24	0,09	0	0	0	0	0	0	0	
MW	0	0	0	0	0	0	0	0,99	2,15	3,07	3,8	4,13	4,1	3,58	2,86	1,81	0,69	0	0	0	0	0	0	0	27,2
MW	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	60,5



Tabell 2. Enkel dygnssimulering över energibalans i fjärrvärmesystem i augusti månad (produktionsdata, år 2009) med en solvärmeanläggning på 7 500 m² (medeltemp solanläggning 70°C)

Ur ovanstående diagram kan utläsas att den beräknade medeleffekten för den kvarstående värmeproduktionen över ett bra soldygn, kommer ligga i

nivå med den lägsta last som panna 2 kan tillåtas producera vid för att bibehålla miljövärden. Detta innebär att en solanläggning ej kommer att ge några problem med avseende på risk för eventuell överproduktion av värme vid drift av både den mindre fastbränslepannan och en solanläggning (enligt ovan).

TEMPERATURNIVÅ

Primärvärmenätet, det värmesystem som utgår från värmeverket mot ackumulatortank, håller under sommarmånaderna en konstant temperatur på ca 90-92°C (maj till sept.). Denna temperaturnivå ställs i dagsläget manuellt från värmeverket och bygger på erfarenhetsvärden. Orsaken till den höga temperaturen är för att man från driften vill hålla en viss energinivå i ack.tanken med högt tempererat värmevatten. Laddar man med för låg temperatur är det enligt uppgift risk för att detta värmevatten kan svalna ned till under användbar temperatur. Då växer den oanvändbara "slasknivå", gränsskiktet mellan varmt inladdat- och kallt returvatten i tanken.

Två gånger om året "laddas detta gränsskikt ur" (vår och höst) genom att hela tanken värms upp med hett värmevatten (ca 95°C). Därefter laddas det heta värmevattnet ur mot sjukhuscentralen (mot abonnenter) och ersätts med kallt returvatten. Detta resulterar i en skarp gräns mellan varmt och kallt vatten (skiktning p.g.a. densitetsskillnader).

Den föreslagna inkopplingen av solvärmeanläggningen mot primärvärmenätets varmare del, resulterar i att den inladdade primära solvärme-temperaturen måste vara i nivå med den befintliga temperaturnivån. Detta för att följa de "erfarenhetsvärden" (temperatur på inladdningsvatten i ack.tank) som finns vid driftorganisationen idag. Samtidigt är detta bara intressant under de tider på dygnet då den producerade effekten från solvärmeanläggningen är större än behovet. Övrig tid, då effekten är lägre, går allt solvärt värmevatten direkt mot shuntcentralen.

Utbyte av solenergi är direkt kopplat till medeltemperatur i solfångarfältet. Ju lägre medeltemperatur desto högre energiutbyte. Nedan görs ett beräkningsexempel över temperaturnivåer i systemet med fokus på ackumulatortanken med en markuppställd solvärmeanläggning på 7500 m² då denna antas producera som mest. Beräkningsexemplet lyfter i princip ut den del från ovanstående dygnessimulering (se *Tabell 2*) då solvärme-kurvan ligger ovan behovet.

I beräkningsexemplet är utgångspunkten att returledningstemperaturen (varm sida) från solfångaranläggningen skall vara tillräckligt hög för att kunna shuntas ut till en lägre temperatur vid sjukhuscentralen. Detta bör gälla hela året.

Förutsättningar (vid maximal sollast)

- Returtemp efter SOL-VVX antas vara 80°C (shuntas till 75°C vid sjukhus).
- Max.effekt solvärmeanläggning 4,5 MW (7 500 m²)
- Returtemp från shuntcentral (sjukhus) antas till 43°C (42-44°C).
- Minsta medeleffektbehov på nät antas under sommarmånad 3,5 MW.
- Returtemp (varm sida) från värmeverk 90°C.
- Min.effekt värmeverk 2,5 MW.

Punkt	Effekt (MW)	Temp (T/R) (°C)	Flöde (ca l/s)
1.	4,5	43/80	29,0
2.	3,5	80/43	22,5
3.	1,0	80/43	6,5
4.	2,5	43/90	12,7
5.	3,5	<u>86,5</u> /43	19,2

Tabell 3. Data, förutsättningar och resultat för specifikt driftfall.

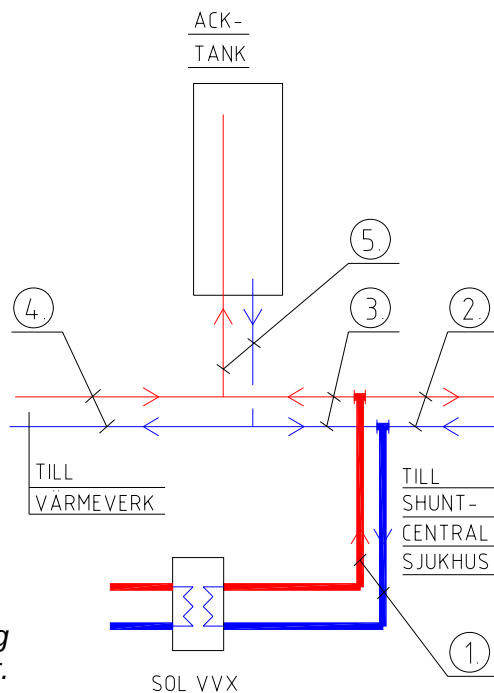


Bild 3. Princip, solvärmeinkoppling med punktmarkeringar.

Med ovanstående förutsättningar blir den inladdade temperaturen in i ackumulatortank, vid detta realistiska driftfall som lägst ca 86,5°C. Detta inträffar bara under den tid mitt på dagen då solinstrålningen mot solfångarytan är som störst. Uppskattningsvis är effekten från solvärmeanläggningen högre än behovet (3,5 MW) ca 5 timmar under en dag med bra solinstrålnings-intensitet. Blandningstemperaturen är då som lägst 86,5°C. Tiden före och efter solvärmeanläggning når sin topp effekt, är denna "lägsta blandningstemtemp." högre (se bild nedan).

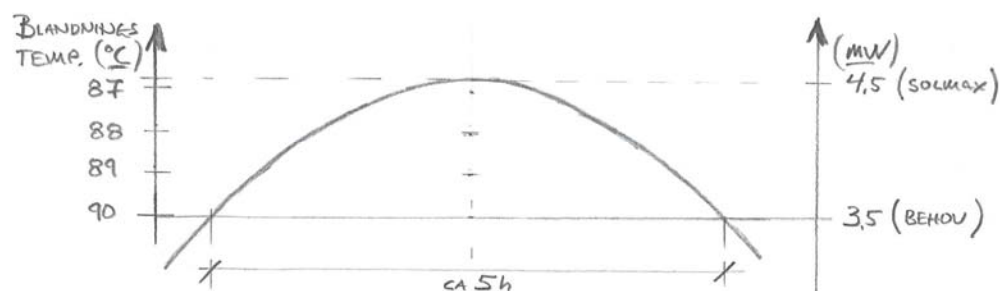


Bild 4. Temperatur- och effektkurva som visar blandningstemp in i ack.tank vid solvärmeeffekter över 3,5 MW (lägsta behovslast). Under denna effektnivå laddas tanken enbart av 90°C pannvatten.

Solanläggningens medeltemperatur blir i detta fall ca 65°C (tempernivå solvärmefält ca 46/93) vilket är fullt acceptabelt. Detta ger ett utbyte av solenergi i paritet med det beräknade utbyteskrav 370 kWh/m², år som är grund i kalkylberäkningar. Eventuellt lägre medeltemperatur i solvärmeanläggningen innebär ett högre energiutbyte av solenergi.

Eftersom ackumulatortanken är så stor (i förhållande till sommarlasten) kan man säga att medeleffektuttaget ur anläggningen är relativt konstant under en längre tid (under sommarhalvåret). Så länge medeleffektbehovet efter shuntcentralen är högre än 3,6 MW (2 700 MWh under en månad) så är det inte några problem att inom en relativt kort period omsätta även en inladdad temperaturnivå på 85°C i tanken.

Tidpunkten för tömning av ackumulatortankens "slaskvolym" antas efter en eventuell installation av en solvärmeanläggning bli innan "eldnings-säsongen" drar igång på hösten.

FRAMTIDA FÖRÄNDRINGAR AV FJÄRRVÄRMESYSTEM

På grund av vissa flaskhalsar i det befintliga fjärrvärmesystemet finns i dagsläget begränsade utbyggnadsmöjligheter (källa Värnamo Energi). Dessa begränsningar har utretts och ytterligare ny utredning har beställts av Värnamo Energi.

Ett av huvudalternativen för att i framtiden kunna höja kapaciteten och svara mot planerad fastighetsexpansion (förutom nya kulvertstråk) har varit att flytta huvuddistributionscentralen från sjukhuset. Trolig ny placering skulle av praktiska skäl vara vid ackumulatortanken. Detta finns ej beslutat utan är en "uttalad möjlig lösning" och någon budget finns inte i dagsläget, enligt Värnamo Energi.

En förflyttning av shuntcentralen skulle eventuellt innebära vissa samordningsvinster. Förberedande projektering och eventuella kulvertarbeten skulle kunna utföras.

Dessutom skulle en förflyttning också innebära lägre temperaturnivåer på framledning och därmed en lägre medeltemperatur i solvärmeanläggningen vilket får ett högre energiutbyte av solenergi till följd.