

Solvärme i när- och fjärrvärme

Sammanfattning Västra Götaland

Regional Summary Report Västra Götaland

Deliverable D3.3 and D4.3

SDHp2m ... from policy to market

Advanced policies and market support measures for mobilizing solar district heating investments in European target regions and countries

Utvecklade policys och marknadsstöd för att ökad användning av solvärme i fjärrvärmesystem i Europeiska regioner och länder



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 691624.

Document Information:

Author: Jan-Olof Dalenbäck – jan-olof.dalenback@cit.chalmers.se

Company: CIT Energy Management AB
412 58 Göteborg (Gothenburg)

Last update: June 2018

Task: WP 3 Implementation of framework improvements
WP 4 Mobilization of investments and projects

Deliverable: D3.3 and D4.3: Regional summary report

Status: Public

Project Website: www.solar-district-heating.eu

Disclaimer:

The sole responsibility for the contents of this publication lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the European Commission nor the authors are responsible for any use that may be made of the information contained therein.

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	3
SUMMARY IN ENGLISH	3
1. INTRODUKTION	5
1.1. Solvärme i fjärrvärmesystem	5
1.2. Solvärme i svenska fjärrvärmesystem	6
1.3. Solvärme i utländska fjärrvärmesystem	13
1.4. SDH och Region Västra Götaland	17
2. REGION VÄSTRA GÖTALAND	19
2.1. Regional strategi för tillväxt och utveckling	19
2.2. Strategin i relation till SDHp2m	20
3. SDH I REGION VÄSTRA GÖTALAND	21
3.1. Medverkande i SDH-projektet	21
3.2. Förutsättningar och planering	21
3.3. Kartläggning av biobränsleeldade värmecentraler	22
3.4. Förstudier för solvärme	24
3.5. Teknikupphandling	30
3.6. Resultatspridning	30
4. ERFARENHETER INFÖR FRAMTIDEN	33
REFERENSER	35

SAMMANFATTNING

Region Västra Götaland (VGR) medverkar som en följeregion inom EU-projektet "SDH-p2m" (Solar District Heating – Policy to Market) som handlar om implementering av större solvärmesystem i tre europeiska regioner: **Thuringia** i Tyskland, **Styria** i Österrike och **Rhone-Alpes** i Frankrike.

Rapporten innehåller inledningsvis en beskrivning av den svenska utvecklingen av större solvärmesystem som en bakgrund till VGR's medverkan. Sedan beskrivs och sammanfattas hur VGR's medverkan har utvecklats (strategi, målgrupper) tillsammans med de resultat som uppnåtts.

SUMMARY IN ENGLISH

Region Västra Götaland (VGR) participates as a follower region within the EU-project "SDH-p2m" (Solar District Heating – Policy to Market) which deals with the implementation of large-scale solar heating systems in three European regions: **Thuringia** in Germany, **Styria** in Austria and **Rhone-Alpes** in France.

First the report contains a description of the Swedish development of large-scale solar heating systems as a background for VGR's participation. Then it is described how VGR's participation has been developed (strategy, target groups) together with the results achieved.

1. INTRODUKTION

Oljekriserna på 70-talet startade olika program för att minska oljeberoendet i hela västvärlden. Då handlade det mycket om ekonomi. Idag har programmen svängt till att minska vårt fossilberoende. Så nu handlar det främst om att minska påverkan från fossila bränslen på jordens klimat.

1.1. Solvärme i fjärrvärmesystem

Då Sverige var ett litet land med en stor andel oljebaserad fjärrvärme var det naturligt att leta efter sätt att minska oljeberoendet i våra fjärrvärmesystem. Därför fokuserade vi tidigt på stora solvärmesystem och biobränsle. Med utbyggnaden av kärnkraften blev det också intressant med värmepumpar.

Med hjälp av Byggforskningsrådets experimentbyggnadslån uppförde vi tidigt ett antal fullskaleprojekt för att utvärdera möjligheterna att utnyttja solvärme i våra fjärrvärmesystem, t.ex. i Ingelstad (Växjö Energi) och Lambohov (Östgötabyggen). Med stöd från ett anslutande forskningsprogram följdes de upp med fler anläggningar, t.ex. Torvalla (Östersund Energi), Lyckebo (Uppsala Energi) och Nykvarn (Telje Energi).

Vår medverkan i IEA Solar Heating & Cooling Programme gav ringar på vattnet och nära motsvarande utveckling initierades, t.ex. i Danmark, Tyskland och Österrike.

Då vi hade en väldigt positiv utveckling för biobränsle i våra fjärrvärmesystem avtog intresset för större solvärmesystem i Sverige medan det ökade i de andra länderna som inte hade samma förutsättningar att minska sitt fossilberoende i fjärrvärmesystemen.

Det första EU-projektet som omfattade utveckling av solvärmesystem initierades 1994. Därefter uppfördes t.ex. ett par anläggningar i Danmark (Marstal fjernvarme) och en anläggning i Sverige (Kungälv Energi) med EU-stöd. Det initierade en väldigt positiv utveckling i Danmark som hade bytt från olja till naturgas och nu hade behov av att byta från naturgas till förnybar energi.

2010 initierades ett bredare samarbete som resulterade i EU-projektet SDH (Solar District Heating). Projektet hade tilläggsepitetet "take-off" och genomfördes i samarbete med flera nationella fjärrvärmebolag inkl. EuroHeat & Power i Bryssel. Projektet förlängdes först med epitetet "plus" och nu senast med p2m (policy to market). www.solar-district-heating.eu.

Idag finns det cirka 300 anläggningar med 500 m² solfångare eller mer, varav cirka två tredjedelar i anslutning till när- och fjärrvärmesystem i Europa, vara cirka en tredjedel i Danmark. Världens största anläggning med >150 000 m² solfångare finns i Silkeborg i Danmark och en ännu större anläggning planeras i Graz, Österrike.

1.2. Solvärme i svenska fjärrvärmesystem

Här beskrivs den svenska utvecklingen med fokus på Västra Sverige.

När- och fjärrvärmecentraler med solvärmesystem

De första svenska solvärmesystem i anslutning till när- och fjärrvärme uppfördes på 80-talet. En sammanfattning av utvecklingen fram till 2015 finns redovisad av Dalenbäck (2015) och sammanfattas i det följande.



Figur 1. Kartan ovan visar ett par av de, för utvecklingen biobränsle och solvärme, viktigaste anläggningarna som uppförts på den svenska västkusten.

EKSTA (kommunalt bostadsbolag) har uppfört närvärmesystem med biobränsle och solvärme (med takintegrerade solfångare) i Kungsbacka i 30 år, det senaste i **Vallda Heberg** 2013. 2017 visades Vallda Heberg vid studiebesök av två internationella grupper inom ramen för SDH (p2m).

Falkenberg Energi (kommunalt energibolag) byggde ett nytt fjärrvärmesystem i Falkenberg 1988-1989 och **Kungälv Energi** (kommunalt energibolag) byggde ett nytt fjärrvärmesystem med biobränsle och solvärme i Kungälv 1997-2000. Båda försågs med markuppställda solfångare i kombination med flispannor för värmeförsörjningen.

Orust kommun har byggt ett nytt fjärrvärmesystem i **Ellös** 2010. Systemet består av en 4 MW flispanna, en 200 m³ stor ackumulatortank och 1 000 m² markuppställda solfångare. 2015 arrangerades en nationell studieresa till Ellös värmecentral inom ramen för SDH (plus).



Figur 2. Markuppställda solfångare i Falkenberg (1989).

Solvärmeanläggningen i Falkenberg uppfördes inom ramen Byggforskningsrådets experimentbyggnadsprogram i samarbete mellan Falkenberg Energi (beställare) och Tekno-Term (entreprenör), men solfångarna tillverkades hos ARCON i Danmark. Anläggningen var, med sina 5 500 m² solfångare, vid den tidpunkten den största solvärmeanläggningen i Europa.

Solvärmeanläggningen i Kungälv uppfördes inom ramen för ett EU-projekt i samarbete mellan Kungälv Energi (beställare), Andersson & Hultmark (konsult), ARCON (entreprenör) och CIT Energy Management AB som var co-ordinator för EU-projektet “Solar Heating Plant – 5 000 kW”, in Kungälv, Sweden (REB 266/98, 1999-2001), vid den tidpunkten den största solvärmeanläggningen i Europa.



Figur 3. Panncentral med markuppställda solfångare i Ellös (2010).

Värmecentralen med solfångare i Ellös uppfördes med KLIMP-stöd av Orust kommun (beställare), i samarbete med bland andra Andersson & Hultmark (konsult) and Chalmers tekniska högskola. CIT Energy Management AB var involverad som konsult vid projektering och uppförande och senare utvärderingen som genomfördes som ett examensarbete av Halpin (2011). Examensarbetet omfattade också en förstudie för en eventuell utbyggnad av solfångarfältet. Den ursprungligt planerade anläggningen bestod av 2 000 m² markplacerade solfångare, varav 1 000 m² installerades i en första fas på grund av osäkerheter med dimensionerande värmelast. Erfarenheterna från de första årens drift var att anläggningen (flispannan) var överdimensionerad då värmelasten var mindre än förväntat. Flispannan byggdes därför om till ungefär halva effekten (2015). Huruvida man kommer att bygga ut solfångarfältet eller eventuellt komplettera med en solcellsanläggning på den återstående marken är inte bestämt.



Figur 4. Panncentral med solfångare på fasaden i Vallda Heberg (2013).

Anläggningen i Vallda Heberg har uppförts av EKSTA (beställare) i ett partneringsprojekt med NCC (entreprenör). Andersson & Hultmark (konsult) har projekterat närvärmesystemet med solvärmesolvärme. En första utvärdering genomfördes som ett examensarbete i samarbete mellan NCC och Chalmers tekniska högskola (Olsson and Rosander, 2014). Det bör noteras att i den här typen av system kan inte solvärmens tillgodoräknas för att öka byggnadernas energiprestanda (enl. BBR) då solfångarna inte sitter på bostadshusen utan på undercentraler och panncentral.

CIT Energy Management AB presenterade projektet under pågående byggnation vid en SDH (plus) Workshop in Braedstrup, DK, in 2012. En initiell utvärdering presenterades sedan vid 2nd International conference on Solar District Heating in Hamburg in 2014 (Dalenbäck, et al, 2014), och vid Eurosun konferensen 2014 in Aix-Les-Bains (Nielsen et al,

2014). Projektet har också fungerat som en fallstudie inom SDH-Plus projektet (Pilot SDH, WP3).

Solvärmesystem kopplade till fjärrvärme

Det finns dessutom möjlighet att applicera solvärmesystem på byggnader som försörjs med fjärrvärme. 2001 uppförde Sydkraft det första projektet med solfångare som anslöts till primärsidan i fjärrvärmesystemet i anslutning till "Bo01". Malmö kommun ville använda solfångare på de nya husen i "Bo01" och Sydkraft projekterade, byggde och driftar systemen. Sydkraft hyr taken (fasaderna) där solfångarna monterats. Flera liknande projekt som byggdes av det kommunala fastighetsbolaget i Malmö 2014. Sydkraft var senare köpt av E.ON, som presenterade systemen i Bo01 vid 1st International conference of Solar District Heating in Malmö in 2013 (Rosén, 2013).



Figur 5. Fasad- och takmonterade solfångare i "Bo01" anslutna till fjärrvärmesystemet i Malmö (2001).



Figur 6. Takmonterade solfångare anslutna till fjärrvärmesystemet i Gårdsten (2010).

Som en följd av att Boverket 2006 tog fram nya energikrav på byggnader (enl. EPBD) har ett antal bostadsbolag installerat solvärmesystem i samarbete med olika fjärrvärmebolag med början 2009. Intresset för sådana system försvann dock när solvärmestödet togs bort 2011. Sammantaget fanns det 22 system i drift då de kunde utvärderas inom "Fjärrsyn" (Dalenbäck et al, 2013).

Ett exempel på system från den här perioden är en demoanläggning som uppförts av Gårdstensbostäder (beställare), Andersson & Hultmark (konsult), Armatec (komponentleverantör) i samarbete med Göteborg Energi (Se Figur 6). Anläggningen initierades av CIT Energy Management AB och realiserades 2010. Anläggningen har senare ingått som en pilotanläggning inom Smart City projektet "Celsius", som koordineras av Göteborgs stad.



Figur 7. Prefabenhet från Armatec (Göteborg) som använts i flera anläggningar.

Utvärderingen inom "Fjärrsyn" initierades av CIT Energy Management AB och medverkande var Svenska fjärrvärmeföreningen, E.ON, Fortum, Fortum, Andersson & Hultmark and Energianalys (konsulter), Armatec (prefab unit, se Figur 7), RISE och Chalmers tekniska högskola.

Utvärderingen omfattade 22 system med olika storlekar (42 – 1 128 m² solfångare). Utvärderingen var baserad på värmeutbytet under 2011 och/eller 2012. Bo01 och Gårdsten (ovan) är med i utvärderingen och systemet Gårdsten är bland de som hade högst värmeutbyte. De utvärderade anläggningarna visade på många problem, relaterade såväl till dimensionering som drift och underhåll. Därför föreslogs ett nationellt program för utveckling och uppföljning av den här typen av system. Men då solvärmestödet tagits bort var det svårt att få gehör för förslaget. Resultaten i utvärderingen presenterades

vid 1st International conference on Solar District Heating in Malmö in 2013 (Dalenbäck, 2013).

Därefter har det ändå uppförts ett antal liknande anläggningar, ofta baserade på politiska initiativ, t.ex. i Lerums kommun (se nedan), så 2015 fanns det sammantaget mer än 30 av den här typen, varav hälften utgår från de nya kraven på byggnaders energiprestanda (enl. BBR, eller certifieringar som BREEAM, LEED och Miljöbyggnad).

Det finns tre biobränsleeldade mindre fjärrvärmesystem i Lerums kommun som har ställt upp ambitiösa miljömål. I det här fallet är Lerums kommun ett exempel på hur politiska ambitioner ibland är i konflikt med kunskap och erfarenhet.



Figur 8. Rösalidskolan i Lerum med takmonterade solfångare.

Kommunstyrelsen (politikerna) hade fattat ett beslut att alla nya kommunala byggnader (t.ex. skolor) skulle förses med solvärmesystem. Vid ett tillfälle önskade fastighetsförvaltningen ha hjälp med att utvärdera ett solvärmesystem på en av de nya skolorna (Rösalidskolan, se Figur 8), som handlats upp på totalentreprenad (inom LOU).

Utvärderingen som genomfördes som ett examensarbete (Lind och Nordmark, 2012) visade att anläggningen var alldeles för stor i förhållande till varmvattenbehovet i skolan under sommaren. Examensarbetarna föreslog att anläggningen skulle byggas om så den anslöts till det lokala fjärrvärmesystemet.

Lerum Fjärrvärme vägrade dock att ansluta systemet då de menade att det skulle störa driften av deras flispanna. Resultatet blev att kommunstyrelsen ändrade sitt beslut till fördel för solcellsanläggningar.



Figur 9. Två av fyra "Plusvärmehus" med takmonterade solfångare.

Ett annat exempel där Lerum Fjärrvärme var positiva till inkoppling var ett "Plusvärmehus"-projekt som uppfördes av Förbo i samarbete med Energianalys (konsult), i en annan del av Lerum. Med ett "Plusvärmehus" menas ett hus där det årliga värmeutbytet från solvärmesystemet överstiger husets årliga värmebehov. I det här fallet accepterade Lerum Fjärrvärme en överenskommelse om att Förbo kunde köpa fjärrvärme när det behövdes (vinterhalvåret) samtidigt som de fick mata in överskottsvärme från solvärmesystemet när det behövdes (sommарhalvåret). Som solvärmeentreprenör valde Förbo ett nybildat företag med en ny typ av solfångare (lägst pris enl. LOU) som gick i konkurs. De lyckades dock hitta en annan entreprenör som kunde färdigställa projektet.



Figur 10. Solfångare monterade på ett bullerskydd i Lerum (Noisun).

Lerums kommun initiera själva Life-projektet "Noisun" med intentionen att montera solfångare som bullerskydd mellan järnvägen och närliggande byggnader nära Lerums

centrum. Projektet utvecklades tillsammans med Trafikverket, RISE och Lerum Fjärrvärme (!), eftersom solfångarna skulle anslutas till det lokala fjärrvärmesystemet. Projektet var vidare tänkt bygga på en nykonstruerad solfångarkonstruktion som skulle fungera som bullerskydd baserad på ett lokalt initiativ.

CIT Energy Management AB var initialt involverad i en referensgrupp men beslöt att stiga av efter tidigare erfarenheter från samarbeten i Lerums kommun.



Figur 11. Baksidan av bullerskyddet och fjärrvärmeundercentralen.

Projektet realiserades, efter projektering med traditionella solfångare, och samma undercentral (från Armatec, se Figur 7) som använts i tidigare projekt, av etablerade entreprenörer och är i drift sedan 2015. Det bör dock påpekas att systemet är försett med en vattenkylare så Lerum Fjärrvärme kan stänga av anslutningen till solvärmesystemet när de inte vill använda solvärmesystemet !

1.3. Solvärme i utländska fjärrvärmesystem

Här ställs utveckling i andra länder i relation till den svenska utvecklingen ovan.

Danmark

De första danska systemen med markuppställda solfångarfält uppfördes med svensk teknik i slutet av 80-talet, dvs. samtidigt som solvärmeanläggningen i Falkenberg uppfördes. Utvecklingen i Danmark började sedan i Marstal på 90-talet och tog sedan fart på 2000-talet då man höjde skatten på naturgas vilket ledde till ökat intresse hos andra fjärrvärmebolag.



Figur 12. Solvärmeanläggning med 8 000 m² solfångare i Strandby (2008).



Figur 13. Solvärmeanläggning med 33 000 m² solfångare i Marstal (2013).

Figur 12 visar en anläggning som uppfördes i Strandby 2008 och som har många likheter med svenska anläggningar, t.ex. anläggningarna i Falkenberg (1989), Kungälv (2000) och Henån (2010). Figur 13 visar anläggningen i Marstal som uppförts i tre etapper: 8 000 m² solfångare 1996, ytterligare drygt 8 000 m² solfångare 2003 och så slutligen 15 000 m² solfångare och ett värmelager (vattenfylld konstgjord dam) på 75 000 m³ 2013.

De senaste 10 åren har det uppförts nära 100 anläggningar i befintliga danska fjärrvärmesystem. Med marknadsutvecklingen har det också skett en betydande teknik- och företagsutveckling då flera företag har konkurrerat om anläggningarna i kombination

med teknikutvecklingsprojekt med EU-stöd (t.ex. det första större värmelagret hos Mars-tal Fjernvarme).

Den positiva utvecklingen i Danmark beror på flera saker: hög användning av naturgas (speciellt kraftvärme), hög skatt på naturgas, tidvis låga elpriser (vindkraft) och krav på att minska energianvändningen (naturgas) hos energibolagen. Dessutom har danskarna (utgående från lokala förutsättningar) utvecklat stora säsongsvärmelager som ger mycket hög flexibilitet hos större värmecentraler, speciellt tillsammans med värmepumpar och elpannor.

ARCON (som köpte de svenskt utvecklade solfångarna) dominerade inledningsvis, men fick konkurrens av SUNMARK. Efter en rekonstruktion av SUNMARK är det idag ett och samma bolag ARCON-SUNMARK, som i sin tur fått konkurrens från ett finskt bolag, Savosolar med en nykonstruerad solfångare.

Då de flesta danska fjärrvärmesystemen ägs av fjärrvärmeabonnenterna (samfälligheter) har de dessutom korta beslutsvägar. Utöver de indirekta stöden ovan (skatt, krav) finns det inga direkta stöd till solvärme i Danmark.

Tyskland

De första anläggningarna uppfördes i mitten av 90-talet i anslutning till små närvärmesystem för mindre nya bostadsområden inspirerade av EKSTA första anläggningar på 80-talet. Sedan uppfördes ett par större bostadsområden i Neckarsulm (Se Figur 14) och Friedrichshafen, båda med säsongsvärmelager (utvecklingsprojekt) och båda med solfångare från ARCON och ett par olika tyska solfångartillverkare.



Figur 14. Takintegrerade solfångare i Neckarsulm (1997).

Under de senaste åren har det också uppförts anläggningar med markuppställda solfångarfält, t.ex. i ett närvärmesystem med biobränsle i Büsingen och i det befintliga fjärrvärmesystemet i Seftenberg, där de har den hittills största anläggningen med 8 000 m² markuppställda solfångare uppförts av Ritter XL.

Utvecklingen i Tyskland har skett och sker genom flera nationella utvecklingsprogram hittills med (ganska omfattande) investeringsbidrag.

Österrike

De första anläggningarna uppfördes i mitten av 90-talet i anslutning till små biobränslebaserade närvärmesystem. Den första anläggningen inspirerades av EKSTA första anläggningar på 80-talet, och precis som EKSTA fortsatt uppföra sådana system har det byggts många liknande anläggningar hos olika närvärmeaktörer i Österrike.



Figur 15. Solvärmeanläggning ansluten till fjärrvärmesystemet i Graz (2006).

De största anläggningarna är anslutna till fjärrvärmenätet i Graz. Figur 15 visar en stor anläggning med nära 8 000 m² solfångare, främst på taken på en återvinningsanläggning. Idag håller man på med förstudier och förankring för att uppföra en riktigt stor anläggning i anslutning till fjärrvärmesystemet i Graz. De flesta större projekten i Österrike har utvecklats av SOLID.

Utvecklingen i Österrike har skett och sker genom flera nationella utvecklingsprogram hittills med (ganska omfattande) investeringsbidrag.

Övriga länder

Det finns större solvärmesystem (>500 m² solfångare) i flertalet europeiska länder, främst med takmonterade solfångare. Det finns en större markuppställd anläggning i Nederländerna (SUNMARK, 7 000 m², 2010) och det har nyligen uppförts anläggningar med markuppställda solfångarfält i anslutning till fjärrvärmesystem i Varese i norra Italien (ARCON, 990 m², 2015) och Chateaubriand i Frankrike (Tyska KBB, 2 340 m², 2017).

1.4. SDH och Region Västra Götaland

Västra Götalandsregionen har varit med och initierat EU-projektet – **SDHp2m** - som handlar om att stödja utvecklingen av solvärme i när- och fjärrvärmesystem i Europa.

I anslutning till oljekriserna på 70-talet initierades forsknings- och demonstrationsmedel för att utveckla teknik som kunde minska och ersätta vårt oljeberoende. Med hjälp av experimentbyggnadslån från Byggforskningsrådet byggdes ett antal fullskaleprojekt med större solvärmesystem runt om i Sverige. Fram till början av 2000-talet uppfördes världens största solvärmesystem i Sverige med en teknik som sedan spreds framför allt till Danmark, Tyskland och Österrike.

Nämnda EU-projekt bygger på samarbete mellan olika aktörer i dessa länder för en spridning av tekniken till andra länder främst i Europa, men också till övriga delar i världen. 2010 initierades ett bredare samarbete som resulterade i EU-projektet SDH (Solar District Heating). Projektet hade tilläggspeletet "take-off" och genomfördes i samarbete med flera nationella fjärrvärmebolag inkl. EuroHeat & Power i Bryssel. Projektet förlängdes först med epitetet "plus" för att sprida information om större solvärmesystem till fler länder, och nu senast med "p2m" (policy to market). www.solar-district-heating.eu.

SDHp2m fokuserar på att stödja utvecklingen i tre regioner: **Thuringia** i Tyskland, **Styria** i Österrike och **Rhone-Alpes** i Frankrike. Dessutom finns så kallade följeregioner i Polen, Italien, Bulgarien och Sverige. Följeregionerna ska kunna dra nytta av arbetet i huvudregionerna, samtidigt som resultat från följeregionerna ger ytterligare erfarenheter relaterade till möjligheterna att öka användningen av solvärme i fjärrvärmesystem.

Västra Götalandsregionen är den svenska följeregionen. Den representerar en region med i princip när- och fjärrvärmesystem i alla städer och tätorter. Dessutom är den stora majoriteten av systemen baserade på användning av biobränsle. På så sätt finns det många likheter med Styria i Österrike. Samtidigt skiljer sig förutsättningarna i Sverige från förutsättningarna i Österrike genom att de använder mer naturgas i Österrike och att de har nationella och regionala stöd för utveckling av solvärmertilämpningar, vilket saknas helt i Sverige.

Denna rapport beskriver kortfattat bakgrunden till varför och hur Västra Götalandsregionen medverkar i EU-projektet.

2. REGION VÄSTRA GÖTALAND

Här följer in sammanfattning hur EU-projektet relaterar till den regionala strategin.

2.1. Regional strategi för tillväxt och utveckling

I stort sett alla regioner har planer och strategier för tillväxt och utveckling som bygger på de lokala förutsättningarna. Västra Götalandsregionens strategi finns dokumenterad i rapporten **"Västra Götaland 2020 – Strategi för tillväxt och utveckling i Västra Götaland 2014-2020"** som ska fungera som basen för ett regionalt utvecklingsprogram (RUP).

Rapporten kan sammanfattas som följer: "

"VÄSTRA GÖTALAND 2020 sätter ramarna för arbetet med tillväxt och utveckling mellan år 2014 och 2020 och är huvudverktyget för att, i samverkan i Västra Götaland, genomföra den gemensamma visionen om Det goda livet. Hållbar utveckling i dess tre dimensioner – den ekonomiska, sociala och ekologiska är ram för arbetet. Västra Götaland 2020 är avstämd mot svensk utvecklingspolitik och möter utmaningar och målsättningar i EU2020. I båda fallen med höga ambitioner.

VÄSTRA GÖTALAND 2020 har tagits fram i bred samverkan i Västra Götaland. Arbetet har letts av Beredningen för Hållbar Utveckling där valda representanter för kommunerna och Västra Götalandsregionen tillsammans driver strategiska utvecklingsfrågor. Ett stort antal aktörer och individer från alla delar av samhället har bidragit aktivt i arbetet med att forma strategin.

VÄSTRA GÖTALAND 2020 beskriver för var och en av de 32 frågor vi prioriterar, vad vi vill åstadkomma. Målet är att ge invånarna bästa möjliga utvecklingsförutsättningar. Vi ska vara en ledande kunskapsregion för alla, som syns och engagerar, vi tar globalt ansvar.

Gemensamt skapar vi utveckling i hela Västra Götaland."

Med det övergripande målet att "Invånarna i Västra Götaland ska ha bästa möjliga förutsättningar att utvecklas" behandlar strategin mål och indikationer inom fyra huvudområden:

En ledande kunskapsregion

En region för alla

En region där vi tar globalt ansvar

En region som syns och engagerar

Motiven till att medverka i EU-projektet SDHp2m beskrivs i det följande avsnittet. Därefter beskrivs vad som har genomförts och det resultat som har uppnåtts i ett följande kapitel.

2.2. Strategin i relation till SDHp2m

Den regionala strategin behandlar endast generella mål och indikationer när det gäller energiförsörjning, men utgår från det övergripande målet om ett samhälle med ett fossilfritt energisystem 2030.

Västra Götalandsregionens medverkan som följeregionen i EU-projektet SDHp2m har koppling såväl till inriktningen mot att "Västra Götaland ska år 2020 ses som ett föredöme när det gäller utveckling, implementering och spridning av hållbara lösningar i Sverige och Europa" som inriktningen mot "Västra Götaland ska bli mer uppskattat i och attraktivt för omvärlden."

"En region där vi tar globalt ansvar" har två inriktningsmål:

"Västra Götaland ska år 2020 ses som ett föredöme när det gäller utveckling, implementering och spridning av hållbara lösningar i Sverige och Europa."

"Invånarna i Västra Götaland ska ta ökad hänsyn till hur deras konsumtion påverkar människor och miljö, lokalt och globalt."

Då såväl Sverige som helhet och Västra Götalandsregionen, bortsett från transportsektorn, har en hög andel förnybar energiförsörjning i såväl ett europeiskt som ett globalt perspektiv, ligger fokus i den regionala strategin på att minska fossila bränslen i transportsektorn.

Västra Götalandsregionen är en region med i princip när- och fjärrvärmesystem i alla städer och tätorter. Dessutom är den stora majoriteten av systemen baserade på användning av biobränsle. Då fjärrvärmeförsörjningen redan består av en hög andel förnybar energi (biobränslen) finns det inga starka motiv att öka andelen förnybar energi (t.ex. solvärme) förrän på längre sikt då efterfrågan, och därmed priset, på biobränsle ökar. Å andra sidan är en kombination med solvärme och biobränsle intressant såväl en teknisk som ekonomiskt, såväl i ett nationellt som ett internationellt perspektiv.

Då det finns stor erfarenhet från användning större solvärmesystem inom regionen och dess omgivning, t.ex. i Falkenberg, Kungsbacka (EKSTA), Kungälv, Lerum och på Orust, finns det bra förutsättningar för en vidareutveckling. Se 3.1 Solvärme i fjärrvärmesystem.

"En region som syns och engagerar" har två inriktningsmål:

"Ett kulturliv som bidrar till aktiva och engagerade invånare i hela Västra Götaland"

"Västra Götaland ska bli mer uppskattat i och attraktivt för omvärlden"

Genom att medverka i EU-projektet exponeras Västra Götalandsregionen såväl genom föredragningar på internationella konferenser, som i artiklar i nationella och internationella tidskrifter.

3. SDH I REGION VÄSTRA GÖTALAND

Här följer en bakgrund till och en sammanfattning av vad som har genomförts inom ramen för EU-projektet.

3.1. Medverkande i SDH-projektet

CIT Energy Management AB är partner i SDHp2m uppbackad med "Letters of Support" från Region Västra Götaland, Lerums kommun, EKSTA (Kungsbackas kommunala bostadsbolag) and Svensk solenergi (Solar Energy Association of Sweden).

CIT Energy Management AB's medverkan leds av projektledare Jan-Olof Dalenbäck, professor på Chalmers tekniska högskola och sekreterare i Svensk solenergi. Svensk Fjärrvärme (Swedish District Heating Association) medverkade i tidigare SDH-projekt ("take-off" och "plus"), men gick upp i Energiföretagen (Swedenergy) tidigt i SDHp2m-projektet och tidigare kontakter, inkl. VD, valde att söka andra jobb.

Region Västra Götaland (VGR) har deltagit genom Gustaf Zettergren, ansvarig för energifrågor sedan 2014, och miljöchef sedan 2017. Gustaf har varit medförfattare till internationella publikationer för projektet och VGR var värd för ett seminarium för regionens fjärrvärmebolag 2016 och kommer att vara värd för ett större seminarium 2017. Dessutom var "Hållbar Utveckling Väst", det regionala energikontoret i Västra Götaland, en viktigt samarbetspartner i inledningen av projektet då vi genomförde kartläggningen av värmecentraler.

Lerums Fjärrvärme (Lerums kommun) har inte visat något större intresse för projektet men EKSTA har haft en aktiv roll och tagit emot flertalet studiebesök. Orust kommun har också medverkat med studiebesök i Ellös. Svensk solenergi är värd för projektets nationella hemsida, www.solar-district-heating.se.

Alla fjärrvärmeföretag och en del kommunala fastighetsbolag med bibränsleeldade värmecentraler har ingått i det nätverk som har erbjudits att medverka i SDH-projektet på ett eller annat sätt, deltagande vid seminarier, förstudier, osv. Nätverket har också bestått av erfarna konsulter och de medlemmar i Svensk solenergi vars verksamhet omfattar solvärmesystem.

3.2. Förutsättningar och planering

Redan i anslutning till projektetansökan och senare under projektets genomförande stod det klart att ägare av bibränsleeldade värmecentraler i Region Västra Götaland var den viktigaste målgruppen. Då i stort sett alla städer och tätorter har när- och fjärrvärmesystem baserade på bibränsle är alla viktiga aktörer väl förtrogna med de regelverk som kringgärdar implementering och utveckling av när- och fjärrvärmesystem.

Det finns dessutom konsulter (CIT Energy Management AB, Andersson & Hultmark Ing.byrå och Energianalys) som alla har lång erfarenhet från större solvärmesystem och det finns flera referensanläggningar i regionen. Däremot saknas det incitament och kunskap om att implementera solvärmesystem hos majoriteten kommuner och energibolag.

Projektet planerades för att fokusera på att ta fram underlag för att i slutändan kunna uppföra en eller flera utvecklingsprojekt, främst komplettering med solvärme (markuppställda solfångare och ackumulatortank i befintliga värmecentraler), som kan öka intresset för solvärme hos beslutsfattare och fjärrvärmeoperatörer.

Projektet omfattar också solvärmesystem som ansluts ute i fjärrvärmesystemen men det kräver att man också får med fastighetsbolag vilket bedömdes innebära för mycket arbete.

Projektet genomförs utgående från ovan i tre faser:

- **Kartläggning** av bibränsleeldade värmecentraler och identifiering av de som har bäst förutsättningar att komplettera med solvärme
- **Förstudier** som utreder förutsättningar att komplettera med solvärme i 5-10 när- och fjärrvärmesystem
- Projektering och uppförande av en eller flera demoprojekt inom ramen för ett **tekniskupphandlingsprojekt**

Kartläggningen har redovisats i ett nationellt seminarium och vid 4th International conference of Solar District Heating in Billund 2016 (Dalenbäck, et al, 2016). Förstudierna har redovisats vid 5th International conference of Solar District Heating in Graz 2018 (Dalenbäck och Zettergren, 2018). Förstudierna kommer sedan att presenteras vid ett nationellt seminarium i september 2018. För närvarande har ett demoprojekt identifierats, men det kommer inte att kunna realiseras förrän tidigast 2019.

3.3. Kartläggning av bibränsleeldade värmecentraler

Kartläggningen som genomfördes som ett examensarbete (Thrysøe Ekström 2016) visade att det finns mer än 100 bibränslebaserade värmecentraler i Västra Götaland.

Insamling av uppgifter om anläggningar

Det finns inte en källa med information om bibränsleeldade värmecentraler varför uppgifterna fick samlas in på två sätt. Först utvecklades ett formulär som skickades till alla kommuner som ombads fylla i information om värmecentralerna i kommunen. Speciellt de som använde bibränsle. Sedan sammanställdes den information som kunde hittas på hemsidor för medlemmar i Svenska fjärrvärmeföreningen. Därefter jämfördes de två databaserna och kompletterades med data från diverse källor. Till sist distribuerades resultatet till alla som lämnat uppgifter för kontroll och så presenterades resultaten vid ett seminarium med representanter för flera kommuner.

Värmecentraler

Sammantaget hittades >110 värmecentraler i Region Västra Götalands 49 kommuner (Se Figur 16). Antalet värmecentraler är större än antalet när- och fjärrvärmesystem eftersom det en del system har flera värmecentraler. Dessutom ingår fjärrvärmesystemen i Ale och Partille i Göteborgs fjärrvärmesystem. Sedan finns det kopplingar mellan Göteborg, Kungälv och Mölndals fjärrvärmesystem. En del system använder värme från industrier (t.ex. Stenungsund, Vänersborg and Lilla Edet), medan två små kommuner saknar när- eller fjärrvärmesystem (Sotenäs and Öckerö).



Figure 16. Kommuner i Västra Götaland.

Kartläggningen genomfördes som nämnt som ett examensarbete (Thrysøe Ekström 2016). Kartläggningen har redovisats i ett nationellt seminarium och vid 4th International conference of Solar District Heating in Billund 2016 (Dalenbäck, et al, 2016).

Det finns >40 värmecentraler som använder träflis, varav >25 ägs av kommunala bolag och övriga ägs av ESCO's (ESCO = Energy Service Companies). Det finns >35 värmecentraler som använder pellets, varav 30 ägs av kommunala bolag och övriga ägs av ESCO's). Det finns <10 värmecentraler som använder briketter, alla ägda av kommunala bolag, och det finns fyra värmecentraler med solvärme (Kungälv, Ellös, och ett par mindre).

Storleken på värmecentraler med träflis varierar från ett par MW upp till 130 MW (kraftvärme), storleken på värmecentraler med briketter varierar från 1 till 10 MW och storleken på värmecentraler med pellets, med ett undantag (100 MW) varierar från 100 kW till ett par MW.

Ägarskap

De flesta värmecentralerna ägs av kommunala bolag, men det finns också en hel del ESCO's, t.ex. Agrovärme och ett antal ganska nya aktörer, varav ett par verkade intresserade att komplettera med solvärme.

Plats för solfångare

För att kunna komplettera en befintlig värmecentral med solvärme måste det finnas lämplig plats för solfångare och en ackumulatortank. Därför behöver värmecentralernas placering identifieras som underlag för att kunna bedöma möjligheterna att placera ett solfångarfält i anslutning till desamma. Det har inte i annat än i vissa undantagsfall genomförts inom examensarbetet.

3.4. Förstudier för solvärme

Förstudierna har redovisats vid 5th International conference of Solar District Heating in Graz 2018 (Dalenbäck och Zettergren, 2018).

Introduktion

Kartläggningen av värmecentraler och anslutande information ledde bara till ökat intresse för ytterligare information om möjligheterna komplettera befintliga värmecentraler med solvärme i några enskilda fall. Därför har den initiala scanningen av potentiella värmecentraler kompletterats med egna tidigare erfarenheter om en handfull anläggningar tillsammans med kartbilder på internet.

Syftet med förstudierna är att få en första indikation om möjligheterna att komplettera mindre fliseldade värmecentraler (från 4 upp till 30 MW) med ett solfångarfält då den storleken på värmecentraler ger bäst förutsättningar att erhålla en bättre systemverkningsgrad (låg pannverkningsgrad vid delast). Sedan är det inte sannolikt att det går att finansiera större demonstrationsprojekt i ett så här tidigt skede. Anläggningar som använder briketter kan också vara intressanta, medan anläggningar som använder pellets är mindre intressanta (högre verkningsgrad vid delast), men lokala förutsättningar och visat intresse hos anläggningsägaren kan dock ändra förutsättningarna.

Förstudierna var planerade att omfatta en grov dimensionering solvärmesystemen (solfångarearea och tankvolym), möjlig placering av solfångare och ackumulatortank, tillsammans med initiala kostnadsuppskattningar. Förstudierna skulle också ta hänsyn till planerade uppdateringar av värmecentralerna (pann- eller bränslebyten) och planerade utbyggnader av fjärrvärmesystem, tillsammans med möjligheterna att sänka returtemperaturen.

Den befintliga anläggningen i Ellös - värmelast 2-3 MW, flispanna 2 MW, med 1 000 m² solfångare och 200 m³ ackumulatortank - används som en referens för nya anläggningar. Initialt var det tänkt att genomföra förstudier för Herrljunga (6 MW), Vara (10 MW), Tibro (19 MW) och Töreboda (20 MW). Följande förstudier skulle baseras enskilda kontakter med anläggningsägare.

Intresset för förstudier inom Region Västra Götaland har tyvärr visat sig vara lägre än förväntat, istället har ett antal anläggningsägare i andra regioner visat intresse. Hittills har tre förstudier genomförts: Vara (10 MW), Borensberg (4.5 MW) i Östergötland och Hemse (4 MW) på Gotland. Två förstudier pågår: Herrljunga (6 MW) och Tidaholm (15 MW). Förstudierna för Hemse (Dalenbäck, 2018a), Vara (Dalenbäck, 2018b) och Borensberg (Dalenbäck, 2017) sammanfattas i det följande.

Hemse

Värmecentralen finns på Gotland, med en mängd vindkraftverk och många mindre solvärme och solelsystem, det vill säga i en region med mer kunskap om och intresse för förnybar energi än genomsnittet. Nuvarande värmelast varierar mellan 500 kW under sommaren och 3-4 MW under kalla perioder på vintern. Värmecentralen har idag en äldre flispanna (7 MW) och två äldre oljepannor som back-up (2 x 4 MW).

Förstudien är en del i en utredning om att upprusta värmecentralen med en ny flispanna, förhoppningsvis en solvärmeanläggning och en elpanna. Den nuvarande driften av anläggningen med en för stor flispanna leder till höga temperaturer i (framledning 95 °C; returledning 50-60 °C) och därmed höga distributionsförluster, speciellt under sommaren. Därmed förväntas en ny panna leda till en något mindre värmelast när distributionsförlusterna blir lägre.



Figur 17. Värmecentral i Hemse.

Figur 17 visar en flygbild med den befintliga värmecentralen, med intilliggande åkrar där det kan gå att placera solfångare, i den östra utkanten av Hemse. Den föreslagna solvärmeanläggningen består av 3 000 m² solfångare (cirka 10 000 m² mark) och en ackumulatortank på 300 m³ som förväntas ge 1 200 MWh/år. Den årliga värmelasten är cirka 11 500 MWh/år, vilket innebär att cirka 10 % av värmelasten kommer att täckas av solvärme. En budgetkalkyl visar att solvärmeanläggningen kostar 12 MSEK och med annuitet 0,05 kommer solvärmekostnaden bli 500 SEK/MWh.

Vara

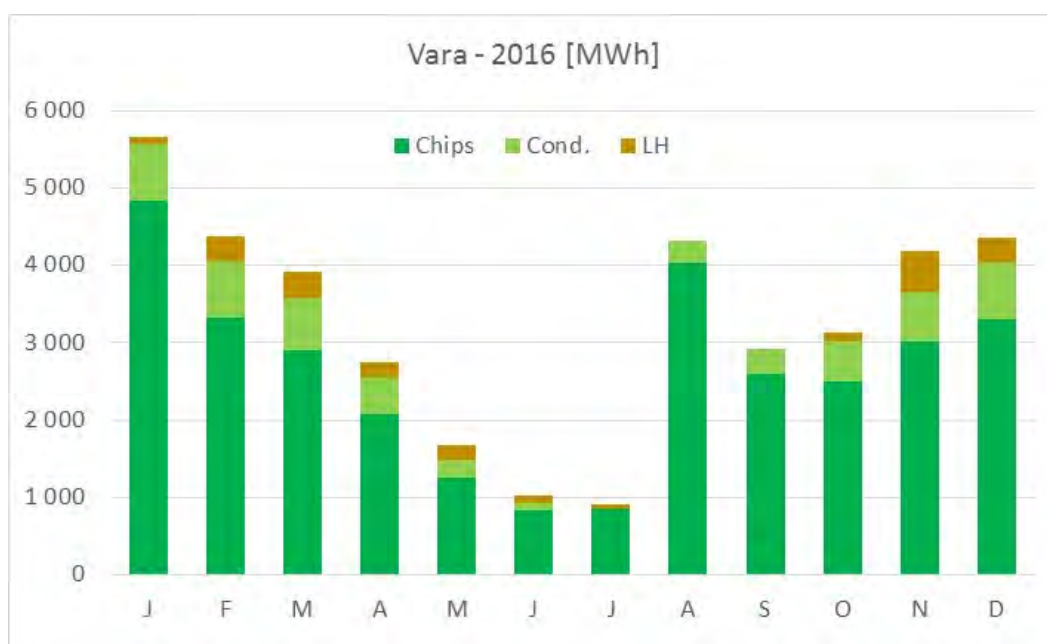
Värmecentralen ligger mitt i Västra Götaland omgiven av stora jordbruksmarker med ett par vindkraftverk. Figur 18 visar en flygbild med den befintliga värmecentralen, i ett industriområde nära markareor som skulle kunna användas för ett solfångarfält, i den södra utkanten av Vara. Värmelasten varierar mellan 1 MW under sommaren och cirka 10 MW under kalla perioder på vintern. Värmecentralen består av två äldre flispannor (5 + 6 MW) och två äldre oljepannor som back-up (4 + 6 MW).

Syftet med förstudien är att anläggningsägaren ska få en uppfattning om möjligheterna att komplettera, och förbättra värmecentralen prestanda, med en solvärmeanläggning.



Figure 18. Värmecentral i Vara.

Figur 19 visar värmelasten under 2016. De höga värmelasterna i Augusti (och September) kommer sig av att värmecentralen också värmeförsörjer en spannmålstork som används under skördeperioden. Spannmålstorken värmeförsörjs med en högre temperatur (>100 °C) än vad som krävs i fjärrvärmesystemet via egen värmekulvert. Det finns också en panna i anslutning till spannmålstorken (Lagerhuset). Detta tillsammans andra omständigheter kring värmedistributionen i Vara kan betyda att en upprustning av värmecentralen kan leda till en något lägre värmelast.



Figur 19. Värmelast i Vara. Chips = Flis; Cond. = Rök-gaskond.; LH = Lagerhuset.

Den föreslagna solvärmeanläggningen består av 5 000 m² solfångare (cirka 15 000 m² mark) och en ackumulatortank på 500 m³ som förväntas ge 2 000 MWh/år. Den årliga värmelasten är cirka 35 000 MWh/år, vilket innebär att cirka 6 % av värmelasten kommer att täckas av solvärme. Därför skulle det vara intressant att kunna uppföra en något större anläggning förutsatt att det finns tillgänglig mark. En budgetkalkyl visar att solvärmeanläggningen kostar 18,5 MSEK och med annuitet 0,05 kommer solvärmekostnaden bli 450 SEK/MWh.

Borensberg

Värmecentralen är belägen i norra Östergötland omgiven av skog. Borensberg har utvecklats i anslutning till slussar i Göta kanal. Den nuvarande värmelasten varierar mellan 300 kW under sommaren och cirka 4,5 MW under kalla perioder på vintern. Värmecentralen består av en flispanna (3 MW) och en oljepanna (5 MW) som eldas med HVO (bioolja). Syftet med förstudien är att få en första uppfattning om möjligheterna att stänga av flispannan under en period på sommaren genom att komplettera med en solvärmeanläggning.

Figur 20 visar en flygbild med den befintliga värmecentralen i ett industriområde omgivet av skog i den norra utkanten av Borensberg. Det finns två markareor i skogen nära värmecentralen och en öppen mark på ett annat ställe nära en huvudledning i värmedistributionssystemet som kan vara möjliga att använda för att ställa upp ett solfångarfält.

Den föreslagna solvärmeanläggningen består av 3 000 m² solfångare (cirka 10 000 m² mark) och en ackumulatortank på 300 m³ som förväntas ge 1 200 MWh/år. Den årliga värmelasten är cirka 16 000 MWh/år, vilket innebär att cirka 8 % av värmelasten kommer att täckas av solvärme. Därför skulle det vara intressant att kunna uppföra en något

större anläggning förutsatt att det finns tillgänglig mark. En budgetkalkyl visar att solvärmeanläggningen kostar 12 MSEK och med annuitet 0,05 kommer solvärmekostnaden bli 500 SEK/MWh.



Figure 20. Värmecentral i Borensberg.

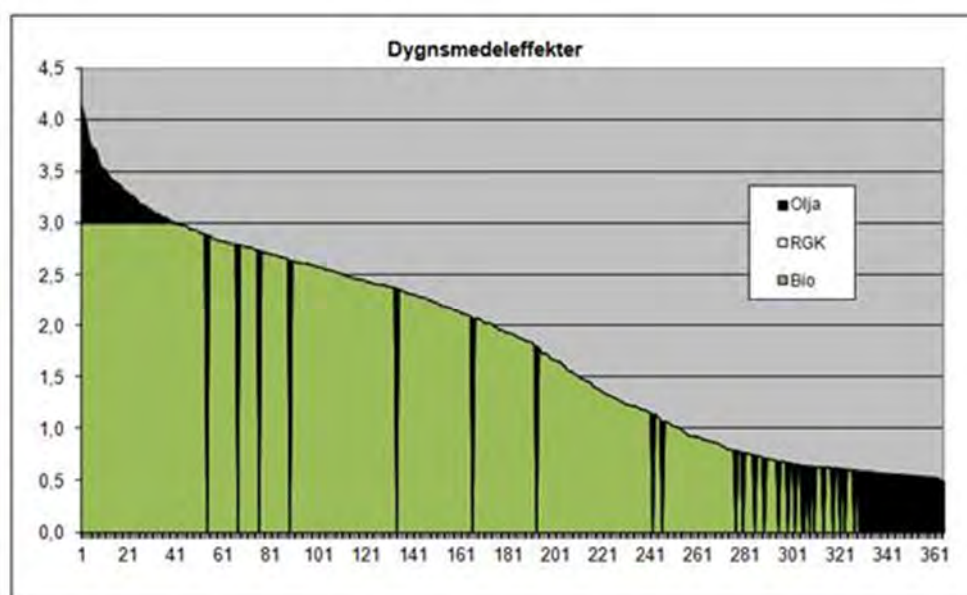


Figure 21. Värmelast i Borensberg i ett varaktighetsdiagram baserat på dygnsvärden. Bio = Flis; Olja = HVO; RGK = Rökgaskond. (används ej).

Figur 21 visar värmelasten under 2014 i ett varaktighetsdiagram. Fjärrvärmesystemet försörjer en förhållande stor andel mindre byggnader varför utnyttjningstiden (3 500 h/år) och värmeförlusterna (cirka 250 kW) är förhållandevis höga. Driftkostnaderna med flis är i storleksordningen 300 SEK/kWh, medan de är i storleksordningen 1 100 SEK/MWh med HVO. Därför är det ur ekonomiskt synvinkel mer fördelaktigt att ersätta HVO än flis med solvärme.

Jämförelse mellan värmecentralerna

Tabell 1 visar de olika värmecentralernas värmelast och föreslagen solfångararea. Alla tre anläggningarna är ganska små. Det är positivt på det sättet att det kan vara enklare att få hjälp med finansiering med en mindre anläggning, men negativt med tanke på möjligheterna att visa på lönsamhet.

Hemse och Borensberg är ungefär lika stora, men det finns stora skillnader med avseende på status och möjligheterna att hitta lämplig mark för solfångarfältet. Hemse behöver uppdateras och har lämplig mark i direkt anslutning till värmecentralen, medan Borensberg har ganska nya pannor och är omgiven av skog. Vara är 2-3 gånger större och har varken riktigt bra eller dåliga förutsättningar att komplettera med solvärme. Föreslagna solfångarareor är därför relativt sett något mindre (och kommer att ge en lägre andel solvärme) än önskvärt för såväl Borensberg som Vara. Sammantaget är förutsättningarna för att uppföra en demoanläggning bäst i Hemse, förutsatt att marken inte är för dyr och det finns möjlighet till lämplig finansiering.

Table 1. *Värmelaster och föreslagna solfångarareor.*

	Dimen. [MW]	Sommar [MW]	Last [MWh/a]	Utnytt. [h/år]	Solfångare [m ²]	Solvärme [MWh/år]
Hemse	3-4	0,5	11 500	3 300	3 000	1 200
Vara	10	1,0	35 000	3 500	5 000	2 000
Borensberg	4.5	0,3	16 000	3 500	3 000	1 200

Alla värmecentralerna har förhållandevis höga returtemperaturer under sommaren (50-60 °C). Därför bör man helst utreda möjligheterna att sänka returtemperaturerna, t.ex. bygga om någon äldre undercentral, eftersom de påverkar såväl värmeutbytet i solfångarna som ackumulatortankens storlek.

Anläggningsägare

De studerade anläggningarna har olika typer av ägare vilket leder till lite olika beslutsprocesser och sannolikt olika ekonomiska förutsättningar. Borensberg ägs och drivs av ett stort kommunalt fjärrvärmebolag, Tekniska Verken i Linköping. Hemse ägs och drivs av Gotlands Energi (GEAB), som i sin tur ägs av Vattenfall (75 %) och Region Gotland

(25 %). Vara ägs och drivs av ett litet företag som ägs av Vara Energi ek.förening., det vill säga av de som utnyttjar fjärrvärmen i Vara (på ett motsvarande sätt som merparten danska anläggningar).

Ekonomiska överväganden

Det finns olika sätt att presentera ekonomin för den här typen av anläggningar. Här har kostnaden för solvärme beräknats med hjälp av en budgetkalkyl avseende anläggningskostnaden, uppskattat värmeutbyte ett typiskt år och annuitet 0,05. Solvärmekostnaden kan sedan ställas i relation till den nuvarande driftkostnaden (Drift & underhåll och bränslekostnad).

Den uppskattade solvärmekostnaden enligt ovan (här 450-500 kr/MWh) ligger då cirka 50 % över en typisk driftkostnad (250-300 kr/MWh) med en flispanna, men är endast hälften av vad det kostar att använda HVO i Borensberg. Men solvärmen resp. HVO svarar bara för 5-15% av värmelasten, vilket med 10 % innebär att den totala driftkostnaden t.ex. blir $0,10 \times 500 + 0,9 \times 250 = 275$ kr/MWh (+10%) med solvärme och $0,10 \times 1\,000 + 0,90 \times 250 = 325$ kr/MWh (+30%) med HVO.

Den främsta anledningen till att det krävs någon form av investeringsstöd är det faktum att en solvärmeanläggning är något nytt som per automatik förknippas med ett risktagande.

3.5. Teknikupphandling

Den ursprungliga tanken var att få minst fem anläggningsägare intresserade att uppföra en solvärmeanläggning. I det fallet skulle man kunna initiera en teknikupphandlingstävling (i samarbete med Energimyndigheten) där man tog in anbud från flera aktörer för att uppföra en anläggning där den aktuella anläggningsägaren får ett investeringsbidrag. Den första anläggningen utvärderas (tekniskt och ekonomiskt) och sedan bestämmer man hur man går vidare med de övriga anläggningarna beroende på resultatet av utvärderingen.

Då projektets två första faser (kartläggning och förstudier) i princip endast lett till en intresserad anläggningsägare finns det egentligen inget underlag för att initiera en teknikupphandling. Däremot kan det finnas en möjlighet att uppföra anläggningen som en demonstrationsanläggning med upp till 30 % investeringsbidrag (genom Energimyndigheten). För närvarande utreds markfrågan och möjliga investeringsbidrag för ett uppförande av solvärmeanläggningen under 2019 eller 2010.

3.6. Resultatspridning

Resultatet av kartläggningen (som genomfördes under 2016) har distribuerats till 50-talet regionala aktörer (kommuner, energibolag, m.fl.) i Västra Götaland med en inbjudan till ett seminarium i Alingsås hösten 2016. Vid seminariet presenterades erfarenheter från tidigare svenska anläggningar tillsammans med den danska utvecklingen och SDH-projektet. Inbjudan drog 20-talet deltagare, främst av nyfikenhet, men det var egentligen bara en aktör som visade intresse att medverka i en förstudie.

Projektet liksom den danska utvecklingen har också presenterats på en hemsida – www.solar-district-heating.se - och i artiklar i populärvetenskapliga tidskrifter (Energimagasinet och Fjärrvärmetidningen).

Förstudierna (som genomförts under 2017) har därför fått initieras genom att ett antal aktörer med värmecentraler med potential att kompletteras med solvärme ringts upp och genom att projektet kontaktats av några intresserade aktörer utanför Västra Götaland. Förstudierna ledde sedan till att en aktör deltog vid SDH-konferensen i Graz i april 2018.

Resultaten från förstudierna och utvecklingen inom SDH-projektet kommer nu att presenteras vid ett seminarium i Kungsbacka i september 2018.

4. ERFARENHETER INFÖR FRAMTIDEN

Det första demonstrationsanläggningarna uppfördes under gynnsamma ekonomiska förutsättningar under en tid (80-talet) med stort fokus på att minska beroendet av olja i våra fjärrvärmesystem.

Med nära obegränsade biobränsleresurser, främst restprodukter från skogsindustrin, utvecklades användningen av biobränsle i våra fjärrvärmesystem väldigt positivt. Befintliga värmecentraler konverterades från olja till biobränsle och nya när- och fjärrvärmesystem etablerades utgående från låga bränslepriser.

Saknas incitament

Kartläggningen av värmecentraler i Västra Götaland visar att det i stort sett finns ett när- eller fjärrvärmesystem baserat på biobränsle i alla tätorter och städer. Då biobränsle betraktas som förnybar finns det inga starka incitament att introducera andra förnybara alternativ som solvärme. Då är det enklare att elda bio-olja i en panna för att göra sig fri från den fossila oljan som behöver användas vid rengöring av biobränslepannorna och som reserv vid låga utetemperaturer.

För att denna situation ska ändras krävs det nog att efterfrågan på biobränsle (i andra användningsområden än när- och fjärrvärme) ökar så mycket att priserna på biobränsle ökar väsentligt. Det är (för) få som inser att det kan bli en realitet.

Denna utveckling står i stark kontrast till utvecklingen i flertalet andra länder där naturgas är etablerad och tillgången på biobränsle är betydligt mindre (och dyrare).

Projektets genomförande

SDH-p2m har fokuserat på att utveckla ramverk för att introducera fjärrvärme med solvärme i tre olika regioner. Sådana ramverk saknas i flertalet europeiska regioner utom i Sverige (och Danmark) med en hög andel fjärrvärme (>50% av ländernas värmebehov).

Som SDH-p2m genomförts i Västra Götaland har det främst handlat om att sprida information och öka kunskapen om möjligheterna att komplettera biobränsle med solvärme. Kombinationen kan då leda till högre pann- och systemverkningsgrad, minskad mängd biobränslen och minskade transporter av biobränsle, samtidigt som detta med dagens pris och tillgång på biobränsle inte upplevs som problem.

Projektet har inte kunnat erbjuda något ekonomiskt stöd annat än till förstudier varför aktörerna måste ta egna initiativ (lägga egen tid) i de fall de skulle vara intresserade att uppföra en solvärmeanläggning.

För ett större intresse för solvärme krävs nog att regionen upprättar ett program och erbjuder investeringsbidrag. Problemet är då att inte heller regionen ser ett behov att utveckla solvärme.

Projektet har dessutom genomförts under en period då allt solenergifokus ligger på solceller, såväl nationellt som regionalt och kommunalt och hos olika energibolag. Det är till skillnad från solvärme, en ny teknik med förmånliga stöd och en teknik som betraktas som energieffektivisering ur ett fastighetsperspektiv (med stöd i BBR).

Möjlig framtida utveckling

Det kan vara att energibolagen (fjärrvärmebolagen) själva ser en möjlighet att förbättra sina lokala marknadsförutsättningar gentemot lokala uppvärmningsalternativ (som värmepumpar).

De kan använda solvärme i sin marknadsföring. Ett exempel är Ystad Energi som installerat en solvärmeanläggning på Ystad Arena (när alla andra monterar solcellsanläggningar) och hävdar att solvärmeanläggningen betalar sig utan investeringsbidrag. De har dessutom fått priset "Årets anläggning" som delas ut av Svensk solenergi.

<https://www.svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2018/arets-solenergipriser-till-ystad-energi-och-joakim-widen>



Figure 21. Solfångare från Savosolar på Ystad Arena.

Det finns exempel på större fjärrvärmebolag säljer sin andel förnybar energi till större kunder, på motsvarande sätt som elbolag säljer specificerad elenergi (t.ex. vindkraft) till sina kunder. Det skulle de också kunna göra med solvärme.

De kan också hjälpa potentiella fjärrvärmekunder att hitta lösningar där kunderna kan kombinera solvärme med fjärrvärme.

REFERENSER

- Dalenbäck, J-O. et al (2013) **Solvärme i fjärrvärmesystem**. Rapport 2013:26. Fjärrsyn, Svensk fjärrvärme.
- 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**. Paper presented at the 2nd International conference on Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu
- Dalenbäck, J-O (2015) **Solar District Heating in Europe - Swedish Project Activities**. SDHplus, WP3 Case Studies for changeover to SDH. www.solar-district-heating.eu
- Dalenbäck, J-O, et al (2016) **Feasibility for SDH in Region Västra Götaland**. 4th International conference of Solar District Heating. Billund, DK. www.solar-district-heating.eu
- Dalenbäck, J-O (2017). **Solvärme i Borensberg**. Förstudie för Tekniska Verken, Linköping inom ramen för EU-projektet SDHp2m. CIT Energy Management AB, Göteborg.
- Dalenbäck, J-O (2018a). **Solvärme i Hemse**. Förstudie för GEAB inom ramen för EU-projektet SDHp2m. CIT Energy Management AB, Göteborg.
- Dalenbäck, J-O (2018b). **Solvärme i Vara**. Förstudie för Vara Energi Värme AB inom ramen för EU-projektet SDHp2m. CIT Energy Management AB, Gothenburg.
- Dalenbäck, J-O and G. Zettergren (2018) **Feasibility Studies for SDH in Region Västra Götaland**. 5th International conference of Solar District Heating. Graz, AT. 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.
- Lind, J. and M. Nordmark (2012) **Solvärme för en skola i Lerum**. BSc thesis 2011:19, Building Services Engineering, Energy and Environment, Chalmers University of Technology.
- Nielsen, C. K., M. Haegermark and J-O. Dalenbäck (2014). Analyses of a Novel Solar District Heating System. **Proceedings Eurosun 2014**, Aix-Les-Bains, France.
- 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
- Thrysøe Ekström, L (2016) **Feasibility for Solar District Heat in Region Västra Götaland**. MSc thesis BOMX02-16-150, Building Services Engineering, Civil and Environmental Engineering, Chalmers University of Technology.
- Västra Götaland 2020 – Strategi för tillväxt och utveckling i Västra Götaland 2014-2020**. Västra Götalandsregionen www.vgregion.se/ (hämtad 2018-06-06)

Blank page