



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

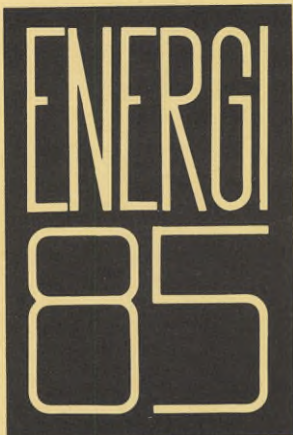
R148:1984

Solvärmesystem med årslagring

**Enno Abel
Jan-Olof Dalenbäck
Torbjörn Jilar**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	<i>Se</i>

*K
Pdt*



Byggeforskningsrådet

R148:1984

SOLVÄRMESYSTEM MED ÅRSLAGRING

Enno Abel
Jan-Olof Dalenbäck
Torbjörn Jilar

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 830074-3
från Statens råd för byggnadsforskning till Enno Abel,
Göteborg.

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

R148:1984

ISBN 91-540-4217-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

Byggforskningsrådets förord.

Målet för forsknings- och utvecklingsinsatserna inom solvärmeområdet var enligt proposition 1978/79:115 och proposition 1980/81:90 att de från i huvudsak mitten av 1980-talet skulle kunna ge underlag i tekniskt och ekonomiskt hänseende för skilda beslut rörande införande av solvärme i olika systemlösningar och systemkombinationer. Inriktningen av eventuella fortsatta forsknings- och utvecklingsinsatser inom området samt möjligheterna att på sikt ersätta olja med solenergi - direkt eller indirekt (naturvärme) - ingick också i målsättningen. Metoder för värmelagring över långa tidsperioder är av stor betydelse för möjligheterna att utnyttja solvärme för byggnadsuppvärmning. Värmepumpar och olika typer av värmeavgivningssystem som är anpassade till låga temperaturer ingår i många systemlösningar. Oljeersättningsdelegationens arbetsgrupp för solvärme bedömde (Ds I 1980:10) att ett införande av solvärme, värmepumpar och energilager om 10 TWh netto år 1990 och 30-35 TWh netto år 2000 skulle kunna uppnås.

Industridepartementet har uppdragit åt statens råd för byggnadsforskning att göra en samlad utvärdering av insatserna inom solvärmeområdet. Arbetet med utvärderingen av den nya energitekniken har letts av en styrgrupp bestående av:

Ingrid Munro, föreståndare, BFR, ordförande; Leif Bernegård, avdelningsdirektör, statens naturvårdsverk; Ingvar Ö Andersson, avdelningsdirektör, statens energiverk (från 84-01-01); Enno Abel, professor, installationsteknik, CTH; Stefan Sandesten, avdelningsdirektör, Byggnadsstyrelsen; Lars Bern, VD, ÅF Energikonsult AB; Kirtland Mead, Ph.D., MAC Management Analysis Center; Ola Nyqvist, jur. Dr, BFRs vetenskapliga nämnd (adjungerad). Därutöver har professorerna Thore Berntsson, CTH, Bernt Bäckström, CTH, samt Lennart Thörnqvist, LTH, deltagit i styrgruppens arbete.

Denna rapport utgör en expertrapport som bildar underlag till huvudrapporten Energi 85 - Energianvändning i bebyggelse (G26:84).

Stockholm i augusti 1984

Byggforskningsrådet.

INNEHÅLL

1	INLEDNING	1
2	BYGGDA SVENSKA ANLÄGGNINGAR	5
3	UTVÄRDERINGSRESULTAT FRÅN INGELSTAD- OCH LAMBOHOVANLÄGGNINGEN	9
3.1	Mätresultat och praktiska erfarenheter	9
3.2	Extrapolering av mätresultaten	10
4	SYSTEMTEKNISK DIMENSIONERING	16
4.1	Värmedistribution	16
4.2	Värmelagring	18
4.3	Solfångarsystem	20
5	EKONOMISK ANALYS	23
5.1	Beräkningsförutsättningar	23
5.2	Värmeproduktionskostnad	31
	REFERENSER	34

SOLVÄRMESYSTEM MED ÅRSLAGRING

1

INLEDNING

Solen är den värmekälla på vilken allt liv på jorden baseras direkt eller indirekt. Det är balansen mellan solinstrålningen till jorden och värmeutstrålningen från jorden som leder till att jordens klimat ligger inom ett för liv lämpat temperaturområde. Solinstrålningen absorberas av jordytan och i molnen. Den instrålade energin fångas således upp av en totalt sett mycket stor mottagande yta.

Solinstrålningens intensitet, uttryckt exempelvis som instrålad energimängd per dygn och horisontell ytenhet, varierar under året med åtföljande variation i dygnets medeltemperatur. I nordliga länder, som Sverige, blir solinstrålningen så begränsad under en stor del av året, att utetemperaturen hamnar långt under vad som är tolererbart i våra byggnader. Dessa måste därför värmas under den kalla årstiden. I Sverige åtgår cirka 150 TWh/år för denna uppvärmning.

Man kan med olika tekniska åtgärder kraftigt minska byggnadernas behov av tillskottsvärme. Inom den senaste 10-årsperioden har utvecklingen inom det byggtkniska området starkt styrts av kravet att byggnadernas behov av tillskottsenergi måste vara litet. Inom byggnadssektorn har detta i första hand skett genom ökad isolering, förbättrad täthet och förbättrat tekniskt genomförande av byggnadskonstruktionen. I byggnader med högre krav ifråga om ventilation inom exempelvis industri-, sjukhus- och kontorsområdet har genom värmeåtervinningssystem och effektivare användning av ventilationsluften värmebehoven sänkts mycket kraftigt.

Då det gäller husets byggnadstekniska utformning har betydande forsknings- och utvecklingsinsatser lagts ned på att utveckla metoder för att öka byggnadens förmåga att tillgodogöra sig solinstrålning på ett nyttigt sätt, för att ytterligare minska byggnadernas behov av tillskottsvärme. Den svårighet man då möter är att detta måste ske utan att rumsklimatet blir besvärande under de perioder då byggnaden har ett värmeöverskott. Med den isoleringsgrad som gäller för nybyggnationen, kan det vara fråga om en ganska stor del av året. Det finns dock idag väl genomtänkta lösningar för detta s k passiva utnyttjande av solvärme. Det är för varje enskilt nybyggnadsprojekt väsentligt att möjligheterna till passivt solvärmeutnyttjande tas tillvara så långt som möjligt. Man torde också kunna räkna med att tekniken härför kommer att alltmer ingå som en naturlig del av projekteringen och byggandet av nya hus. Forskningen och utvecklingen inom detta område är därför av stor vikt för nybyggnationen och även för vår konkurrenssituation vid export av byggtknik och byggtkniskt kunnande. När det gäller befintliga hus emellertid är möjligheterna att tillämpa passiv solvärmeteknik i praktiken mycket begränsade.

Nya byggnader är redan idag så välisolerade att behovet av värmetillskott för värming är relativt litet, och utvecklingen torde gå mot ännu mindre uppvärmningsbehov. Vidare kommer åtminstone i Sverige nybyggnationen att bli begränsad under ganska många

är. Sett mot Sveriges totala värmebehov torde därför det sammanlagda tillskottet från medvetet passivt solvärmeutnyttjande bli förhållandevis litet åtminstone före sekelskiftet. Syftet med föreliggande skrift är att lämna synpunkter på solvärmetekniken som en del i Sveriges totala värmeförsörjningsbild i ett tidsperspektiv som sträcker sig fram till år 2000 eller 2010. I en diskussion med detta syfte är den passiva solvärmen av underordnat intresse. Framställningen måste istället inriktas på system som kan tillämpas i befintliga byggnader och i kombination med konventionella värmesystem. Därmed kommer man in på de s k aktiva systemen, dvs de system som genom speciell utrustning (solfångare, värmetransportsystem och ev värmelager) gör solvärmets tillgängligt för byggnadens värmesystem. Endast de aktiva systemen kommer att behandlas i det följande.

Solvärmetekniken skiljer sig från konventionell uppvärmningsteknik i tre grundläggande avseenden

1. Värmekällan, solinstrålningen, innehåller liten effekt per ytenhet. Det krävs stora ytor för uppfångningen av energi med åtföljande stora distributionssystem för insamling av densamma.
2. Värmealstringen sker vid en temperaturnivå som ligger i närheten av den undre gränsen vid vilken värme är användbart. Det finns nästan inget utrymme för temperaturförluster i systemet och möjligheterna att tillgodose temperaturkrav på nyttjarsidan är starkt begränsade.
3. Värmet finns huvudsakligen tillgängligt vid en annan årstid än då värmebehov föreligger. Endast genom utnyttjande av värmelagringsteknik kan annat än marginella värmetillskott nyttiggöras.

Samtliga dessa tre punkter ger tekniska och ekonomiska svårigheter vid ett praktiskt genomförande. Söker man analysera de här svårigheterna ser man att det är två artskilda problem som måste övervinnas. Dels är det fråga om ny teknik i form av solfångare och lagringsutrustning, dels är det fråga om hantering av den konventionella vvs- och reglerteknik som krävs för att åstadkomma ett fungerande system. Forsknings- och utvecklingsinsatserna har både i Sverige och internationellt inriktats starkt på utveckling av solfångarsidan och lagringstekniken. Man har här idag kommit ganska långt, t ex finns idag i Sverige solfångarlösningar, som är mycket löftesrika såväl i fråga om teknisk funktion som kostnadsnivå. Däremot har det funnits en tendens att undervärdera de problem som är förbundna med den i grunden konventionella delen i en solvärmeanläggning, dvs de rörsystem, pumpar och reglertekniska lösningar som krävs. Ett tungt vägnat resultat av de svenska experimentbyggnadsprojekten inom solvärmeområdet är att denna konventionella del är ekonomiskt och funktionsmässigt av avgörande betydelse för möjligheterna att praktiskt tillämpa solvärmeteknik annat än i experimentanläggningar. Det finns anledning att starkt poängtera att man måste ställa mycket höga krav på den som projekterar en solvärmeanläggning. Projektörer måste ha de kunskaper som krävs för en noggrann funktionsanalys av såväl alternativa huvudsystemlösningar som olika detaljlösningar av delsystem. Det krävs också en långt driven ekonomisk medvetenhet med förmåga att inlemma tekniska och ekonomiska optimeringar som en naturlig del i projek-

teringsarbetet. Generellt är en strävan efter långt driven enkelhet i systemuppbyggnaden en grundläggande förutsättning för att solvärmnet skall närma sig en praktiskt acceptabel kostnadsnivå. I huvudsak saknas ännu den nödvändiga kompetensen på projekterings- sidan.

Solvärmesystemens känslighet för temperaturnivån ställer speciella krav på systemets utformning och funktion. En del av härmed sammanhängande svårigheter kan tekniskt övervinnas genom att i systemet inlemma en eller flera värmepumpar som gör det möjligt att gå förbi temperaturproblemet. Ur solvärmeteknisk synpunkt är dock kombinationen med värmepump mycket tveksam. Systemet blir helt beroende av att tekniskt arbete, normalt i form av elektrisk energi, tillförs. Solvärmesystemet blir ur teknisk och ekonomisk synpunkt inte ett självständigt system utan en värmekälla för värmepumpen. Som sådan måste den kunna konkurrera ekonomiskt med andra tänkbara värmekällor som mark eller uteluft. Värmepumpen minskar incitamentet för att utveckla den för solvärmeteknikens genomförande så viktiga lågtemperaturtekniken i solvärmesystemen. Det finns därmed anledning att distinkt skilja mellan solvärmesystem med värmepump och sådana utan. Det är de senare som är i första hand intressanta ur solvärmeteknisk synpunkt. Ur värmepumpsteknisk synpunkt däremot, kan vissa lösningar med solvärmean- knytning av förångarens värmeförsörjning vara tänkbara. Då är det emellertid inte fråga om egentlig solvärmeteknik utan om varianter inom ramen för värmepumpens praktiska tillämpning.

Det föreligger en grundläggande teknisk och ekonomisk artskillnad mellan solvärmesystem med årslagring och utan årslagring av värme. Även här bör man göra en distinkt åtskillnad mellan systemen. Huvudskälet härtill är givetvis att endast systemen med årsvärme- lager är aktuella för husvärmning.

Med det här sagda som bakgrund är det naturligt att indela de aktiva solvärmesystemen enligt följande.

	utan säsongslagring	med säsongslagring
Utan värmepump	<ul style="list-style-type: none"> ● Tappvattenberedning ● Torkprocesser i jordbruket ● Simbaduppvärmning 	<ul style="list-style-type: none"> ● Rumsuppvärmning 1 Vattenmagasin i: <ul style="list-style-type: none"> - ovanjordstank - markgrop - bergrum 2 Saltsmälta
Med värmepump	(En konventionell värmepumplösning som blir oekonomisk om den belastas med solvärmeteknik)	<ul style="list-style-type: none"> ● Rumsuppvärmning 1 Vattenmagasin i: <ul style="list-style-type: none"> - ovanjordstank - markgrop - bergrum - grundvatten - sjöar 2 Markmagasin i: <ul style="list-style-type: none"> - lera - berg

I det följande koncentreras framställningen på solvärmesystem som kan svara för byggnaders uppvärmning och då givetvis även för dessas varmvattenberedning. Det är därmed endast system med årslager som behandlas. Med hänsyn till vad som ovan sagts om värmepumpar i solvärmesystem medtas här inte heller system med naturvärmelager i mark och vatten då detta förutsätter värmepump. Här behandlas således endast renodlade solvärmesystem med säsongslagring i anlagda vattenmagasin och system med värmepump i kombination med solfångare och anlagda vattenmagasin. Dessa system är medtagna då de, åtminstone principiellt, skulle kunna byggas upp även utan värmepump och därför ändå kan ses som en variant av renodlad solvärmeteknik.

Det finns idag 4 svenska solvärmearnläggningar utrustade med stora vattenmagasin för säsongsvärmelagring.

Den först byggda är Studsviksanläggningen som är ansluten till en mindre kontorsanläggning. Den kan betraktas som en småskalig prototypanläggning och togs i drift år 1979. Erfarenheterna från projektering, byggnation och idrifttagning av anläggningen gav värdefull näring åt den tidiga svenska teknikutvecklingen på området.

De näst därpå byggda anläggningarna är Ingelstad- och Lambohov-anläggningarna. De togs i drift år 1979 respektive 1980 och kan sägas representera halvskalan i den meningen att omkring 50 småhus är anslutna till respektive anläggning. Under de 4 år som anläggningarna nu har varit i drift har en stor mängd erfarenheter av både praktisk och systemteknisk art vunnits. Många av dessa erfarenheter hade aldrig fåtts om anläggningarna hade byggts i mindre skala eller om mindre anläggningsdelar separat hade studerats. En väsentlig del av de storskaliga experimentbyggnadsprojektens erfarenhetsvärde ligger just i att de sammansatta systemens funktion kan studeras såsom har gjorts i Ingelstads- och Lambohov-anläggningen. Den senast byggda anläggningen är Lyckeboanläggningen som togs i drift år 1983. Den är ansluten till 550 småhus och lägenheter och får i det här sammanhanget representera fullskalan. Man har här fått erfarenheter från projektering, upphandling, byggnation och idrifttagning av en anläggning med ett mycket stort solfångarsystem och ett mycket stort underjordiskt vattenmagasin för värmelagring. Drifterfarenheter av mer allmänt intresse fås först om ett par år, och då kanske främst för det stora vattenmagasinet vars termiska jämvikt med omgivande markvolym då är uppnådd.

Anläggningarnas geografiska placering visas i Fig 2.1.

I Tabell 2.1 redovisas huvuddata för de 4 anläggningarna, sådana de presenterades vid projekteringsstarten. Det ska redan här framhållas att man avsiktligt valt principiellt skilda tekniska lösningar, för att under den första utvecklingsperioden få en någorlunda mångsidig information om olika systems och komponenters utvecklingspotential. Detta har inneburit att man fått ge avkall på en önskvärd optimering av anläggningarnas utformning och ekonomi.

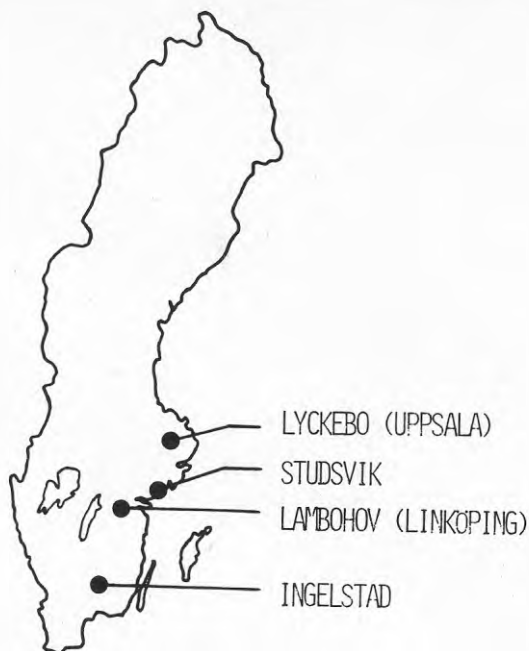


Fig 2.1 Svenska solvärmeanläggningar utrustade med stora vattenmagasin för säsongsvärmelagring

Som redan nämnts i inledningen är den här framställningen koncentrerad på renodlade solvärmesystem med säsongsvärmelagring i vattenmagasin och på system med värmepump i kombination med vattenmagasin. Ingelstadanläggningen och Lyckeboanläggningen är båda exempel på den förra medan Lambohovanläggningen är ett exempel på den senare systemvarianten. Dessa båda varianternas systemtekniska uppbyggnad visas principiellt i Fig 2.2. I det följande kallas systemvarianterna för "Ingelstadkonceptet" respektive "Lambohovkonceptet". Alla resonemang omkring systemteknisk funktion bygger på dessa systemtyper och deras uppbyggnad. En del värmetekniska resultat hämtade från de verkliga anläggningarna har utnyttjats vid extrapoleringar till större anläggningar. Av den anledningen återges i följande avsnitt en del viktigare utvärderingsresultat från Ingelstad- och Lambohovanläggningen.

TABELL 2.1 TEKNISK JÄMFÖRELSE VID PROJEKTERINGSTILLFÄLLET.

Projekt		Studsvik	Lambohov	Ingelstad	Lyckebo
Beläget utanför		Nyköping	Linköping	Växjö	Uppsala
Värmelagrets volym	m ³	640	10 000	5 000	100 000
Lagringskapacitet	MWh/år	19	750 ¹⁾	300	5 500
Temperatur i lagret	°C	70/30	70/5	95/40	90/40
Lagrets utförande		Markgrop	Nedsprängd cylindrisk tank	Cylindrisk betongtank ovan mark	Cylindriskt bergtrum med bergkärna i mitten
Dimensioner	m	H D d 6 16 6	H D 12 32	H D 8 28	H Di Dy 30 35 75
Värmeisoleringsväggar	mm	400 mineralull	250 lättbetongmur 750-1200 cementbunden Leca	100 Foamglas 920 mineralull	-
botten		400 mineralull	~ 1200 lättbetong	320 Foamglas	-
tak		400 polyuretan	400 polyuretan	100 Foamglas 900 mineralull	-
Vattentätt skikt		butylgummiduk	butylgummiduk	betong	-
Värmer upp		500 m ² kontorsbyggnad	55 radhus	52 småhus	350 småhus + 200 lägenheter
Täckt årsbehov	%	100	100 ¹⁾	50	100 ²⁾
Dimen temperatur i distributionssystem	°C	> 30	55/25	80/50	80/50
Värmedium i husen		luft	luft	vatten	vatten
Solfångare		Koncentrerande (CPC) på tanklocket som följer solen	Plana på hustaken	Paraboliska koncentrerande på marken, följer solen	Plana på marken
Yta	m ²	120	2 900	1 300	4 300
Lutning		25°	55°	35°	42°
Värmepumpar elektrisk effekt	kW	-	156 för uppvärmning 29 för varmvatten	-	-
Tid för byggande och installationer	månader	6	18	13	20
Stöd från BFR	Mkr	1	13	8	17
Ägare		Studsvik Energiteknik AB	AB Östgötabyggen Linköping	Växjö kommun	Uppsala Kraftvärme AB

1) inkl värmepumpar 2) 85 % simuleras med elpanna

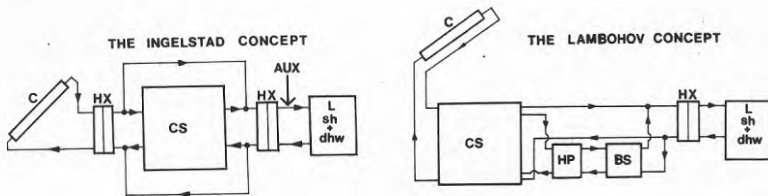


Fig 2.2 Principiell systemteknisk uppbyggnad för en solvärmeanläggning utan värmepump (Ingelstadkonceptet) och en anläggning med värmepump (Lambohovkonceptet). (Från /1/.)

UTVÄRDERINGSRESULTAT FRÅN INGELSTAD-
OCH LAMBOHOVANLÄGGNINGEN

Under driftsäsongerna 1981-1983 har omfattande och inträngande systemtekniska och energitekniska studier av Ingelstad- och Lambohovanläggningen genomförts. Uppföljningens tyngdpunkt har därvid legat på systemfunktionen hos anläggningarna som helhet. Vid bearbetningen av mätresultat och hanteringen av vunna erfarenheter har större vikt lagts vid allmänna slutsatser och solvärmeteknik av aktuellt slag som kan dras ur forskningsresultaten än vid de båda anläggningarna som sådana. I det följande ges först en kortfattad systembeskrivning och en sammanfattning av viktigare mätresultat samt praktiska erfarenheter från anläggningarna. Tyngdpunkten i resten av framställningen ligger på en mer allmänt inriktad extrapolering av mätresultaten.

3.1 Mätresultat och praktiska erfarenheter

Lambohovanläggningen dimensionerades för att kunna täcka 100 % av årsvärmebehovet för rumsuppvärmning och tappvarmvatten hos de 55 anslutna radhusen. Anläggningen är utrustad med 2700 m² plana, takintregerade solfångare och har ett värmelager i form av en 10000 m³ cylindrisk markgrop med värmeisolering. Värmepumpar finns installerade både för rumsuppvärmning och för tappvarmvatten. Den totala anläggningskostnaden ligger på 22 MKr i 1985 års prisnivå. Här i ingår värmelagret med 7,9 MKr, solfångarsystemet med 4,6 MKr och VVS-utrustning inklusive värmepumpar med 5,5 MKr.

För Lambohovanläggningen uppmättes driftåret 1983 följande resultat:

- 2900 MWh (1072 kWh/m²) global solinstrålning mot solfångarplanet (nära genomsnittsår) och 1070 MWh (397 kWh/m²) solvärmeutbyte, dvs 37 % säsongsverkningsgrad för hela solfångarsystemet
- 395 MWh lagervärmeförlust, dvs 37 % av solvärmeutbytet och 675 MWh solvärme kvar för distribution efter värmeförlust
- 280 MWh elförbrukning
- 100 % täckning av husens årsvärmebehov

Som helhet överensstämmer driftresultaten väl med projekteringsresultaten frånsett lagervärmeförlusten som är 2 gånger större än beräknat.

Ingelstadanläggningen dimensionerades för att med solvärme täcka 50 % av årsvärmebehovet hos de 52 anslutna småhusen. Anläggningen är utrustad med 1320 m² koncentrerande, fristående solfångare och har ett värmelager i form av en 5000 m³ cylindrisk, fristående tank med värmeisolering. Den totala anläggningskostnaden ligger på 16,4 MKr i 1985 års prisnivå. Här i ingår värmelagret med 5,4 MKr, solfångarsystemet med 6,0 MKr och VVS-utrustningen med 1,6 MKr.

För Ingelstadanläggningen uppmättes driftåret 1982 följande resultat:

tat:

- 833 MWh (670 kWh/m^2) direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet (genomsnittsåret) och 247 MWh (200 kWh/m^2), solvärmeutbyte, dvs 30 % säsongsverkningsgrad för hela solfångarsystemet
- 120 MWh lagervärmeförlust, dvs 130 MWh solvärme kvar för distribution efter värmeförlust
- 14 % täckning av husens årsvärmebehov

Överlag är driftresultaten väsentligt sämre än projekteringsresultaten. Skillnaderna beror huvudsakligen på en lägre direkt solinstrålning, en lägre solfångarverkningsgrad och en högre tankvärmeförlust än vad som bestämdes vid projekteringen.

Högst skiftande erfarenheter har vunnits när det gäller den rent systemtekniska driften och utformningen av de båda anläggningarna. I Ingelstadanläggningen har man haft relativt små problem som här rör från själva driften och valet av system, samt samverkan mellan solfångare, lager och distributionssystem. I Lambohovanläggningen har man däremot haft en hel del problem i dessa avseenden. Anläggningen var från början utformad så att samma vatten cirkulerade i alla systemkretsar, från solfångarna genom värmelagret och värmepumparna till värmeväxlarna i husen. Systemutformningen visade sig vålla en rad svårhanterliga problem för systemfunktionerna. Hög korrosionsrisk och bakteriebeläggningar samt luft i rörsystemen blev resultatet. För att komma till rätta med problemen gjordes en genomgripande ombyggnad av anläggningen år 1982 då bl a en del regler- och rörsystem ändrades och husens uppvärmningskretsar avskiljades från övriga kretsar med hjälp av värmeväxlare. Det är anläggningens systemtekniska uppbyggnad efter ombyggnaden som visas i Fig 2.2. Den har alltsedan ombyggnaden fungerat tämligen väl.

3.2 Extrapolering av mätresultaten

Som inledningsvis antytts har utvärderingsarbetet inte fixerats vid anläggningarna som sådana utan mer inriktats på att ur mätmaterial och drifterfarenheterna dra slutsatser om solvärmetekniken som sådan. Här har tyngdpunkten lagts på:

1. Utveckling och provning av tillförlitligheten hos beräkningsmetoder
2. Beräkningsmässiga studier av vilka energitekniska och ekonomiska konsekvenser alternativa utföranden av anläggningarna skulle ha

Ett omfattande material hämtat från den svenska solstatistiken har använts för att pröva precisionen hos olika beräkningsmetoder för solinstrålning mot lutande solfångarplan av de slag som finns i anläggningarna.

När det gäller systemtekniska beräkningar har utvärderingsarbetet inriktats på beräkningsmetoder med vars hjälp funktionen för större delsystem kan efterliknas på ett verklighetstroget sätt. Beräkningsmetoder för värmeutbytet från solfångarsystem utrustade med olika solfångartyper och för värmeförlusterna från värme-

lager av här aktuella slag har behandlats. Genom möjligheten att hela tiden kunna kontrollera beräkningsförfaranden med uppmätta verkliga värden har anläggningarnas värmetekniska funktion kunnat bestämmas mycket väl beräkningsmässigt.

Ett exempel på beräkningsresultat för värmeutbyte från solfångarsystem visas i Fig 3.1. Värmetekniska prestanda för solfångartyperna som visas redovisas i Tabell 3.1. Det är förutom de solfångartyper som installerats i Ingelstad- respektive Lambohov- anläggningen även en på senare år utvecklade plan solfångare med väsentligt bättre prestanda än de som fanns tidigare. Riktigheten hos de framräknade kurvorna i Fig 3.1 över solvärmeutbytet som funktion av drifttemperaturen styrks av mätresultat från anläggningarna. Så har t ex Ingelstadanläggningens koncentrerande solfångare producerat cirka 200 kWh/m² vid omkring 70 °C drifttemperatur. Motsvarande värden för Lambohov- anläggningens plana solfångare är cirka 400 kWh/m² vid omkring 40 °C.

Tabell 3.1 Prestandauppgifter för några solfångartyper

Typ av solfångare	η_0	k_0 [W/m ² °C]	k_1 [W/m ² °C ²]
1. Linjär parabol (standardprov)	0,70	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
2. Linjär parabol (fältprov i Ingelstad)	0,55	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
3. Plan med flerskiktstäckning (ny typ)	0,70	2,1	$9,0 \cdot 10^{-3}$
4. Plan med enskiktstäckning (Lambohovtyp)	0,80	3,8	$19,5 \cdot 10^{-3}$

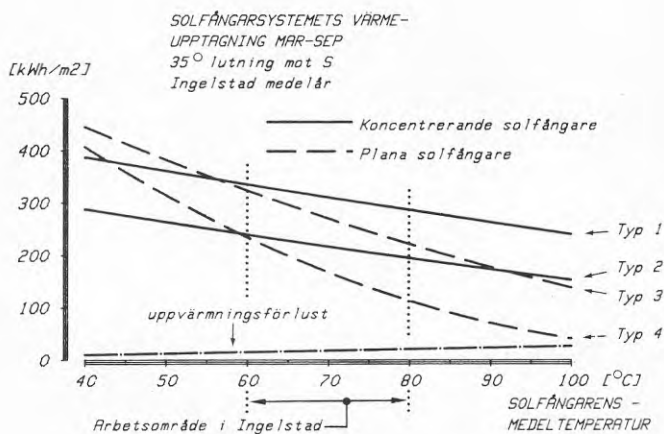


Fig 3.1 Värmeupptagningen som funktion av solfångartemperaturen för de solfångare som redovisas i Tabell 3.1. Solinstrålningen motsvarar den i Ingelstad uppmätta. (Från /2/)

Om man utgår ifrån att drifttemperaturen för solfångarna i en anläggning av Ingelstads typ uppgår till maximalt 80 °C i praktiska fall finner man med hjälp av kurvorna i Fig 3.1 att en effektiv plan solfångare är att föredra framför en koncentrerande solfångare av den typ som installerats i Ingelstadanläggningen.

Beräkningar har också gjorts för ett antal alternativa anläggnings-system och driftprinciper. Exempelvis har utnyttjningsbar solvärmemängd per år framräknats för anläggningar med samma principuppbyggnad som i Ingelstad och Lambohov och olika storleksförhållanden mellan solfångararea och lagervolym. Några resultat visas i Fig 3.2. Här framgår t ex hur många m² solfångare av olika typer som behövs i Ingelstadanläggningen för att en viss täckningsgrad ska fås. För Lambohovanläggningen där täckningsgraden förutsatts vara 100 % för alla alternativ framgår istället hur proportionerna mellan solvärme och elförbrukning varierar med varierande solfångararea. Anledningen till att beräkningarna för Lambohovanläggningen är begränsade till alternativ med solfångarareor mellan omkring 2000 till 3000 m² är att det finns en undre gräns med hänsyn till frysning i värmelagret och en övre gräns med hänsyn till vattentätningens temperaturbeständighet.

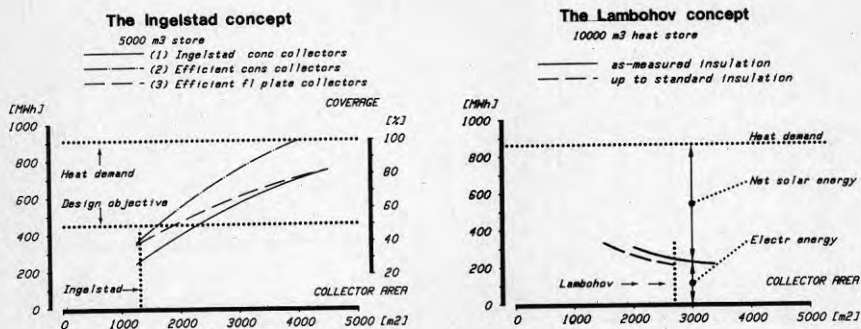


Fig 3.2 Beräknat solvärmeutbyte per år som funktion av solfångararea. (Från /1/)

Värme kostnaden uttryckt i 1985 års priser för anläggningsalternativen i Fig 3.2 redovisas i Fig 3.3. Det ska framhållas att kostnadsberäkningarna är baserade på de relativt höga kostnader för solfångarsystem, värmelager och VVS-utrustning som var aktuella vid anläggningarnas byggnation och som anges i figuren. Detta avspeglar sig också i värmekostnaderna som för Ingelstadanläggningen ligger på omkring 2 kr/kWh och för Lambohovanläggningen på omkring 1 kr/kWh. I Fig 3.3 visas för Ingelstadanläggningen det ekonomiska utfall som fås om anläggningens koncentrerande solfångare utbyts mot effektiva plana solfångare vars kostnad antas ligga på en i dagsläget fullt uppnåelig nivå. Värmekostnaden sjunker i det fallet från 2 kr/kWh till omkring 1 kr/kWh, alltså till en nivå jämförbar med Lambohovanläggningens kostnadsnivå. Det krävs således dessutom att kostnaderna för värmelager och VVS-utrustning reduceras i båda anläggningarna för att dessa ska bli ekonomiskt intressanta.

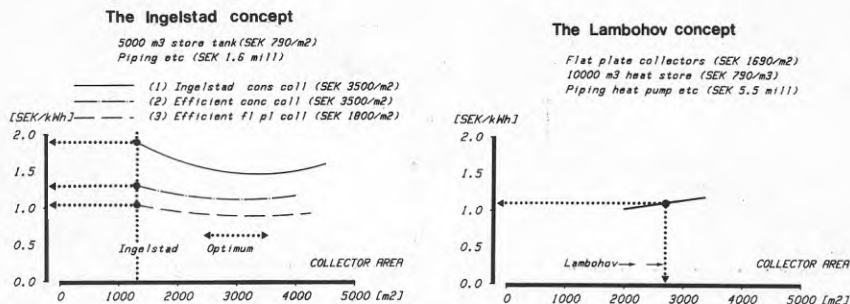


Fig 3.3 Solvärmekostnader i 1985 års prisnivå för anläggningar med samma principuppbyggnad och driftläggning som i Ingelstad och Lambohov; anläggningskostnader från byggnationen. (Från /1/)

Dagens värmekostnad för oljeeldning i gruppcentraler ligger på cirka 0,30 kr/kWh och alltså väsentligt lägre än nämnda solvärmekostnader. För att solvärmearnläggningar av här aktuellt slag ska bli ekonomiskt intressanta alternativ för bostadsuppvärmning bör värmekostnaden inom en någorlunda snar framtid ligga helt i nivå med kostnaden för oljeeldning. Detta samtidigt som solvärmen kan ge ett påtagligt tillskott (ett antal TWh) till landets värmeförsörjning. Ett rimligt tidsperspektiv i det sammanhanget är kanske 20 à 30 år. Om en 2 %-ig real oljeprisökning per år antas, ligger värmekostnaden för oljeeldning då på mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh.

Ovan förda diskussioner visar med all tydlighet att frågan om utvecklingspotentialen för solvärmearnläggningar av här aktuellt slag intimt hänger samman med både teknik och ekonomi.

Erfarenheterna som har vunnits genom utvärdering av de två anläggningarna i Ingelstad och i Lambohov kan sammanfattas i följande huvudpunkter:

- Vid dagens utvecklingsnivå är plana solfångare mer användbara än koncentrerande solfångare i solvärmearnläggningar för bostadsuppvärmning
- Lagerbyggnadstekniken behöver utvecklas och förbilligas för värmeisolerade lagertyper
- Bra totalekonomi hos stora solvärmearnläggningar kräver enkla och billiga VVS-system

En mer generell behandling av frågorna omkring teknisk systemutformning och ekonomi finns redovisad i Kap 4 och 5. Kap 4 omfattar systemteknisk dimensionering med hjälp av förenklade schablonmetoder. I Kap 5 redovisas de ekonomiska förutsättningar och kalkylmetoder som har använts i föreliggande arbete.

Som tidigare nämnts har en del utvärderingsresultat hämtade från Ingelstads- respektive Lambohovanläggningen utnyttjats vid beräkningsmässiga extrapoleringar till andra anläggningsstorlekar. Vid extrapoleringarna har ett antal anläggningsexempel framtagits för Ingelstadskonceptet respektive Lambohovkonceptet. Anläggningarna har dimensionerats med hjälp av schablonberäkning där erfarenhetsvärden har använts för viktiga sifferuppgifter som på så sätt har fått en fast verklighetsanknytning. Enkel teknisk utformning till lägst möjliga kostnad har eftersträvat vid dimensioneringen. Av dessa anledningar skiljer sig anläggnings-exemplen från de verkliga anläggningarna t ex när det gäller storleksrelationerna mellan solfångararea och lagervolym samt VVS-tekniskt utförande.

4.1 Värmedistribution

Valet av anläggningsstorlekar har gjorts med utgångspunkt från det totala årsvärmebehovet för rumsuppvärmning, tappvarmvattenberedning samt kulvertvärmeförluster vid fjärrvärmeleverans till bostadsområden. För de fyra anläggningsstorlekar som har valts ligger det totala effektbehovet på 0,3, 1, 3 respektive 10 MW vid dimensionerande utetemperatur. Dessa effekter avser fjärrvärmenätets inkopplingspunkt vid värmecentralen där värmeleveransens utnyttjningstid antas vara 3000 timmar. En utnyttjningstid av den storleksordningen svarar mot ett fjärrvärmenät med helårsdrift och normala värmeförluster.

En uppfattning om bostadsområdenas storlekar och energibehov fås med hjälp av följande exempel. Den minsta anläggningen lämnar en effekt på 0,3 MW vilket svarar mot en årsvärmeleverans på 900 MWh. För fjärrvärmenät i svenska småhusområden ligger värmeförlusten från kulvertsystemet på i genomsnitt cirka 15 % av värmeleveransen. Om man utgår ifrån en kulvertförlust av den storleksordningen och dessutom antar att tappvarmvattenberedningen kräver 2,5 MWh/hus så motsvarar 900 MWh en årsvärmeleverans som även täcker rumsvärmebehovet för 50 småhus. Husen antas i exemplet vara placerade i Mellansverige och ha en värmeisoleringsstandard som motsvarar kraven i SBN 80. Den största anläggningen med effekten 10 MW och årsvärmeleveransen 30 GWh täcker under samma förutsättningar det totala årsvärmebehovet för cirka 1650 småhus. Till sin storlek motsvarar således den minsta anläggningen en värmecentral för ett par kvarter med småhus medan den största motsvarar en värmecentral för en hel stadsdel.

Vissa antaganden har vidare gjorts beträffande distributionssystemets temperaturdimensionering som har betydelse för värmelagrets och solfångarsystemets temperaturförhållanden och därmed också påverkar dessa anläggningsdelars storleksdimensionering.

För anläggningar uppbyggda enligt "Ingelstadskonceptet" har distributionssystem valts som är utformade på konventionellt sätt för sekundärfjärrvärmenät med 80 °C framledningstemperatur vid - 20 °C utetemperatur och 50 °C som lägst med hänsyn till tappvarmvattenberedningen. Nätets lägsta returtemperatur ligger då på 40 °C. Här är returtemperaturen betydelsefull och bestämmer värmelagrets lägsta temperaturnivå under året som i sin tur bestämmer solfångarnas temperaturer under driftsäsongen.

För anläggningar uppbyggda enligt "Lambohovkonceptet" har separata distributionskretsar, var och en försedd med värmepump, antagits för rumsvärme respektive tappvarmvatten. Rumsvärmesystemets framledningstemperatur har satts till 55 °C vid - 20 °C utetemperatur och till 20 °C som lägst. Framledningstemperaturen i tappvarmvattensystemet har genomgående satts till 50 °C. Vid lagertemperaturer under krävda framledningstemperaturer har värmepumparna antagits svara för hela värmeproduktionen. I "Lambohovkonceptet" har distributionskretsarnas returtemperaturer ingen betydelse för värmelagrets temperatur eftersom lagret med hjälp av värmepumparna kan utnyttjas ned till omkring 10 °C. Här är det istället framledningstemperaturerna som är intressanta och som har betydelse för proportionerna mellan solvärme- och eltillförsel i värmedistributionen sedd över året.

Solvärmens täckningsgrad i "Ingelstadkonceptet", här definierad som förhållandet mellan solvärmertilförseln och den totala värmertilförseln från värmecentralen till fjärrvärmenätet per år, har satts till 95 %. En täckningsgrad på 95 % har valts därför att ett val av 100 % täckningsgrad kräver en viss överdimensionering som är omöjlig att precisera med här använda, enkla dimensioneringsmetoder. Detta innebär i sin tur att solvärmesystemet endast behöver dimensioneras för omkring 70 % av värmecentralens maximala effekttillförsel till fjärrvärmenätet. Resterande energi- respektive effektbehov har antagits vara täckt från annat håll, t ex genom fossileldning. Dessa förhållanden har beaktats vid dimensionering av VVS-system för solvärmertilförsel till fjärrvärmenätet.

I "Lambohovkonceptet" har täckningsgraden för såväl energi som effekt genomgående satts till 100 %. Med täckningsgrad förstås i det fallet summan av solvärme- och eltillförsel i förhållande till total värmertilförsel från värmecentralen till fjärrvärmenätet per år.

I Tabell 4.1 redovisas effekt- och energiuppgifter för alla behandlade anläggningsexempel.

Tabell 4.1 Effekt- och energiuppgifter för anläggningar enligt "Ingelstadkonceptet" (utan värmepump) respektive "Lambohovkonceptet" (med värmepump)

		Täckningsgrad %	Anläggningsstorlek (MW)			
			0,3	1	3	10
Ingelstadkonceptet	Effekt (MW)	70*	0,2	0,7	2,1	7
	Energi (MWh)	95*	855	2850	8550	28500
Lambohovkonceptet	Effekt (MW)	100**	0,3	1	3	10
	Energi (MWh)	100**	900	3000	9000	30000

* förhållandet mellan solvärmertilförsel och total värmertilförsel till fjärrvärmenätet

** summan av solvärme- och eltillförsel i förhållande till total värmertilförsel till fjärrvärmenätet

4.2 Värmelagring

Värmelagringen har som tidigare nämnts genomgående antagits ske i anlagda vattenmagasin. Storleksdimensioneringen av magasinsvolymer har gjorts på följande sätt. I "Ingelstadkonceptet" varierar lagertemperaturen mellan 40°C , dvs i fullt urladdat tillstånd, och 90°C , dvs i fullt uppladdat tillstånd. Enligt erfarenheterna från Ingelstadprojektet är proportionerna mellan solfångarsystemets värmeproduktion och fjärrvärmenätets värmedistribution sådana att cirka 75 % av anläggningens årliga solvärmeproduktion passerar värmelagret (lagerutnyttjande) medan resterande 25 % tillförs fjärrvärmenätet direkt. Erfarenheterna säger vidare att värmelagrets kapacitet i ett sådant fall behöver motsvara cirka 60 % av anläggningens solvärmeproduktion. Den senare sifferuppgiften ger tillsammans med energiuppgifterna i Tabell 4.1 samt antagna lagertemperaturer den lagervolym som erfordras för var och en av anläggningsstorlekarna. Den så bestämda lagervolymer har ökat med 5 % som en extra säkerhetsmarginal. Påslaget motiveras av att hela det antagna temperaturintervall mellan 40°C och 90°C ej säkert kan utnyttjas vid en laddning per år. Under sådana förhållanden kan man ej förutsätta ideal temperaturskiktning utan man bör räkna med en viss temperaturutjämning i lagervolymer vilket minskar dess lagringskapacitet.

Samma metodik har använts vid lagerdimensioneringen i "Lambohovkonceptet". Förekomsten av värmepumpar ger dock en viktig principell skillnad gentemot beräkningssättet i "Ingelstadkonceptet". I "Lambohovkonceptet" relateras lagerutnyttjande och lagerkapacitet till anläggningens årliga solvärmeproduktion som i sin tur utgör en del av anläggningens totala värmeproduktion. Mellanskillnaden i värmeproduktion härrör från värmepumparnas elenergi. Förhållandet på årsbasis mellan anläggningens totala värmeproduktion och elenergin har satts till 4 med ledning av erfarenheterna från Lambohovprojektet. Det betyder att solvärmeproduktionen utgör 75 % av anläggningens värmeproduktion. Erfarenheterna har också legat till grund för val av lagerutnyttjande respektive erforderlig lagerkapacitet som har satts till 100 % respektive 85 % av anläggningens årliga solvärmeproduktion. I "Lambohovkonceptet" varierar lagertemperaturen mellan 10°C och 60°C vilket tillsammans med tidigare uppgifter om lagringskapacitet samt energiuppgifterna i Tabell 4.1 ger erforderlig lagervolym för var och en av anläggningsstorlekarna. Även här har 5 % påslag gjorts för att få fram slutlig lagervolym.

I Tabell 4.2 finns lagerstorlekarna för alla behandlade anläggningsexempel sammanställda.

Tabell 4.2 Lagerstorlekar för anläggningar enligt "Ingelstadkonceptet" (utan värmepump) respektive "Lambohovkonceptet" (med värmepump)

		Anläggningsstorlek (MW)			
		0,3	1	3	10
Lager- volym ($\text{m}^3 \cdot 10^{-3}$)	Ingelstad- konceptet	9,3	31	93	310
	Lambohov- konceptet	10,4	35	104	346
Lagertyp		Markgrop		Bergrum	

Valet av lagertyp har begränsats till endast två alternativ, antingen markgrop eller bergrum. Dessa lagertyper kan enligt erfarenheterna från svenska projekt och utredningar ([3], [4], [5], [6], [7]) byggas betydligt mer rationellt och väsentligt billigare än ovanjordstankar av olika slag.

Kostnadsjämförelser mellan markgrop och bergrum brukar visa att den förra ger lägst anläggningskostnad per m³ vid lagervolymer mindre än 40 å 50000 m³ medan den senare är billigare vid lagervolymer större än 80 å 90000 m³. I konsekvens därmed har markgrop valts för de två mindre anläggningsstorlekarna medan bergrum valts för de två större anläggningsstorlekarna i dimensioneringsexemplen.

Med tanke på lagertemperaturerna och därmed också på lagervärme-förlusterna har olika grad av värmeisolering valts i anläggningsexemplen:

Markgrop

- Ingelstadkonceptet: Värmeisolering mot jord i väggar och botten samt mot uteluft i toppen
- Lambohovkonceptet : Värmeisolering enbart mot uteluft i toppen

Bergrum

- Ingelstad- och Lambohovkonceptet: Ingen värmeisolering

När det gäller värmeförlusterna för här aktuella lagertyper finns det för närvarande få riktigt säkra erfarenhetsvärden. Endast för Lambohovanläggningen finns det uppmätta värden att tillgå. Den årliga lagervärmeförlusten har som tidigare nämnts visat sig ligga på drygt 35 % av lagerutnyttjandet (solvärmeproduktionen som passerar värmelagret). Att värmeförlusten ligger på en så hög nivå förklaras av att värmeisoleringen mot jord i väggar och botten är praktiskt taget verkningslös samt att värmeisoleringsförmågan hos locket i toppen är nedsatt. Den stora värmeförlusten beror också på att den över året genomsnittliga lagertemperaturen legat så högt som på cirka 45 °C.

Genom att sänka lagertemperaturen till 35 °C och samtidigt höja lockets värmeisoleringsförmåga bör lagerförlusten kunna sänkas till omkring 30 % av lagerutnyttjandet. Det fallet har fått representera den minsta markgropen i "Lambohovkonceptet" och har tagits som utgångspunkt för framräkning av värmeförlusterna hos de markgropar som ingår i anläggningsexemplen (Tabell 4.2). Framräkning av de större markgroparnas värmeförluster har gjorts genom geometriska skalningar varvid gropformen antagits vara en stympad kon. Genom att vidare ta med dimensionerande lagertemperaturer samt värmeisoleringsgrad i bilden har värmeförlusterna hos markgroparna i "Ingelstadkonceptet" bestämts.

Beträffande värmeförlusterna hos oisolerade bergrum finns det en del uppgifter som är framtagna genom detaljerade simuleringsberäkningar för det stora bergrummet i Lyckeboanläggningen. Enligt beräkningsresultaten ligger den årliga lagervärmeförlusten vid stationära förhållanden efter några år från start på drygt

25 % av lagerutnyttjandet. Värmeförlusten motsvarar en över året genomsnittlig lagertemperatur på cirka 65 °C. Det fallet har fått representera det minsta bergrummet i "Ingelstadkonceptet" och har tagits som utgångspunkt för framräkning av värmeförlusterna hos de bergrum som ingår i anläggningsexemplen (Tabell 4.2). Beräkningarna har gjorts enligt samma principer som för markgroparna. Bergrummet har antagits vara klotformat vid geometriska skalningar.

Samtliga lagervärmeförluster redovisas i Tabell 4.3. Alla uppgifter relaterar till lagerutnyttjandet.

Tabell 4.3 Lagervärmeförluster för anläggningar enligt "Ingelstadkonceptet" (utan värmepump) respektive "Lambohovkonceptet" (med värmepump). Alla uppgifter relaterar till lagerutnyttjandet (solvärmeproduktionen som passerar värmelagret)

		Anläggningsstorlek (MW)			
		0,3	1	3	10
Lager- värme- förlust (%)	Ingelstad- konceptet	20	15	25	20
	Lambohov- konceptet	30	25	20	10
Lagertyp		Markgrop		Bergrum	

4.3 Solfångarsystem

Plana solfångare har som tidigare nämnts visat sig vara mer användbara än koncentrerande solfångare i solvärmeanläggningar för bostadsuppvärmning i Sverige. Av den anledningen har anläggningarna i föreliggande studie genomgående antagits vara utrustade med plana solfångare. Storleksdimensioneringen av solfångarsystemet hos respektive anläggningsexempel har gjorts på följande sätt.

Solvärmetillförseln till fjärrvärmenätet som motsvarar stipulerade täckningsgrader i de två grundkoncepten finns redovisad för respektive exempel i avsnitt 4.1. Vidare framgår ur avsnitt 4.1 vilka lagervärmeförluster som gäller i olika fall. Summan av solvärmetillförseln och lagerförlusten måste täckas av solfångarsystemets årliga värmeproduktion.

Valet av solfångartyp har gjorts med utgångspunkt från skilda temperaturkrav i de två grundkoncepten. Temperaturkraven har satts med hänsyn till det temperaturintervall som har använts vid dimensionering av värmelagrets storlek. Den genomsnittliga solfångartemperaturen under driftsäsongen har antagits ligga mitt i nämnda temperaturintervall. I "Ingelstadkonceptet" är temperaturintervallet 40-90 °C vilket med använt betraktelsesätt innebär att solfångartemperaturen ligger på 65 °C. Solfångartemperaturen hamnar med samma betraktelsesätt på 35 °C i "Lambohovkonceptet".

I fallet med en drifttemperatur på 65°C behövs en solfångartyp med tämligen goda värmetekniska prestanda för att det årliga solvärmeutbytet ska bli någorlunda stort. Valet faller då på en solfångartyp försedd med selektiv absorbatobeläggning och flerskiktstäckning. Plana solfångare av det slaget har nyligen ersatt de koncentrerande solfångarna i Ingelstadanläggningen. Solfångartypen har 1-glastäckning och mellan glas och absorbatoplåt finns uppspända plastskikt som minskar konvektionsvärmeförlusten. Väsentligt större solfångarmoduler än vad som tidigare varit vanligt för plana solfångare har använts, något som är gynnsamt ur värmeförlustsynpunkt. Solfångarmodulerna innehåller långa absorbatoplåtar med relativt tätt förlagda vätskerör. Solfångartypens värmetekniska grunduppgifter framgår ur avsnitt 3.2. Enligt beräkningar ligger det årliga solvärmeutbytet i mellansvenskt klimat på cirka 380 kWh/m^2 vid 65°C drifttemperatur.

I fallet med en drifttemperatur på 35°C kan en mer konventionell solfångartyp användas. Valet faller då på en solfångartyp försedd med selektiv absorbatobeläggning, enkel absorbatorkonstruktion och enskiktstäckning. Plana solfångare av det slaget finns installerade i t ex Lambohovanläggningen. Även för denna solfångartyp finns värmetekniska grunduppgifter presenterade i avsnitt 3.2. Enligt beräkningar ligger det årliga solvärmeutbytet i mellansvenskt klimat på cirka 420 kWh/m^2 vid 35°C drifttemperatur. Beräkningsresultatet syns med stöd av mätresultat från Lambohovanläggningen vara fullt rimligt.

Som något av ett slutresultat för den här studien presenteras i Kap 5 den ekonomiska bilden dels vid dagens kostnadsnivå och dels vid en kostnadsnivå som är uppnåelig inom 10 å 20 år enligt bedömningar för solvärmeteknik av aktuellt slag. En viss teknikutveckling har också vägts in i bedömningarna för att få fram en tekniskt uppnåelig nivå. När det gäller plana solfångare av här aktuellt slag bör prestandaförbättringar kunna ske om en seriös satsning görs på utveckling av komponenter och system.

Det syns finnas utrymme för förbättringar av både optisk och termisk funktion hos dagens solfångare. Till exempel skulle ett par procentenheters förbättring av täckskiktets transmission och av absorbatobelägningens absorption sammantaget ge 30 å 40 kWh/m^2 högre solvärmeutbyte per år. Bättre material i absorbatoplåtar och bättre värmeteknisk utformning hos absorbatoren bör också kunna bidra till högre solvärmeutbyte.

I Tabell 4.4 sammanfattas framtagna uppgifter över årligt solvärmeutbyte för respektive solfångartyp. Uppgifter är angivna dels för dagens teknikinivå och dels för den inom ett par årtionden uppnåeliga teknikinivån.

Tabell 4.4 Solvärmeutbyte per år för plana solfångare med dagens respektive den närmaste framtidens värmetekniska prestanda (mellanvenskt solklimat och 35 ° solfångarlutning)

Solfångar- typ	Drift- tempe- ratur (°C)	Solvärmeutbyte per år (kWh/m ²)	
		Dagens tekniknivå	Framtidens tekniknivå
Plan med flerskiktstäckning	65	380	400
Plan med enskiktstäckning	35	420	440

Uppgifterna i Tabell 4.4 har lagts till grund för bestämning av totalt erforderlig solfångararea i respektive anläggningsexempel. Resultaten finns sammanställda i Tabell 4.5.

Tabell 4.5 Solfångararea för anläggningar enligt "Ingelstadkonceptet" (utan värmepump) respektive "Lambohovkonceptet" (med värmepump)

			Anläggningsstorlek (MW)			
			0,3	1	3	10
Solfångar- area (m ² ·10 ⁻³)	Ingelstad ¹⁾ konceptet	Dagens ³⁾ tekniknivå	2,6	8,3	27	83
		Framtidens tekniknivå	2,5	7,9	25	79
	Lambohov ²⁾ konceptet	Dagens tekniknivå	2,3	7,2	20	59
		Framtidens tekniknivå	2,2	6,9	19	56

- 1) Plana solfångare med flerskiktstäckning
- 2) Plana solfångare med enskiktstäckning
- 3) Med avseende på solfångarens värmetekniska prestanda (Tabell 4.4)

Värmeproduktionskostnaden för den i Ingelstad respektive i Lambohov byggda anläggningen är omkring 6 respektive 3 gånger större än dagens värmekostnad för oljeeldning som ligger på cirka 0,30 kr/kWh. Det är flera faktorer som har orsakat anläggningarnas alltför höga värmekostnader. Betydelsefulla faktorer för Ingelstadanläggningens del är olämpliga solfångare samt stora lagervärme-förluster. Det senare gäller även för Lambohovanläggningens del där också en relativt komplicerad systemteknisk utformning försvårar en optimal drift av anläggningens alla delar. Frånsett dessa faktorer är annars mycket höga anläggningskostnader den tyngst vägande faktorn av betydelse för den dåliga värmeekonomin hos båda anläggningarna.

Under de allra senaste åren har ytterligare några större svenska solvärmeanläggningar byggts. I samband därmed har ny solvärme-teknisk utrustning utvecklats. I takt med ett allt enklare systemtekniskt utförande har anläggningskostnaderna successivt sänkts. Erfarenheterna kan läggas till grund för relativt säkra och allmängiltiga angivelser av solvärmekostnaden för dagens tekniknivå. Härmed förstås vad som skulle kunna uppnås idag med helt korrekt systemuppbyggnad och komponentval.

Intressant i det här sammanhanget är också att söka bedöma solvärmekostnaden som svarar mot den närmaste framtidens tekniknivå. Härmed menas den kostnad, i fortsättningen kallad gränskostnad, som bedöms vara uppnåelig inom 10 å 20 år med seriös satsning på utveckling av system, komponenter och anläggningsteknik. En utopisk gränskostnad undviks om den baseras på realistiska tekniska och ekonomiska bedömningar.

Såväl dagens kostnad som gränskostnaden har framtagits för solvärmeproduktionen hos anläggningsexemplen beskrivna i Kap 4. I det följande presenteras först den ekonomiska kalkylmetoden samt alla anläggnings- och driftkostnader samt därefter de slutliga solvärmekostnaderna.

5.1 Beräkningsförutsättningar

Beräkning av värmeproduktionskostnaden för anläggningarna har gjorts med hjälp av en nuvärdesmetod som är principiellt likvärdig med beräkning av den s k besparingskostnaden. Den senare brukar användas som värderingsmått vid statsmaktens prioritering av åtgärdstyper och centrala resursstyrning för energihushållning i byggnadsbeståndet.

Värmeproduktionskostnaden, $k_{\text{värme}}$, beräknas enligt följande samband, där skilda brukstider för olika anläggningsdelar tas med i bilden:

$$k_{\text{värme}} = \frac{I + I_0 + P'_1 \cdot I_1 + P_1 \cdot u + P_2 \cdot w}{P_3 \cdot Q} \quad (5.1)$$

Där är:

- I_0 = investering i anläggningsdelen med lång brukstid (kr)
 n = brukstid för anläggningsdelen med lång brukstid (år)
 I_1 = investering i anläggningsdelen med kort brukstid (kr)
 m = brukstid för anläggningsdelen med kort brukstid (år)
 I_1 = nyinvestering då anläggningsdelen med kort brukstid skall ersättas efter m år (kr)
 U = årlig underhållskostnad (kr/år)
 W = årlig kostnad för elektrisk drivenergi (kr/år)
 Q = den årligen producerade värmeenergin från solvärmeanläggningen (kWh/år)

$$P'_1 = (1+r)^{-m}$$

$$P_1 = \frac{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n}{\frac{r}{1+r}}$$

$$P_2 = \frac{1 - \left(\frac{1+w}{1+r}\right)^n}{\frac{r-w}{1+r}}$$

$$P_3 = \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+r}\right)^n}{\frac{r-q}{1+r}}$$

r = real kalkylränta (%/100)

w = real årlig ändring av elpriset (%/100)

q = real årlig ändring av värmepriset (%/100)

Värmelagrets brukstid har satts till 40 år medan brukstiden för övriga anläggningsdelar har satts till 20 år.

Detta innebär att solfångarsystem och all VVS-utrustning byts mot ny utrustning efter 20 års användning. Vid beräkning av nuvärdesfaktorerna P'_1 , P_1 , P_2 och P_3 har den reala kalkylräntan satts till 4 % och den årliga, reala ändringen av värmepriset satts till 2 %. Värmepriset antas här vara kopplat till oljepriset. Den reala, årliga ändringen av elpriset har satts till 0 %, dvs oförändrat svenskt elpris i fast penningvärde räknat.

Beräkning av värmeproduktionskostnaden enligt samband (5.1) åskådliggörs grafiskt i Fig 5.1.

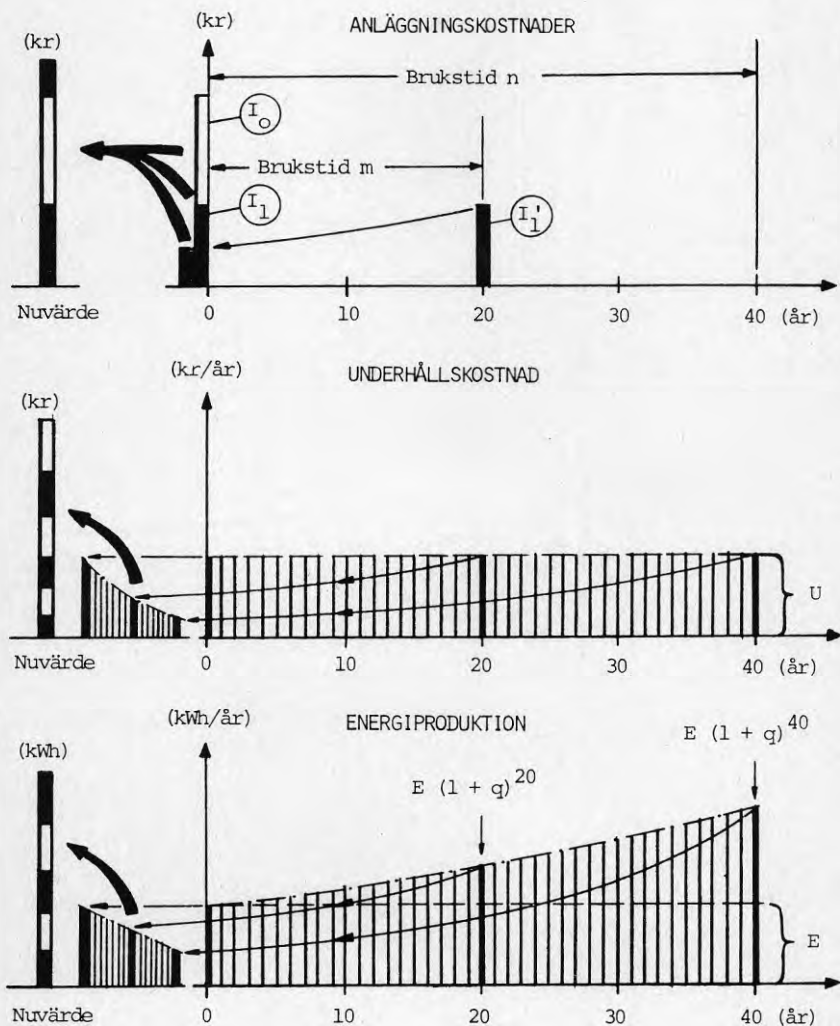


Fig 5.1 Beräkning av värmeproduktionskostnaden enligt nuvärdeskriteriet för ett fall med både engångsinvestering (I_0) och återkommande investering (I_1 och I_1') samt årliga underhållskostnader (U) för en energiproducerande åtgärd. Realvärdet för den årliga energiproduktionen (Q) ökar med q % per år (från (2)).

När det gäller anläggningskostnader är det naturligtvis svårt att få fram helt säkra uppgifter för alla delar eftersom inga anläggningar av exakt samma slag som de här aktuella har byggts. En hel del kostnadsbedömningar måste alltså göras där man delvis kan grunda sig på hittills gjorda erfarenheter av ny teknik för byggnadsuppvärmning.

Det har under de allra senaste åren t ex byggts en del större solfångaranläggningar anslutna till värmecentraler och även direkt till fjärrvärmenät där kostnaderna successivt sänkts. Detta genom ett allt enklare installationstekniskt utförande med få komponenter i VVS- och styrutrustning. Vidare har billigare solfångare med rationellt montage kommit till användning. För de två plana solfångartyper som ingår i föreliggande studie, dvs lågtemperaturtypen med enskiktstäckning respektive högtemperaturtypen med flerskiktstäckning, ligger dagens kostnader på omkring 1400 kr/m^2 respektive 1550 kr/m^2 . Angivna kostnader gäller för en komplett, fristående solfångaranläggning färdig att tas i drift. Kostnadsuppgifterna inrymmer alltså förutom solfångarkostnader även projekterings-, mark-, VVS- och entreprenadkostnader. En så pass låg totalkostnadsnivå kräver att en någorlunda stor solfångaranläggning byggs, säg minst 2500 à 3000 m^2 solfångararea. Solfångaranläggningarna ingående i de minsta anläggningsexemplen ligger i den storleksordningen (Tabell 4.5). För en mycket stor solfångaranläggning, säg 30000 m^2 solfångararea och däröver, utrustad med högtemperaturtypen, ligger dagens anläggningskostnad någonstans i kostnadsområdet mitt emellan 1000 kr/m^2 och 1500 kr/m^2 . Angivna kostnader för dagens teknikinivå är grundade på offertuppgifter presenterade av en svensk tillverkare och entreprenör inom solvärmebranschen. Gränskostnaden för solfångaranläggningar utrustade med högtemperaturtypen har bedömts ligga på omkring 1000 kr/m^2 och vara relativt svagt beroende av anläggningsstorlek (Fig 5.2). Oberoende av anläggningsstorlek har vidare dagens kostnad respektive gränskostnaden för lågtemperaturtypen lagts på en nivå 150 kr/m^2 respektive 100 kr/m^2 under anläggningskostnaderna för högtemperaturtypen. Kostnadsdifferenserna kan närmast anses motsvara priset för plastskikten i absorbatortäckningen hos högtemperaturtypen. Utöver det finns inga större skillnader i utförande varför kostnadsdifferensen mellan solfångartyperna blir så pass liten.

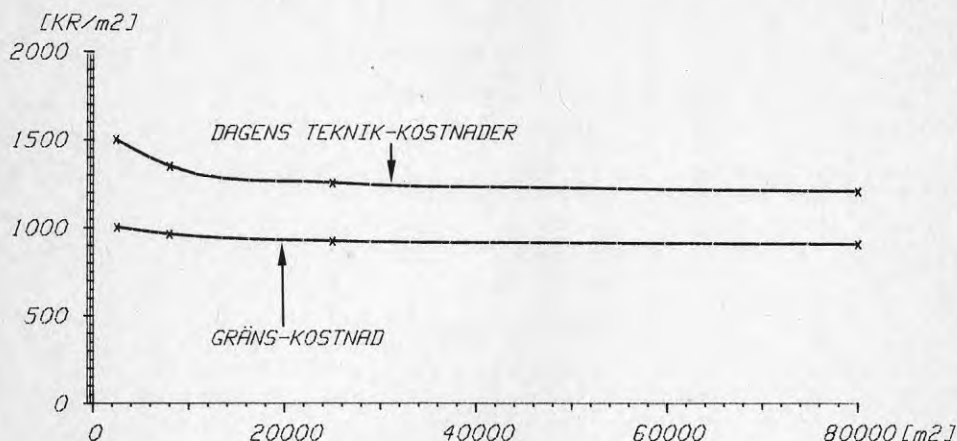


Fig 5.2 Anläggningskostnad som funktion av solfångararea för anläggningar utrustade med plana solfångare av högttemperaturtyp.

När det gäller anläggningskostnaden för värmelager i form av stora vattenmagasin i mark kan man stödja sig på en del svenska erfarenheter från utredningar, projektering och byggande.

Under projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen jämfördes ett flertal typer av värmelager ur både teknisk och ekonomisk synpunkt (/3/). Av rent tekniska skäl valdes en utvändigt värmeisolerad och på mark placerad betongtank som dock ur ekonomisk synpunkt tillhörde de sämre typerna. Kostnaden låg uttryckt i dagens priser på cirka 800 kr/m³ för byggd tank med 5000 m³ lagringsvolym. Den kostnadsmässigt mest intressanta typen visade sig vara en delvis nersprängd, delvis uppfylld värmeisolerad kvadratisk bassäng i mark med däck enligt flytblocksprincipen. Kostnaden låg för denna typ uttryckt i dagens priser på cirka 550 kr/m³ för en lagringsvolym på 5000 m³.

För Lambohovanläggningens 10000 m³ stora markgrop ligger anläggningskostnaden uttryckt i dagens priser på cirka 800 kr/m³. Kostnaden bör ses mot bakgrund av att värmelagret till stora delar är byggt i berg och att en komplicerad väggkonstruktion bestående av murblock och lättklinkerfyllning är använd (/7/).

Nämnda kostnader ligger relativt högt jämfört med i senare utredningar (/5/, /6/) presenterade anläggningskostnader för värmeisolerade jord- och berggropar. Vid lagringsvolymerna på i storleksordningen 100 000 m³ anges kostnader som uttryckta i dagens priser ligger på cirka 140 kr/m³ för en jordgrop och på cirka 210 kr/m³ för en berggrop. Motsvarande kostnader hamnar vid en överslagsmässig nerskalning av lagringsvolymen till 5000 à 10000 m³ på cirka 200 kr/m³ respektive cirka 300 kr/m³. Dessa kostnader torde bilda något av gränsen för vad som kan nås vid ett rationellt

byggande av mindre markgropar i storleksordningen 5000 à 10000 m³ lagringsvolym. En anläggningskostnad på 200 kr/m³ tas som gränskostnad för värmeisolerade, mindre markgropar.

Ett mer detaljerat underlag för kostnadsberäkning av en markgrop återfinns i /4/ där en förstudie för en solvärmeanläggning i Vänersborg presenteras. Med hjälp av förstudiens kostnadsuppgifter kan anläggningskostnaden för en 5000 à 10000 m³ stor, helt värmeisolerad markgrop beräknas till cirka 250 kr/m³ i dagens prisnivå. Med tanke på att förstudiens kostnadsberäkning är gjord för ett fall med en någorlunda lättgrävd mark kan det vara rimligt att istället räkna med en anläggningskostnad på 300 kr/m³ för fall med mindre gynnsamma markförhållanden.

I det sist nämnda kostnadsexemplet står värmeisoleringen mot marken för omkring 15 à 20 % av den totala volymkostnaden. Om den värmeisoleringen tas bort hamnar alltså anläggningskostnaden på cirka 250 kr/m³. Anläggningskostnader på nivån 300 kr/m³ respektive 250 kr/m³ får stå för dagens teknikinivå när det gäller mindre markgropar av värmeisolerad respektive oisolerad typ. Den senare typen är oisolerad i den bemärkelsen att den saknar värmeisolering mot marken i botten och sidor men har värmeisolering mot uteluften i toppen.

Den typ av värmelager som annars har visat sig vara mest intressant ur kostnadssynpunkt är bergrum. För t ex det i Lyckeboanläggningen byggda, oisolerade bergrummet med 100 000 m³ lagringsvolym ligger anläggningskostnaden uttryckt i dagens priser på cirka 150 kr/m³. För bergrum av aktuellt slag där sprängmassorna är helt bortschaktade kan man inte förvänta sig någon nämnvärd kostnadsreduktion i framtiden eftersom tekniken redan är välkänd och långt utvecklad. En anläggningskostnad på 150 kr/m³ har av den anledningen fått stå för såväl dagens som framtidens teknikinivå när det gäller oisolerade, mindre bergrum.

Anläggningsexemplen presenterade i kapitel 4 har värmelager vars storlek sträcker sig från cirka 10000 m³ till cirka 35000 m³ för fall med markgrop respektive från cirka 90000 m³ till cirka 350 000 m³ för fall med bergrum. Överslagsmässiga omräkningar av angivna anläggningskostnader har därför gjorts från mindre till större lagringsvolym. Kostnadsuppdelningar presenterade i utredningar på området har varit vägledande vid omräkningarna. Hela den slutliga kostnadsbilden för värmelager redovisas i Fig 5.3.

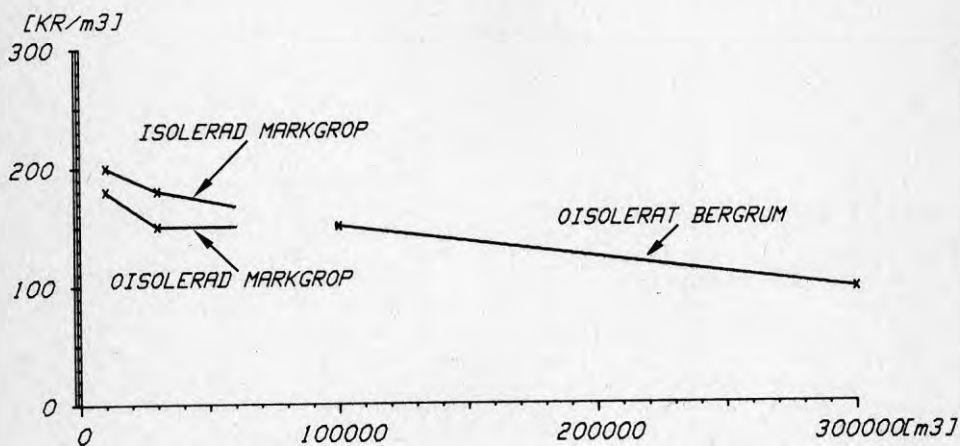
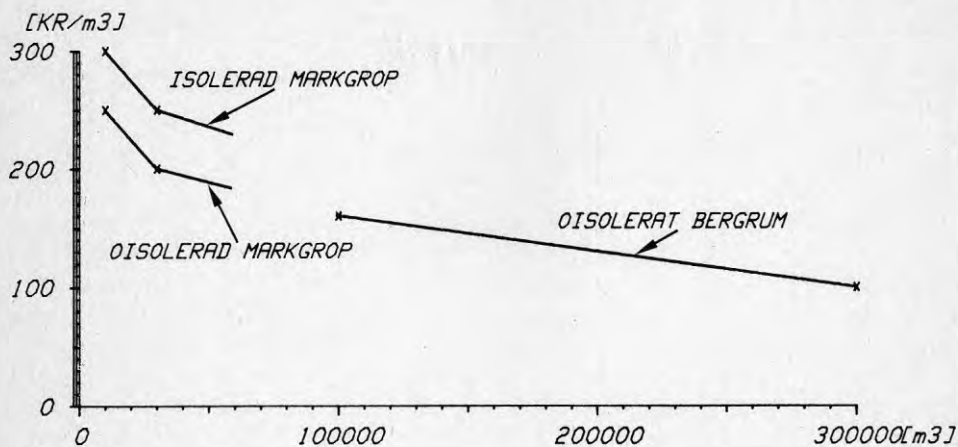


Fig 5.3 Anläggningskostnad som funktion av lagringsvolym för värmelager i mark. Överst: dagens kostnader. Underst: gränskostnader.

För eldrivna värmepumpaggregat av typen vatten-vatten kan tämligen säkra marknadspriser fås. Den minsta värmepumpen i anläggnings-exemplen på 0,3 MW avgiven värmeeffekt t ex bör enligt marknads-uppgifterna kosta omkring 2500 kr/kW. Uppgiften inkluderar kostna-den för en mindre bufferttank mellan värmepump och värmeförbrukare. Kostnaderna för andra värmepumpstorlekar framgår ur Fig 5.4.

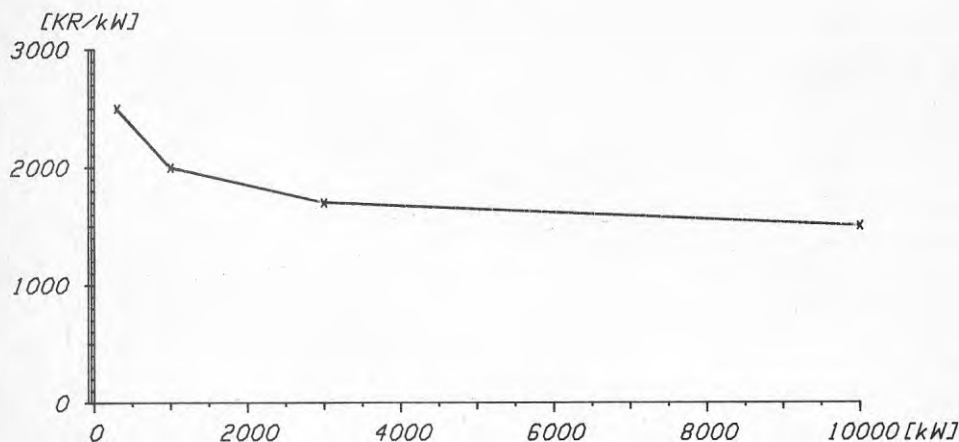


Fig 5.4 Specifik kostnad för eldrivna värmepumpaggregat av typen vatten-vatten som funktion av avgiven värmeeffekt.

Totalkostnaden för all VVS-utrustning och elteknisk utrustning som ingår i anläggningsexemplen har framtagits helt schablonmässigt. Ett enkelt dimensioneringsförfarande baserat på överförda värmeeffekter har använts. Med dess hjälp har rördimensioner samt antal komponenter som behövs för pumpning, flödesstyrning och filtrering i system med enklast tänkbara uppbyggnad uppskattats. Kostnadsberäkningen har gjorts av en professionell kalkylator som har inkluderat standardpåslag för projektering och entreprenad i totalkostnaden. Kompletta beräkningar har gjorts för endast ett par av exemplens anläggningsstorlekar. På så vis har VVS- och elkostnaderna kunnat relateras till sammanlagd anläggningskostnad för solfångarsystem, värmelager och värmepumpsystem. Framtagna uppgifter har sedan använts för att uppskatta kostnaderna i övriga fall. Slutresultatet framgår ur Tabell 5.1.

Den årliga underhållskostnaden har likaså beräknats schablonmässigt. Den har genomgående satts till 0,7 % av total anläggningskostnad.

Kostnaden för elektrisk drivenergi har satts till 250 kr/MWh.

Tabell 5.1 Totalkostnad för VVS- och elteknisk utrustning i "Ingelstadkonceptet" respektive "Lambohovkonceptet".

	Anläggningsstorlek (MW)			
	0,3	1	3	10
Kostnad i (%) av anläggningskostnad för solfångarsystem, värmelager och värmepumpsystem	8	6	5	5

5.2 Värmeproduktionskostnad

Anläggningsexemplens värmeproduktionskostnad beräknad enligt förutsättningarna i avsnitt 5.1 redovisas i Tabell 5.2. I tabellen upptas också total anläggningskostnad för exemplen.

Tabell 5.2 Värmeproduktionskostnad och total anläggningskostnad för anläggningar enligt "Ingelstadkonceptet" (utan värmepump) respektive "Lambohovkonceptet" (med värmepump).

			Anläggningsstorlek (MW)				
			0,3	1	3	10	
Värme- produktions- kostnad (kr/kWh)	Ingelstad- konceptet	Dagens kostnad	<u>0,45</u> 7,3	<u>0,37</u> 20	<u>0,32</u> 50	<u>0,27</u> 137	
		Gräns- kostnad	<u>0,28</u> 4,7	<u>0,26</u> 14	<u>0,24</u> 39	<u>0,20</u> 106	
	Anläggnings- kostnad (Mkr)	Lambohov konceptet	Dagens kostnad	<u>0,46</u> 7,3	<u>0,37</u> 19	<u>0,31</u> 47	<u>0,25</u> 119
			Gräns- kostnad	<u>0,34</u> 5,1	<u>0,29</u> 14	<u>0,27</u> 39	<u>0,22</u> 100

Dagens värmeproduktionskostnad samt dess gränskostnad för "Ingelstadkonceptet" respektive "Lambohovkonceptet" åskådliggörs grafiskt i Fig 5.5.

Bilden av värmeproduktionskostnaderna presenterad i Fig 5.5 illustrerar några saker speciellt värda att notera:

- Dagens värmeproduktionskostnad ligger oberoende av anläggningsstorlek på praktiskt taget samma nivå för de två grundkoncepten.
- Värmeproduktionens gränskostnad ligger oberoende av anläggningsstorlek genomgående lägre för "Ingelstadkonceptet" än för "Lambohovkonceptet".
- Den starkaste "skaleffekten" ligger inom ett storleksområde som sträcker sig från de minsta av de studerade anläggningarna upp till anläggningar på omkring 2 MW.

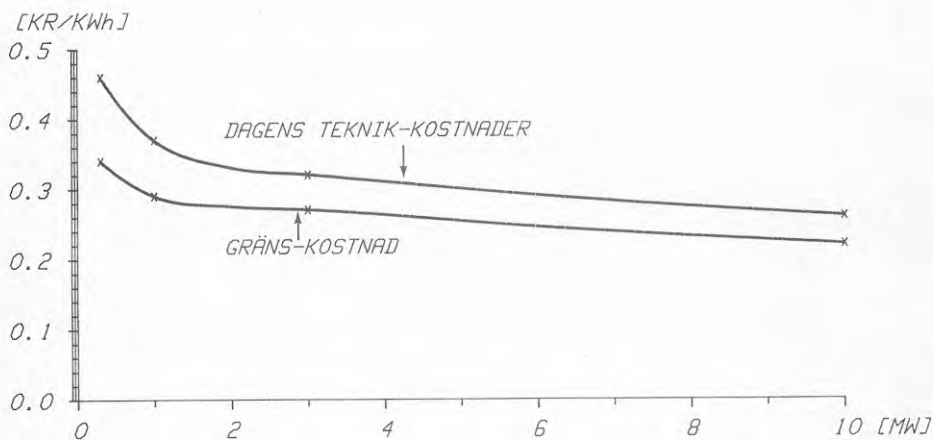
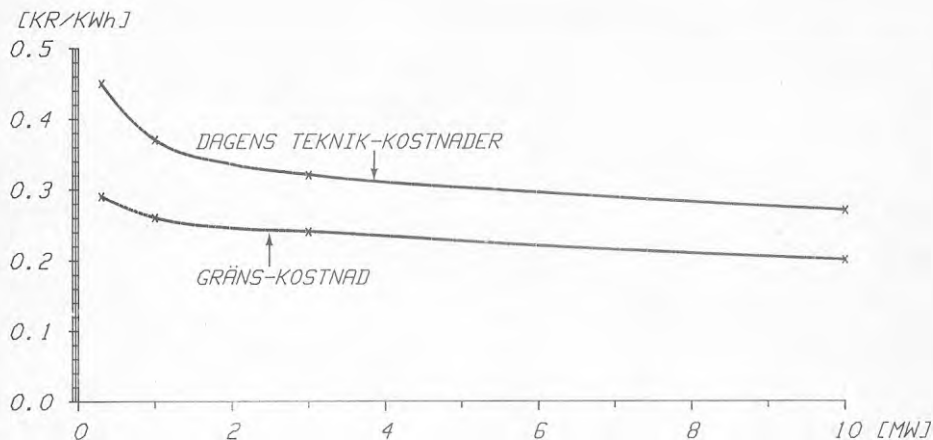


Fig 5.5 Värmeproduktionskostnad som funktion av anläggningsstorlek. Överst: Ingelstadkonceptet. Underst: Lambhovkonceptet.

Utrymmet för minskning av värmeproduktionskostnaden utgående från dagens kostnadsnivå är alltså större för en renodlad solvärmeanläggning än för en solvärmeanläggning som för sin funktion är beroende av värmepumpar.

Den relativt låga värmeproduktionskostnad som genomgående redovisas för anläggningsexemplen i föreliggande studie är intressant. Detta med tanke på att dagens värmekostnad för oljeeldning i gruppcentraler ligger på cirka 0,30 kr/kWh och enligt vissa prognoser kommer att få en 2 %-ig real kostnadsökning per år i framtiden. Om man som i resonemangen omkring gränskostnad betraktar den närmsta 20-årsperioden framåt i tiden kommer värmekost-

naden för oljeeldning att stiga till cirka 0,45 kr/kWh enligt prognosen. Oberoende av vad som händer för solvärmeanläggningar av aktuellt slag när det gäller teknik- och kostnadsutveckling under 20-årsperioden kommer alla av studiens anläggningar, till och med de mindre, att bli ekonomiskt konkurrenskraftiga gentemot oljeeldade anläggningar om prognosen blir verklighet. De mindre anläggningarna kan värmeförsörja ett bostadsområde av storleksordningen ett par kvarter och får som framgått av dimensioneringen i kapitel 4 måttligt stora värmelager och solfångarfält.

Man behöver alltså av allt att döma inte nödvändigtvis bygga mycket stora solvärmeanläggningar för att hålla värmeproduktionskostnaden nere på en konkurrenskraftig nivå. Kapitalbehovet för anläggningar på några megawatts storlek blir som framgår av Tabell 5.2 betydande. Med tanke på att anläggningsprojekt av den storleksordningen är förknippade med mycket stora värmelager och solfångarfält blir de också komplicerade ur planerings- och genomförandesynpunkt.

Då det gäller mindre och medelstora anläggningar, anslutnings effekter under 1 MW, kan det vara lämpligt och ekonomiskt med en systemuppbyggnad med förhållandevis enkla takförlagda solfångare av Lambohovs typ i kombination med ett isolerat vattenlager. I en sådan anläggning utan värmepump skulle temperaturnivåerna med nödvändighet bli förhållandevis låga. En framledningstemperatur som ligger mellan + 60 °C och + 30 °C vore realistisk. Detta innebär att speciella krav måste ställas på de anslutna byggnadernas värmesystem. Vid nybyggnad är detta inte något större problem då man har möjlighet att från början installera utpräglade lågtemperatursystem. Vid försörjning av befintliga byggnader kan man även vid ett konventionellt värmesystem med mindre modifieringar uppnå en ganska stor försörjningsgrad med de nämnda låga framledningstemperaturerna. Här kan man normalt tillgodose topplastbehovet med hjälp av den panncentral som redan finns.

Alla dessa förhållanden bör ihågkommas då frågor om utvecklingspotential behandlas och beslut tas om en lämplig framtidsinriktning inom teknikområdet.

REFERENSER

- (1) Dalenbäck, J-O, Jilar, T, Swedish Solar Heating Plants with Seasonal Storage - System Design Influence on Thermal Performance and Economy. Paper submitted to the international conference "Solar Energy at High Latitudes", 4-6 September 1984, Napier College, Edinburgh, Scotland.
- (2) Jilar, T, Solvärmeteknik i stor skala, Ingelstad - en värmecentral utan värmepump. Byggforskningen, Rapport R103:1984. Stockholm, 1984.
- (3) Finn, L, 1979, A Swedish Solar Heating Plant with Seasonal Storage. The Ingelstad Project: Design and Construction Stage. Swedish Council for Building Research, Document D14:1979. Stockholm, 1979.
- (4) Gabrielsson, P, Olsson, S-G, Solvärmesystem i befintlig bebyggelse, Förstudie: HSB-Vänersborg. Byggforskningsrådet, Rapport R114:1982. Stockholm, 1982.
- (5) Margen, P, m fl, Stora solvärmesystem, Geoteknik, Områdesplanering, Ekonomi. Byggforskningsrådet, Rapport R20:1982. Stockholm, 1981.
- (6) Margen, P, Seasonal Thermal Storage, Swedish Practice, Developments and Cost Projections. Swedish Council for Building Research, Document D4:1981. Stockholm, 1981.
- (7) Norbäck, K, Hallenberg, J, A Swedish Solar Heating Plant with Seasonal Storage: A Technical and Economic Description of the Lambhov Project. Swedish Council for Building Research, Document D36:1980. Stockholm, 1980.

Byggeforskningsrådet har av regeringen fått i uppdrag att ta fram underlagsmaterial inför omprövning av gällande riktlinjer för energipolitiken och energisparverksamheten i byggnader.

Resultatet av detta arbete redovisas i Byggeforskningsrådets skrift G26:1984 — ENERGI 85. Energianvändning i bebyggelse. I arbetet har ett antal expertgrupper varit verksamma. Deras resultat, som utgör ett viktigt underlag för ENERGI 85, redovisas i följande rapporter:

- M84:8 Nikolay Tolstoy, Christer Sjöström & Tommy Waller — **Bostäder och lokaler från energisynpunkt** (Utgivet som Meddelande från Statens institut för byggnadsforskning, Gävle)
- R131:84 Lee Schipper — **Internationell jämförelse av bostädernas energiförbrukning**
- R132:84 Lars-Göran Carlsson — **Energianvändningen i bostäder och lokaler 1970—82**
- R133:84 Hans Erik Forsell & Jan Nöid — **Energisparande i statliga myndigheter m fl**
- R134:84 Bostadsstyrelsen — **Bostadsstyrelsens lån- och bidragsgivning till energisparåtgärder i bostäder m m**
- R135:84 Statens planverk — **Utvärdering av bestämmelserna om energihushållning i svensk byggnorm — effekterna på nya byggnader**
- R136:84 Sten-Ivan Bylund & Jan Lindelöf — **Energisparinformation från byggeforskningsrådet, bostadsstyrelsen och planverket 1978—84**
- R137:84 Ulf Lillengren & Folke Peterson — **Effektiva uppvärmningssystem**
- R138:84 Lennart Thörnqvist & Bo I Olsson — **Energisparande inom fjärrvärmda områden**
- R139:84 Tore Hansson, Anders Nilson & Claes-Göran Stadler — **Energisparteknik i befintlig bebyggelse**
- R140:84 Gunnar Anderlind, Claes Bankvall & Karl Munther — **Energibehov i nya byggnader**
- R141:84 Gunnar Essunger & Håkan Andersson — **Förutsättningar för genomförande av energisparåtgärder i befintlig bebyggelse**
- R142:84 Hans Alfredson — **Kunskap om energisparåtgärder**
- R143:84 Anders Nilson, Lars Bäck, Magnus Fischer & Claes-Göran Stadler — **Energisparmöjligheter i befintlig bebyggelse**
- R144:84 John Gajland — **Energisparande vid alternativa förutsättningar**
- R145:84 Folke Peterson, Stefan Sandsten — **Solvärmt tappvatten**
- R146:84 Per Isakson, Knut-Olof Lagerkvist — **Solsystem för uppvärmning och varmvatten med korttidslager**
- R147:84 Erik Wahlman m fl — **Sol till fjärrvärme och gruppcentraler**
- R148:84 Enno Abel — **Solvärmesystem med årslagring**
- R149:84 Kjell Larsson m fl — **Gruppcentraler — nuläge och utvecklingsmöjligheter**
- R150:84 Carl Mattsson m fl — **Energisystem behandlade i SOL-85 modellen**
- R151:84 Ilja Kordi, Göran Lundgren — **Strategier och scenarios använda i SOL-85 modellen**
- R152:84 Anders Göransson, Peter Wennerhag m fl — **Bebyggelsedata för energiplaneringen — Underlagsrapporter**
- D21:84 Kirtland Mead et al — **SOLAR 85. Simulation modelling**
- D22:84 Anthony Hardacre — **Solar energy research outside Sweden**

Dessa rapporter beställs genom Svensk Byggtjänst, Box 7853, 103 99 Stockholm, tel 08/730 51 00.

Art.nr: 6704148

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

R148: 1984

ISBN 91-540-4217-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Cirkapris: 30 kr exkl moms