



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

R68:1985

# Värmelagers roll i energisystem

Beräkningsmetoder

BFR-seminarium januari 1985

K/aw

INSTITUTET FÖR  
BYGGDOKUMENTATION

Accnr

Plac

See

Byggforskningsrådet

R68:1985

VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEM

Beräkningsmetoder

BFR-seminarium januari 1985

Dokumentationen sammanställd av  
Björn Svedinger

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 841090-0  
från Statens råd för byggnadsforskning till VIAK AB,  
Vällingby.

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

R68:1985

ISBN 91-540-4387-5  
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck AB Stockholm 1985



## FÖRORD

Systemfrågorna är viktiga för förståelse av värmelagers roll i olika energisystem. Det finns ett stort behov av ingenjörsmässiga metoder att värdera lager med olika funktion. Detta framgår av Markvärmegruppens slutrapport (G4:1984) till Byggforskningsrådet.

Ett flertal dataprogram och metoder för analys (simulering) av uppvärmningssystem med värmelager finns idag tillgängliga och utvecklas på flera håll. Målsättningen med det genomförda seminariet har varit att ge underlag för en "State of art"-rapport och riktlinjer för fortsatt utvecklingsarbete inklusive önskvärda optimeringsstudier/praktikfall.

Föreliggande dokumentation från seminariet, som ägde rum i Ingenjörshuset, Stockholm den 24 januari 1985, är en sammanställning av inlämnade bidrag. Materialet kommer bl a att ligga till grund för den utvärdering rådet planerar genom den nyligen tillsatta "Energilagringgruppen" med Arne Boysen, Hidemark & Danielson, som ordförande.

Seminariet har arrangerats i samråd med Sven-Erik Lundin och Maj Bergsten, Byggforskningsrådet, som också medverkat vid sammanställning av rapporten.

Stockholm, februari 1985.

Björn Svedinger, VIAK AB  
projektledare



## FÖRORD, Björn Svedinger, VIAK AB

1	INLEDNING, Sven-Erik Lundin, BFR	4
2	FÖREDRAG - BERÄKNINGSMETODER	
2.1	Peter Margen, Margen-Consult AB	8
2.2	Anders J.W. Hedbäck, AB Tore J. Hedbäck	17
2.3	Göran Hultmark, AB Andersson & Hultmark	22
2.4	Per-Åke Franck och Thore Berntsson, CTH	28
2.5	Heimo Zinko, Studsvik Energiteknik AB	38
2.6	Johan Claesson, LTH	51
2.7	Hans Hydén och Hans Johnsson, VBB AB	57
2.8	Sam Johansson, AIB AB	66
2.9	Lars-Åke Cronholm, Studsvik Energiteknik AB	76
2.10	Björn Wetterborg, Vattenfall	86
2.11	Björn Svedinger, VIAK AB	90
2.12	Jan Nordling, AF-Energikonstult AB	98
3	DISKUSSION - FÖRBEREDDA INLAGG	
3.1	Inledning, Sven-Erik Lundin, BFR	120
3.2	Ingvar Ö Andersson, Statens energiverk	122
3.3	Hans Isaksson/Hans Nilsson, Stockholm Energiproduktion AB	124
3.4	Tore J. Hedbäck, AB Tore J. Hedbäck	126
3.5	Jan-Olof Dalenbäck, CTH	128
3.6	Håkan Stigmarker, Jönköpings energiverk	129
4	BILAGOR	
4.1	Minnesanteckningar inkl sammanfattningar	130
4.2	Deltagarförteckning	138

## VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEM

Inledning

Sven-Erik Lundin Statens råd för byggnadsforskning

På Byggnadsforskningsrådets och närmare bestämt "Enheten för ny energiteknik" vägnar vill jag hälsa alla välkomna till detta seminarium om systemfrågor/studier kring värmelagringens roll.

Som handläggare av FoU-programmet för lagring känner jag flertalet av er deltagare, såsom aktiva forskare i ämnet. För oss arrangörer är det också med glädje vi ser nya intressenter i detta sammanhang kring teknikområdet (jag syftar då på avnämare, och representanter för branschorganisationer och andra programorgan. Som ett tecken på att seminariet berör många tekniklinjer och energisystem kan man också se närvaron av mina kolleger forskningssekreterare från BFR inom program för solvärme, naturvärme och värmepumpar.

BFR har ända sedan forskningen i slutet på 70-talet kraftigt ökades haft som en policy att engagera alla berörda parter i utvecklingsarbetet för värmelager (innovatörer, forskare, konsulter, byggare och nyttjare). Forskningen har också drivits på en bred front med insatser kring grundforskning, teori, laboratoriestudier, förprojektering och fullskaleprojekt.

FoU-medlen har under en 6-årsperiod uppgått till ca 50 Mkr i bidrag (80 projekt) och 50 Mkr i lån (15 projekt). Resultat och erfarenheter av verksamheten kommer att delvis redovisas i dagens föredrag och kort även ges som förutsättningar i nästa inledande föredrag. Med några ord vill jag dock beröra utvecklingsläget och planeringen för den fortsatta forskningen.

I BFRs ENERGI 85 ges rådets samlade utvärdering av lagringsteknikerna som kortfattat kan karakteriseras som lovande och en värmesystemdel för användning i marknaden inom en nära framtid. Regeringen lägger om någon månad fram en ny energi-proposition där betydelsen av lagrets roll sannolikt poängteras och medel anvisas för en fortsatt forsknings- och demonstrationsverksamhet både till BFR och STEV.

Med denna kartbaserade bild 1 och abstract över pågående värmelagringsprojekt i Sverige vill jag påminna om vår även internationellt sett stora verksamhet på området. Dessa 15-tal fullskaleprojekt har inte planerats, dimensionerats, optimerats och byggts med tumregler. Systemen har noggrant beräknats och den teoretiska bakgrunden till några av lagringsteknikerna redovisas vid detta seminarium.

Systemdelarna i ett projekt är många som denna bild 2 illustrerar. Olika typer av värmekällor, säsongslager, korttidslager, värmepumpar, befintliga värmecentraler och användarkrav gör bilden komplex. Många egenskaper och krav i delsystemen ger åtskilliga variationer i tillämpningarna nödvändiga att beakta både tekniskt och ekonomiskt.

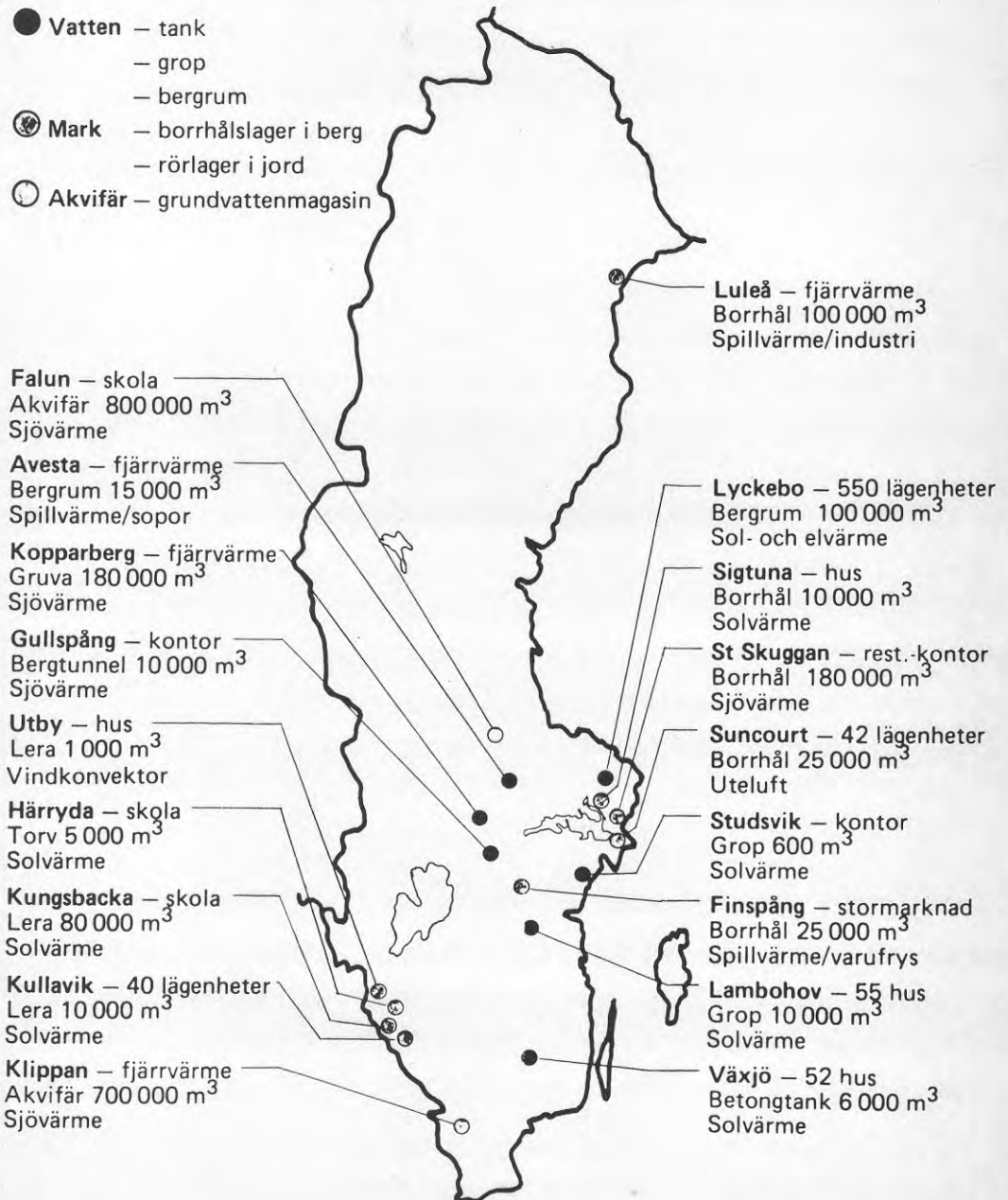
Simuleringsprogram och andra datamodeller är några av arbetsinstrumenten för att rätt kunna lösa den mängd med frågor som

uppkommer kring värmelagring. Det är kvalificerade ingenjör-  
problem som föreligger. En viss symbolik kan därför föreligga i  
att rådet håller seminariet just i Ingenjörshuset till vilket  
jag alltså ännu en gång vill hälsa er beräkningsexperter och  
övriga intresserade välkomna till en förhoppningsvis givande ar-  
betsdag och information kring värmelagringens många roller.

# Värmelager

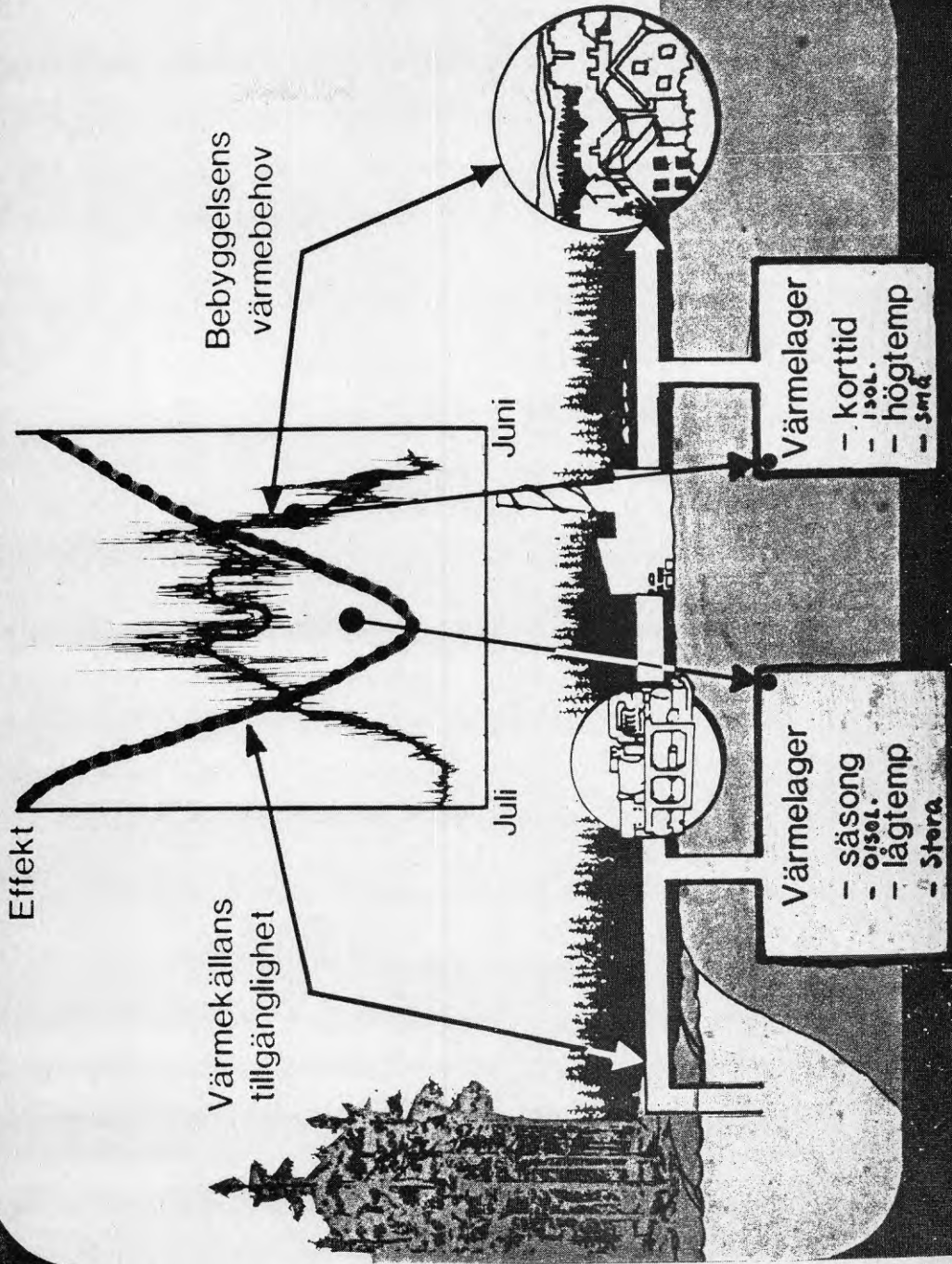
## FoU-projekt i full skala

- Vatten – tank
  - grop
  - bergrum
- ⊗ Mark – borrhålslager i berg
  - rörlager i jord
- Akvifär – grundvattenmagasin





# Geoenergi – planering



ROLLEN FÖR OLIKA TYPER AV VÄRMELAGER I SVENSK ENERGIFÖRSÖRJNING.  
EN EKONOMISK ANALYS

Peter Margen, Margen-Consult

KONCENTRAT AV REF 1 OCH 2

1. Uppgift

Ref 1 och 2 syftar till att belysa

- 1) **Sätten** energilager kan utnyttjas i olika system,
- 2) Det ekonomiska **värdet** av dessa funktioner,
- 3) **Kostnaderna** av olika typer av energilager anpassade till dessa funktioner, samt genom att jämföra 2) och 3),
- 4) Vilka **tillämpningar** för energilager som är **ekonomiska** och **vilka typer** av lager som passar bäst för olika funktioner.

2. Sätt att utnyttja lager

Energilager kan användas för att,

- a) **Öka utnyttjning** av **baslastproduktionskällor**, varvid energi med låg rörlig kostnad ersätter energi med högre rörlig kostnad. Så sker på grund av
  - **variationer i värmebehovet** samt
  - **driftstopp** för baslastenheterna.
- b) **Reducera erforderlig effekt** för topplastpannor genom **effektkapning**.

Vissa ytterligare uppgifter tillkommer i system i vilka mottryckskraftverk ingår, se avsnitt 7.

Den typiska belastningskurvan, Figur 1, visar att **säsongsvariationen** dominerar. Lager som inriktas på denna uppgift måste vara **mycket stora**.

Belastningen **oscillerar** dock omkring effekten av baslastenheten vår och höst, se Figur 1. Lager som i huvudsak är avsedda för att **jämna ut** dessa variationer kan ha **flera tiopotenser mindre volym** men får **låg utnyttjningstid**. Den är så låg att man **inte har råd** att använda **värmepumpar** vid urladdning. Därmed **utesluts lågtemperaturlager** som ju vanligtvis behöver en värmepump. Dessa kan sålunda ej tjänstgöra i huvudsak som korttids- eller mellantidslager.

Figur 2 illustrerar hur högtemperaturlager av måttlig storlek kan användas för samtliga funktioner, dvs

**Säsongslagring** för att kompensera (delvis) sommarens baslasteffektöverskott, samt årsavställningen av baslastenheten (där det finns endast en sådan enhet),

**Mellantidslagring** för att kompensera inverkan av perioder av kallare eller varmare väder på några dygn eller någon vecka vår och höst, samt avställning av en baslastenhet på grund av driftfel,

**Dygnslagring** för att jämna ut dygnets belastningsvariationer, vår och höst.

Utjämning av dyngs- och mellantidsvariationer i belastningen kan ske vid **varje gränsskikt** i rörliga kostnader mellan två typer av produktionskällor, se Figur 2.

### 3. Antal omsättningar av lagret, N

Viktigt för funktionen a) är **hur ofta** ett lager kan laddas ur årligen för att ersätta dyr energi. I Ref 1 används en förenklad modell för att beräkna antalet omsättningar av lagret för dyngs- och mellantidslagring på grund av belastningsvariationer, se Figur 3. Variationerna antas ha triangelform och en procentuell konstant amplitud  $\Delta P/P$  av periodens medelbelastning.

Denna förenklade modell har gett relativt bra överensstämmelse med resultat av beräkningar med Studsviks dataprogram som behandlar verkliga data av typ Figur 1 för flera energisystem över området  $0.6 > P_b/P_M > 0.2$  ( $P_b$  = baslastenheternas effekt,  $P_M$  = systemets maximala effektbehov) när  $\Delta P/P$  sattes till 0.14 för dygnslagring och 0.25 för mellantidslagring.

Med dessa värden och övriga antaganden angivna under Figur 4, räknades fram resultaten i Figur 4 som visar N och årlig omsatt energi som funktion av lagrets relativa storlek (= laddningsförmåga/systemets årliga energibehov).

Gränserna mellan dygnslagring, mellantidslagring och säsongslagring är inte skarpa, men i stora drag gäller följande:

Tabell 1. PRESTANDA AV LAGER AV OLIKA RELATIV STORLEK

Lager i huvusak dimensionerat för	Relativ storlek, % av systemets årsenergi	Antal omsättningar per år N	Årsomsättning, % av systemets årsenergi	Utnyttjningstid för urladdning, timmar
Säsongslagring	5 à 20 %	1 à 2	10 à 15 %	1 000 à 4 000
Mellantidslagring	0.1 à 3 %	8 à 16	2 à 3 %	200 à 400
Dygnslagring	0.01 à 0.01 %	30 à 50	ca 1 %	100 à 200

Det **höga antalet** omsättningar för **dygnslager** ger vanligtvis god ekonomi, varför de används redan på många fjärrvärmesystem.

Den mycket stora **totala energiomsättningen** för **säsongslager** är anledningen till deras potentiella stora betydelse för oljebasparing och systemets ekonomi - bara de kan byggas tillräckligt billiga i stora enheter.

#### 4. Värdet av lagringsfunktionerna

Den maximala investeringen (= värdet av lagret)  $I_M$ , som kan motiveras för lagring, ges av uttrycket,

$$I_M = N(c_U - c_L/n)/f + I_p f_p/fH \quad (1)$$

där

$N$  = antalet urladdningar/år

$c_U, c_L$  = rörlig kostnad av energin ersatt vid urladdning resp använd vid laddning, kr/kWh

$I_p$  = investering i ny panna ersatt genom effektkapning (eller kapitaliserad besparing på grund av avstängning av befintlig panna)

$f, f_p$  = brukdel av investeringen för fasta kostnader för lager resp panna

$n$  = lagrets verkningsgrad

#### Värdet av **energisubstitution**

Den första termen i denna ekvation bestäms huvudsakligen av  $N$  och  $c_U - c_L$ .

De övre kurvorna i Figur 5 visar värdet av denna term som funktion av lagrets relativa storlek för två skilda kostnader av laddningsenergin (kostnadsfri spillvärme resp kol) och ett resp två baslastenheter.

#### Värdet av **effektkapning**

Den andra termen beror främst på utnyttjningstiden,  $H$ , för effekttoppen som kapas. När en ny panna för t ex 400 kr/kWh och  $f_p/f = 1.2$  ersätts genom lagret, blir denna term t ex ca 80 kr/kWh vid dygnslagring ( $H = 6$  h), ca 16 kr/kWh vid mellantidslagring (antagen  $H = 30$  h) resp 0.12 à 0.48 kr/kWh vid säsongslagring (antagen  $H = 4\ 000$  à 1 000 h). Särskilt för dygnslagring är denna typ av effektkapning en utomordentligt god affär.

Många system kommer dock i framtiden att ha gott om installerad oljepann-effekt, varför i deras fall värdet av effektkapning reduceras till reduktionen i kostnaden att hålla gamla pannor i drift. Det kapitaliserade värdet av dylika kostnader kan bli 10 à 50 % av investeringen i en ny panna beroende på ålder m m.

#### 5. Egenskaper och kostnader av olika typer av lager

Man skiljer mellan lager som har **vatten** i avtätade skal som huvudlagringsmedium (ståltankar, jord- eller berggrovar, bergrum fyllda med vatten eller med stenblock och vatten) och sådana som har **marken** som huvudmedium (borrhålslager, lerlager, akviferer och det potentiellt intressanta men inte ännu tillräckligt utforskade "hydrock"-lagret), samt vissa **kombinationer**.

**Vattenlagren** utpräglas av hög effektöverföringsförmåga, begränsad entropihöjning, relativt god temperaturskiktning. Sålunda är flera av dem överlägsna för korttidslagring.

**Marklagren** har oftast sämre egenskaper i dessa avseenden, men i gengäld väsentligt lägre kostnad per kWh lagrad energi. De är överlägsna som säsongslager.

**Kombinationslager** utgör ett försök att kombinera marklagrets låga kostnad per kWh för säsongslagring med vattenlagrens högre effektöverföringsförmåga.

För att belysa kostnaderna, korreleras i Ref 1 kostnader för byggda och projekterade lager mot en förenklad ekvation av typen

$$I = A + BP + CW \quad \text{kr} \quad (2)$$

där

$P$  = max effektuttagningsförmåga vid specificerade temperaturskillnader, kW

$V$  = lagrets volym,  $m^3$

Termen CV kan för givna driftförutsättningar skrivas  $C \Delta T_m c_m Q$ , där

$Q$  = energin som laddas ur per cykel

$\Delta T_m$  = lagrets temperatursving, och

$c_m$  = lagringsmaterialets specifika värme i  $kWh/m^{30}C$

Tabell 2 visar hur detta tillämpas för ett exempel för högtemperatursystem.

Tabell 2. Förenklade kostnadsekvationer för tre typer av energilagrar i berg (1983 kr). (och ett i jord)

	STÅLTÄNK vid atmosfärstryck <sup>**)</sup>	BERG I JORD Vatten- fyllt	Block- fyllt	BORRHÅLSLAGER MED TUNNAR <sup>1)</sup> Borr- hålsdel	Minsta tunnlar	Marginal- kostnad tunnlar	JORDGROPP <sup>4)</sup> Vatten- fyllt
1. INITIALDEL: Tillifartstunnlar $n = A$ Mkr	0.6 <sup>**) (kr)</sup>	5%	5%	5%			0.4 <sup>**) (kr)</sup>
2. EFFEKTDEL: Värmeväxlare, pumpar, anslutningsrör, grovfördelning = B kr/kWh	15 <sup>**) (kr)</sup>	40	40	44			40
3. VOLYMDEL: Sprängning, förstärkning, borrhålskanaler, injektoring, finfördelningsrör eller motsvarande = C kr/ $m^3$	180	90	60	12 <sup>2)</sup>	180	120 & 90 <sup>3)</sup>	90
4. Specifik värme	kWh/ $m^3$	1.16	1.16	0.91	0.66		1.15
5. Temperatursving, $\Delta T$ för $\Delta T_v = 50^\circ C$	$^\circ C$	46	46	46	46		32 <sup>7)</sup>
6. Energiinnehåll per $m^3$ $0.9^4) \times (4) \times (5)$	kWh/ $m^3$	48	48	37.5	23.1	48	33.4
7. Kostnad av volymandel per kWh (3)/(6)	kr/kWh	3.75	1.88	1.6	0.52	3.75	2.69
				0.58 <sup>5)</sup>			

\*) , \*\*) , \*\*\*) , fall 7) = kommentarer, se Ref 1.



Med hjälp av dessa värden har kostnaderna för fyra typer av högtemperaturlager ritats in i Figur 6 resp 7 för ett system med 1 000 resp 100 GWh energibehov per år (knappa 400 resp 40 MW max effektbehov) och två resp en baslastenheter.

### Resultat

Figurerna visar att, även när man bortser från värdet av effektkapning, **ståltankar** och **jordgropar** är klart lönsamma för korttidslager, **borrhålslager** kompletterade med ett liten vattenvolym för säsongslagring och mellantidslagring. Jordgroparnas ekonomi jämfört med ståltankarnas skulle förbättras ytterligare vid utveckling av en variant som ej behöver ha värmeväxlare och som tål högre temperaturer, enligt ett nytt förslag från Studsvik.

**Bergrummens** tillfartstunnlar blir för dyra för de små lagren som räcker som korttidslager och har svårt att konkurrera med borrhålslager för säsongslagring. Även dessa har dock en nisch som mellantids-lager i mycket stora system för fall där laddningskällan (eller urladdningskällan) är temperaturkänslig, t ex behöver en värmepump, så att värmefaktorn (och därigenom  $c_L$  eller  $c_U$ ) påverkas av typen av lager. Då påverkas läget av kurvorna i Figurer av typ 6 och 7.

Figur 8 visar den totala kapitaliserade vinsten på grund av lagring på 1 000-GWh-systemet för de bästa lagertyperna. Som synes ökar vinsten vid ökande lagerstorlek monotont i detta fall. Så är dock ej fallet för små system.

Figur 4 till 8 är exempel av resultat framräknade för givna förutsättningar. De ger **indikationer av trender**, men utfallet i bestämda tillämpningar kan avvika på grund av de geotekniska förhållandena, sammanställning av produktionsresurserna m m.

## 6. Lågtemperaturlager

Eftersom lågtemperaturlager har säsongslagring som huvuduppgift kan bara lager med låga specifika kostnader per kWh lagringsförmåga komma ifråga. Detta inskränker valet till **marklager** av skilda slag, dvs borrhålslager, lerlager, akviferer, senare även eventuellt hydrocklagret.

Laddningskällorna är i först hand omgivningens värmen (luft, vatten) eller spillvärme (t ex frysboxar).

Exempel för flerfamiljshus som behandlas visar att man för lagret och värmepumpen har råd att investera knappa 3 kr/kWh vid  $f = 0.088$ , och att man ofta kan klara denna målsättning. Får man gynnsammare värde på  $f$  genom gynnsamma lån (ofta tillämpligt för bostadsprojekt) eller skatteeffekter (grupper av enfamiljshus) kan det privatekonomiska utfallet ytterligare förbättras.

## 7. Specialfall - mottrycksvärme

Kostnaden av laddningsenergin från ett mottryckskraftverk uppkommer av skillnaden mellan värdet av elen som produceras och kostnaden av bränslet som förbrukas. Under stora delar av året är el dagtid värd mer än el nattetid. Ett dygnslager kan användas för att koncentrera mottrycksproduktionen till dagtid när mottryckseffektöverskott föreligger och därigenom minska  $c_L$ , se Figur 9. Dessa tillstånd råder under relativt långa tider, varför ett dygnslager i ett system med mottryckskraftverk kan omsättas oftare än enligt Figur 4.



För närvarande har mottrycks kraft relativt dålig lönsamhet på grund av låga elpriser, särskilt sommartid. Allt eftersom elbehovet stiger kommer nuvarande sommaröverskott av oreglerad vattenkraft och kärnkraft att upphöra (ca 2 à 5 semesterveckor undantagna) och leda till mer jämn elkostnad under året. Då kommer det ökade värdet av el under sommarhalvåret att minska  $c_L$  och göra säsongslagring av mottrycks värme mera intressant.

Ett energilager kan då dels minska erforderlig mottryckseffekt, dels ersätta kol och olja under vinterhalvåret, se Figur 11. Mot denna bakgrund har det föreslagits i Ref 3 att dessa frågor studeras närmare med dataprogram.

### 9. Vad behöver studeras ytterligare?

Som tidigare nämnts skall beräkningarna i Ref 1 i första hand betraktas som **exempel som illustrerar vissa trender**. En **fortsatt bearbetning är önskvärd**, bl a i de avseenden som sammanfattas i Tabell 3.

Tabell 3. UPPGIFTER FÖR FORTSÄTTNINGEN

- \* Mera detaljerad behandling av **värmeförluster** för olika lagertyper, lagerstorlekar och driftförhållanden
- \* Beaktande av **entropiförluster** i fall där dessa har betydelse
- \* **Förfining av kostnadsekvationerna** för lagertyperna
- \* **Optimering av lagrets temperatur** som funktion av typ, storlek, driftförhållanden
- \* **Samoptimering, lager/produktionskälla**
- \* Särbehandling, **mottrycks kraftverk** tillsammans med hela systemet
- \* **Fördjupning, mindre värmesystem**

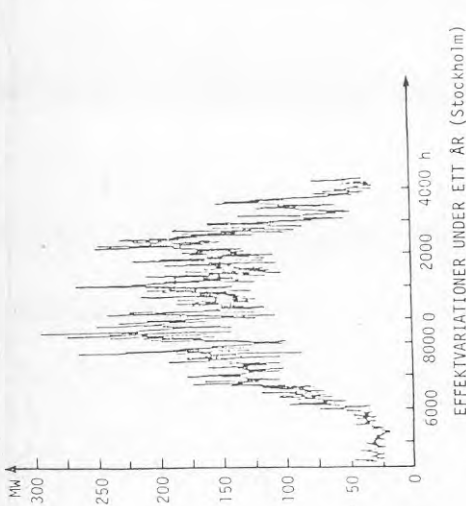
I samtliga fall,

- a) vissa generella studier
- b) fallstudier för givna system

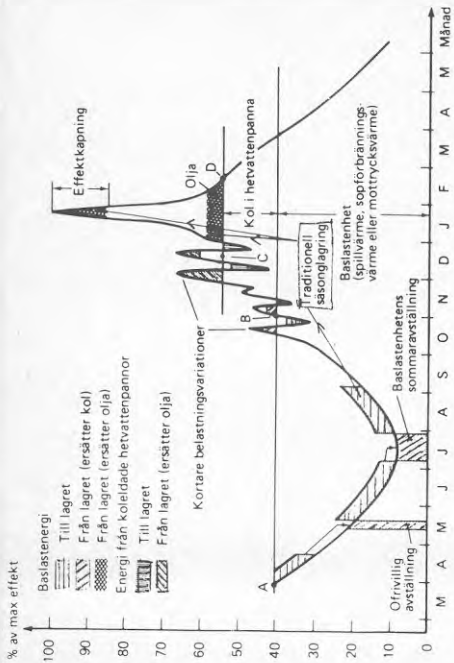
Men glöm ej att **framsteg** i stor utsträckning kommer från **tillämpningen**. **Börja bygga** där lönsamheten finns.

### Referenser

1. Peter Margen  
Rollen för olika typer av värmelager i svensk energiförsörjning. En ekonomisk analys.  
R3:1985.
2. Peter Margen  
The Role and Economics of Different Types of Energy Storage.  
BFR-Projekt 840673-6.  
(Förkortad men i vissa avseenden kompletterad version av Ref 1.)
3. Samoptimering av kraftvärmeverk och energilager.  
Projektförslag, Studsvik Energiteknik AB och Margen Consult.  
(ursprungligen juni 1984).



FIGUR 1. BELASTNINGSVARIATIONER FÖR FJÄRRVÄRMENÄT.  
EFFEKTVARIATIONER UNDER ETT ÅR (Stockholm)



Figur 2. KOMPENSATION AV VARIATIONER I VÄRMELASTEN OCH PANNSTOPP.

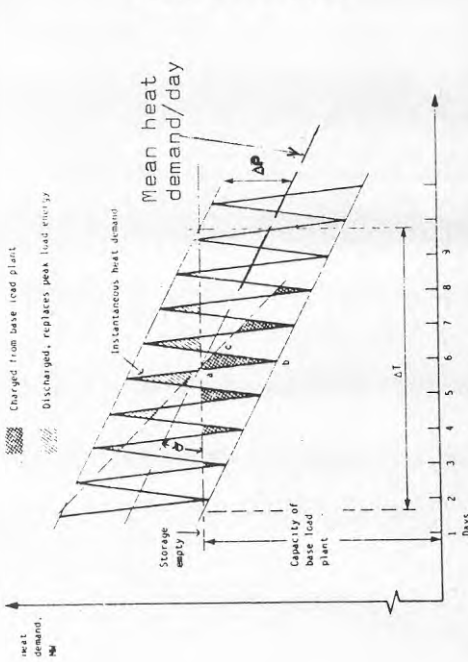


Fig 3. Idealized function of daily heat storage:  
 Discharged energy =  $\Delta T \Delta P / 12$   
 Daily variations:  $\Delta P/P \sim 0.14$   
 Medium term variations:  $\Delta P/P \sim 0.25$   
 (tan  $\alpha = 2\Delta P/\Delta T$ )

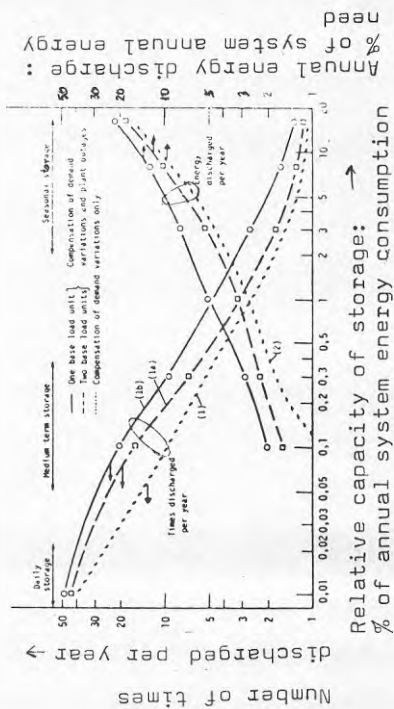


Fig 4. Annual energy discharge per m<sup>3</sup> and number of times discharged per year, as function of storage capacity/system energy need.  
 Assumptions:  $P_{sp}/P_M = 0.4$   
 Base load unit, planned outage: 3 weeks in summer  
 forced outages: 5 % of remaining time

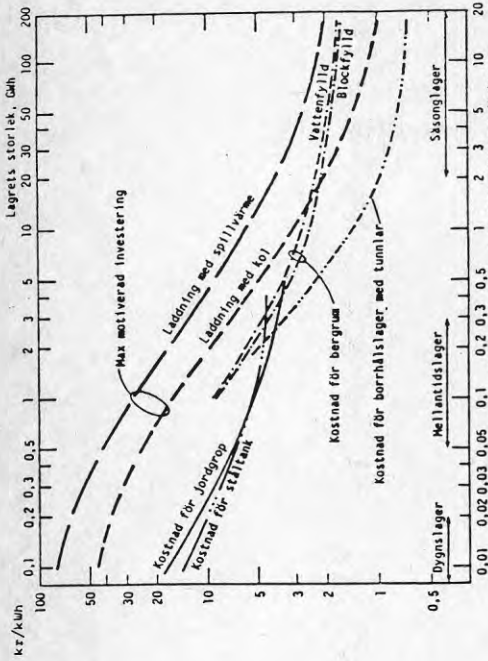


Fig 6. Motiverad resp. erforderlig investering för olika typer av lager - två baslastpannor för laddning: 1 000 GWh/år system.

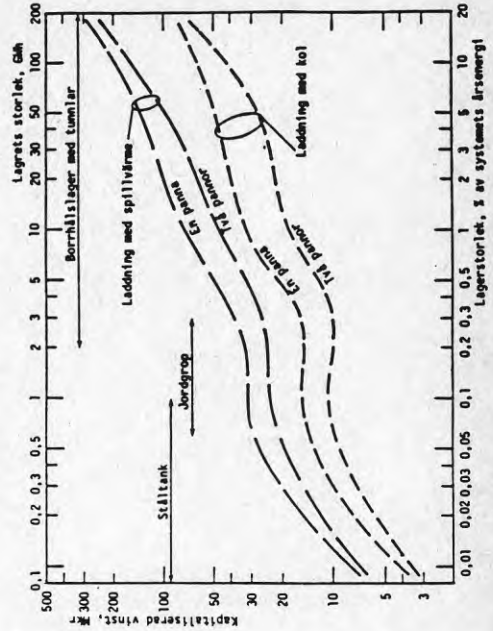


Fig 8. Kapitaliserad vinst på grund av lagring som funktion av lagrets storlek (vid val av billigaste lagertyp) (1 000 GWh/år-system)

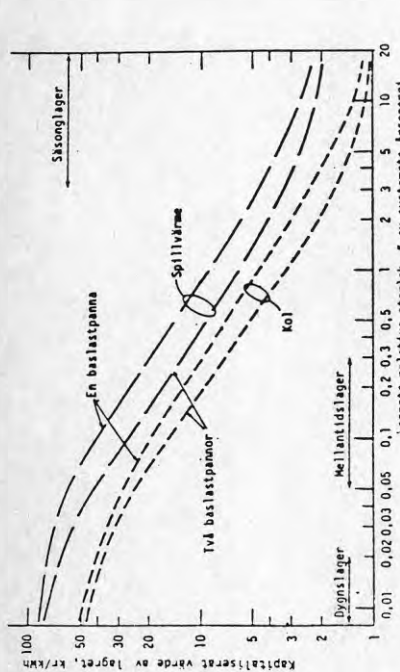


Fig 5. Kapitaliserat värde av lagring per kWh lagerstorlek (inkl. ersättning av pannaeffekt).  $n = n_{Cu} = c_L / n_f$

Antagna värden:  
 $f = 0,088$  (fasta kostnader/investering)  
 $r = 0,08$  (motiverad reallränta 6 %, 1 % realprisökning för bränsle/år, 20 års annuitet, 0,8 % underhåll)  
 $c_u = 0,16$  kr/kWh (oljaersättning)  $c_L = 0$  (spillvärme) resp.  $0,07$  kr/kWh (kol)  $n = 0,8$

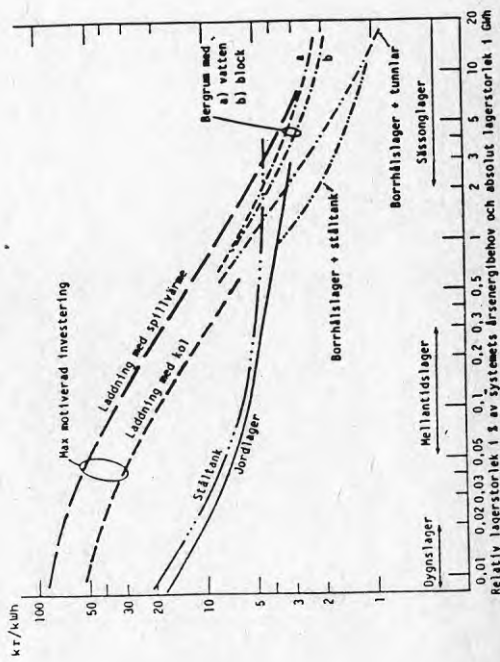


Fig 7. Motiverad resp. erforderlig investering för olika typer av lager - en baslastpanna för laddning: 100 GWh/år system.

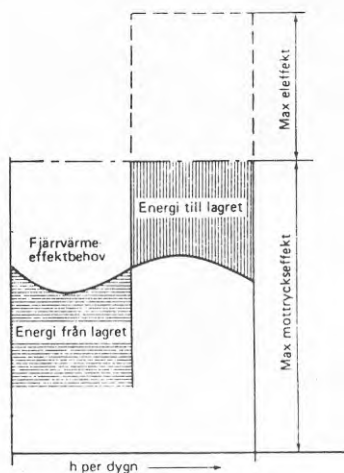


Fig 9. Akkumulator används för att öka elproduktionen av mottryckskraftverk under dagtid till max effekt.

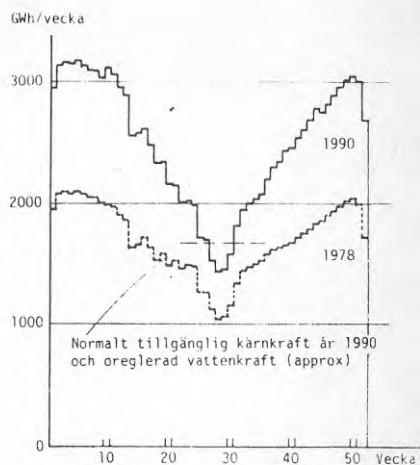


Fig 10. Säsongsvariation i elbelastning.

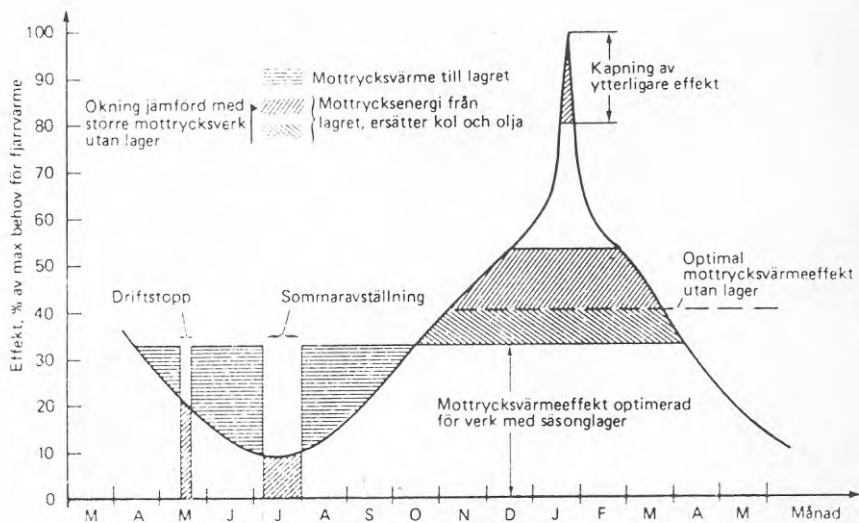


Fig 11. Inverkan av säsongslager på optimal storlek av mottryckskraftverk.

EKONOMISK OPTIMERING AV VÄRMEACKUMULATOR

Anders J. W. Hedbäck

AB Tore J. Hedbäck

Inledning och sammanfattning

Redan länge har fördelarna med en värmeackumulator varit bekanta. Emellertid är det komplicerat, att uttrycka dessa fördelar i ekonomiska termer, dvs. hur mycket pengar kan en värmeleverantör spara med hjälp av en ackumulator. För att underlätta dimensioneringen och samtidigt visa på de ekonomiska fördelarna, som en ackumulator innebär, har ett computer-program utvecklats. Programmet, vilket förutsättningslöst optimerar driften vid ett värmeverk under ett år arbetar med de för verket reella bränsle- och startkostnaderna. Som fri parameter varieras i programmet tillgänglig ackumulatorkapacitet.

Vid studium av olika anläggningar har framkommit,

- att redan måttliga ackumulatorvolymer ger stora inbesparingar.
- att överstora ackumulatörer endast ger marginella ekonomiska fördelar.

Resultaten av ett konkret exempel 'Helsingborgs Energiverk' presenteras. I det behandlade fjärrvärmenätet finns;

- kolbaserad mottrycksvärme
- hetvattenpanna FBC avsedd för inhemskt kol
- hetvattenpannor för olja
- industriellt spillvärme

### Målsättning

Praktiskt taget alla svenska såväl som utländska värmeverk arbetar med olika förutsättningar. Härmed avses både produktionsanläggningar och värmeförbrukning. Några generella ut-sagor vad beträffar ekonomin av en värmeackumulator kan inte direkt överföras från en konstellation till en annan. Målsätt-ningen är, att genom optimering av produktionsapparaten möj- ligöra ett värmeverks minimering av kostnaderna.

### Metodik

Vid befintliga värmeverk och distributionssystem uppnås ofta den största marginella nyttan av en investering i det att driften av baslastenheterna maximalt kan utnyttjas. Med bas- lastenhet förstås de enheter, vilkas bränsle och driftskost- nader är lägst. Förekommer eltariffberoende produktionsen- heter är driftskostnaderna normalt beroende av tiden på dyg- net, när i veckan och när under året som enheterna arbetar.

En driftoptimering skall inte enbart ta hänsyn till den spe- cifika värmekostnaden vid varierande last utan även drifts- kostnaderna beroende av tiden. Härtill kommer resp. produk- tionsenhets startkostnader. I begreppet startkostnader in- kluderas de extra kostnader som uppstår för det ökade sli- taget vid kallstart.

I det för ändamålet utvecklade computerprogrammet HT003<sup>(1)</sup> sker optimeringen av driften med hänsyn till kostnaderna tim- ma för timma under ett år. Värmekonsumtionen hämtas från driftsstatistik för ett tidigare år. Under beräkningens gång insättes olika randvillkor i form av maximal ackumulator-

1) HT003 är skrivet i FORTRAN 77. Programmet är räkneintensivt samti- digt som stor minneskapacitet tas i anspråk. Exequeringen sker på en Hewlet-Packard maskin i 1000-serien.



kapacitet. Resultatet av beräkningarna är kostnad per år som funktion av en eventuell ackumulators maximala värmelagringskapacitet – storlek.

### Exempel

Resultatet från en tillämpning av optimeringsprogrammet HT003 demonstreras i bilderna 1 och 2. Beräkningarna härrör från en studie av Helsingborgs Energiverk, vid vilket produktionsenheter av varierande slag förekommer:

- Mottrycksvärme kolbaserad	64 - 114 MW
med oljestöd	23 - 64 MW
- Hetvattenpanna FBC för inhemskt bränsle, 18 - 28 MW	
Höganäs kol	
- Hetvattenpannor olja varierande storlek	10 - 160 MW
- Industriellt spillvärme	0 - 80 MW
medel	50 MW

Priset på mottrycksvärmen är pga. eltariffen starkt tidsberoende.

Bild 1 visar löpande bränsle- och startkostnader som funktion av värmeackumulators maximala kapacitet i GWh. De bägge ändmarkeringarna på kurvan i diagrammet visar extrempunkterna för ackumulering. Cirkeln vid ordinatan innebär drift utan ackumulering dvs. endast fjärrvärmenätets egen tröghet har tagits i beaktande. Triangeln längst till höger i diagrammet innebär produktion till lägsta kostnad under året, vilket motsvarar årsackumulering. Linjen som förbinder dessa båda punkter antyder bränsle- och startkostnader vid begränsad ackumulatorkapacitet.

Av bild 1 framgår, att kostnadsbesparingen – avståndet mellan den heldragna och den punktstreckade vågräta linjen – endast

är marginell för ackumulatören med en kapacitet större än ca. 3 GWh.

Besparingen enligt bild 1 kan emellertid inte uppnås utan uppoffring, kostnad för inkoppling och uppförande av en ackumulatör. Offerter från år 1984 på den ekonomiskt gynnsamaste ackumulatören – den trycklösa stålcisternen –, har legat till grund vid formulerandet av en kostnadsekvation. I bild 2 har kostnaderna för ackumulatörer av varierande storlek adderats till bränsle- och startkostnaderna för det betraktade systemet, Helsingborgs Energiverk. Härvid är för den streckade linjen avskrivningstiden 10 år och realräntan 6%. Den punktstreckade linjen åskådliggör 5 års avskrivning med samma räntesats 6%. Uppenbarligen uppnås den maximala vinsten med en ackumulatör av storleksordningen 1.5 GWh.

#### Slutsats

Genom en noggrann analys av driften vid ett fjärrvärmesystem kan den mest ekonomiska ackumulatörstorleken fastställas. En överstor ackumulatör ger endast en marginell ekonomisk nytta emedan kostnaderna blir oproportionerligt stora. En måttligt dimensionerad ackumulatör har däremot god lönsamhet. Pay-off tiden varierar från fall till fall och har normalt varit ett till tre år.

Kostnad  
Milj kr/år

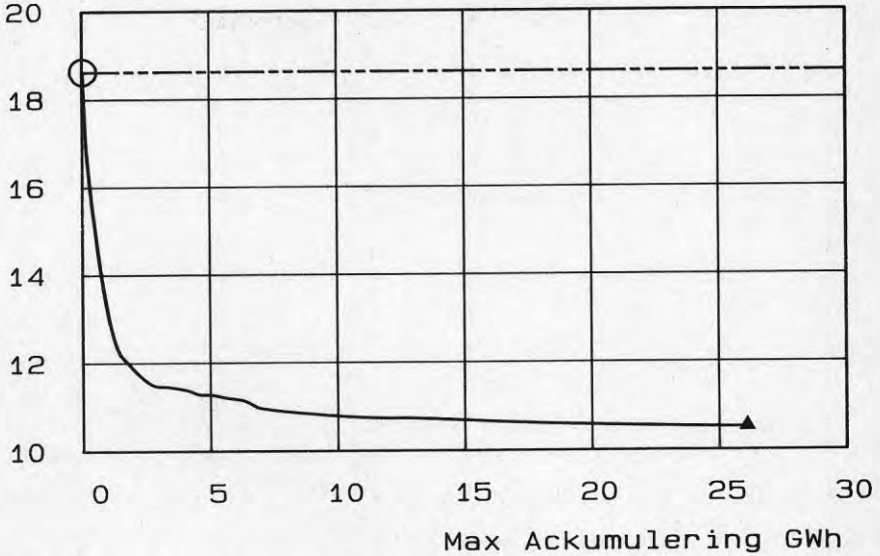


Bild 1. Möjlig kostnadsreduktion med hjälp av en värmeackumulator i ett fjärrvärmenät. Triangeln motsvarar årsackumulering.

Kostnad  
Milj kr/år

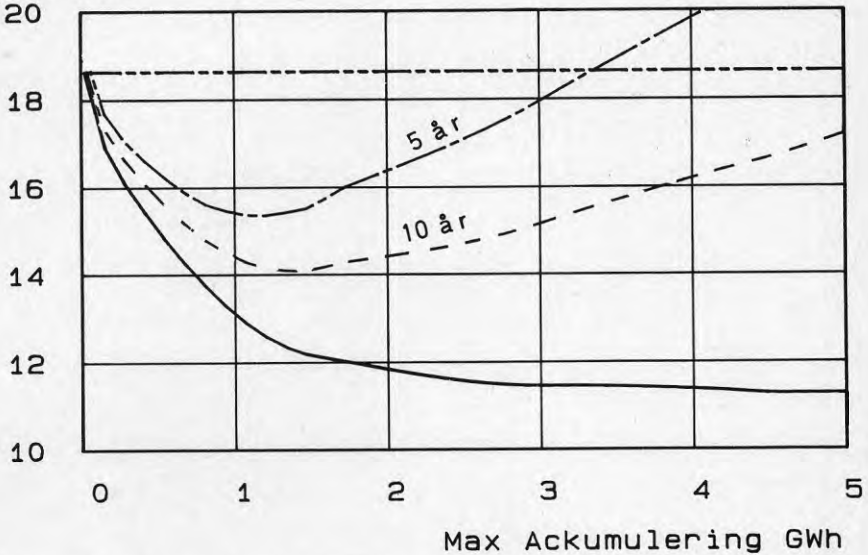


Bild 2. Möjlig kostnadsreduktion i ett fjärrvärmenät, med varierande ackumulatorstorlekar och avskrivningstiderna 5 resp. 10 år. Realräntan har antagits till 6%.

## DATORPROGRAMMET SUNSYST

Göran Hultmark  
AB Andersson & Hultmark

### Allmänt om programmet

Sunsyst är ett program utvecklat för att simulera förnyelsebara energisystem i byggnader t ex olika typer av lager, solfångare eller värmepumpar. Programmet kan även simulera uppvärmning av byggnader med vanliga konventionella bränslen, såsom el, olja och flis.

Programmet kan användas för att beräkna ett energisystem i en byggnad eller i ett fjärrvärmenät där dessa komponenter ingår.

Programmet finns idag på en minidator av fabrikat Digital Eupment. Programdokumentationen är inte färdigutvecklad för allmänt bruk utan indateringen sköts med egen personal. Programmet har använts i fjärrvärme-sol sammanhang i samband med Torvalla-projektet i Östersund samt i Nykvarn utanför Södertälje, i fjärrvärme-värmepump sammanhang i Kungsbacka och i Alingsås, samt i byggnader i Sunclay-projektet i Kungsbacka, Kullavik-projektet, Backa-projektet, Ingelstadprojektet i Växjö, Kvarngården i Växjö, Hammarkullen i Göteborg m m.

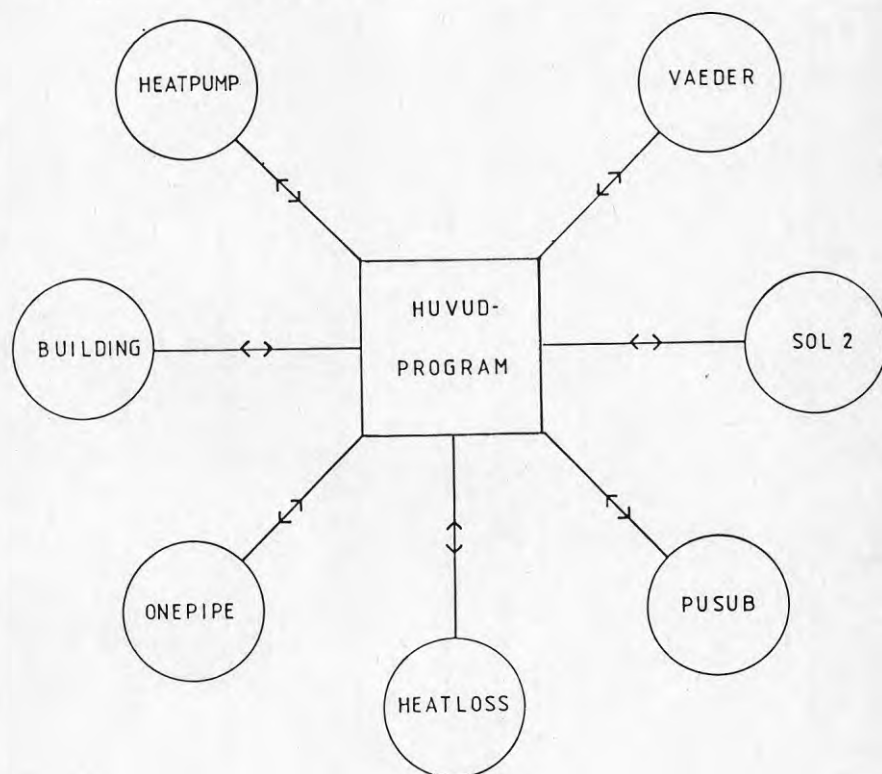
### Beskrivning av datorprogrammet SUNSYST

SUNSYST är ett datorprogram som började utvecklas i slutet av 70-talet som hjälpmedel vid projekteringen av SUNCLAY-systemet vid Lindälvsskolan i Kungsbacka. Programmet möjliggör simulering av värmesystem som innehåller solfångare, markvärmelager med rör och värmepumpar.

Huvudresultaten som SUNSYST ger är följande:

- producerad energimängd i solfångare
- temperaturförändringar i marken
- energibehovet till värmepumparna

SUNSYST består av ett HUVUD-program och ett antal SUBROUTINER enligt figur 10.1.

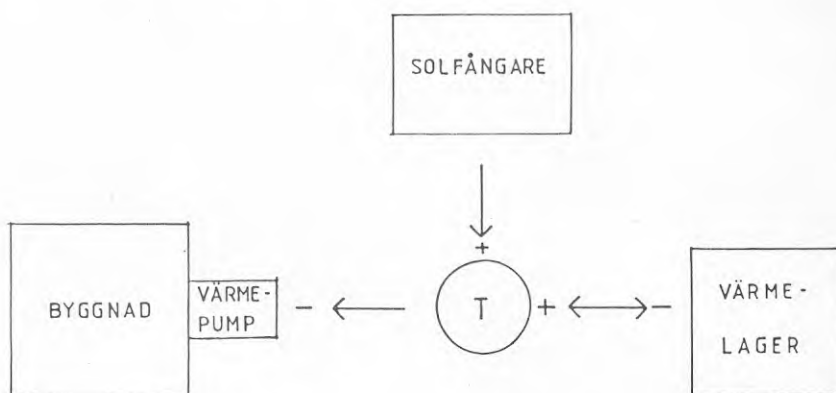


Figur 10.1 SUNSYST

### HUVUD-programmet

Huvud-programmets uppgifter är att läsa in indata, anropa SUBROUTINER och skriva ut beräkningsresultaten.

Beräkningarna gå ut på att bestämma en medeltemperatur  $T$  som ger termisk balans mellan solfångare, värmelager och värmepumpar. D v s i beräkningarna varieras  $T$  så att eventuellt energitillskott från solfångarna och energin till värmepumparnas förångare balanseras av energi till eller från värmelagret. Detta åskådliggörs av figur 10.2.



Figur 10.2 Energibalans

I figur 10.2 framgår tecken på energierna. Energierna från solen och till byggnaden (värmepumpen) är alltid positiv respektive negativ. Energin från eller till värmelagret är positiv eller negativ beroende på om  $T$  är lägre eller högre än temperaturen i värmelagret. Beräkningarna görs med tidssteget en timme under ett år.

### SUBROUTINER

#### VAEDER

Denna subroutine beräknar utetemperaturer m h a statistik från SMHI. Utgående från dygnsmax och dygnsmin beräknas utetemperaturer för aktuell timme. Härvid antages utetemperaturerna variera enl. en sinuskurva med min-temperaturen kl 3 och max-temp. kl 15.

Vid beräkningarna av utetemperaturer tas hänsyn till årsmedeltemperatur och DUT. Subroutinen VAEDER ger också en molnfaktor för förmiddag resp. eftermiddag, mellan 0 och 8. 0 (noll) innebär klar himmel medan 8 betyder att det är en helmulen timme.



Molnstatistiken grundar sig på SMHI's statistik från en 30-årig period för Göteborg. Likaså använder VAEDER statistik för att ge vindhastigheten.

### SOL2

I denna subroutine beräknas solinstrålningen mot ett godtyckligt placerat plan. Med solarkonstanten (1354 W/m<sup>2</sup>) och infallsvinkeln som bas beräknas solinstrålningen uppdelad i fyra delar. Dessa delar är:

PI - direkt strålning klar dag  
 PIND - diffus strålning klar dag  
 PII - direkt strålning helmulen dag  
 PIMD - diffus strålning helmulen dag

M h a molnfaktorn från VAEDER viktas dessa delar olika så att total instrålning en bestämd timme kan beräknas.

### PUSUB

Denna subroutine beskriver en solfångare med plan absorbatör med eller utan täckglas. Input till denna subroutine är solfångarens geometri och materialegenskaper (från indata), solinstrålningen (från SOL2), utetemperatur (från VAEDER) och den cirkulerande brinnens temperatur (T). Utgående från dessa parametrar beräknar PUSUB hur stora värmeförlusterna via strålning och konvektion är. Den nyttiggjorda energin beräknas sedan som differensen mellan absorberad solenergi i absorbatören och värmeförlusterna. Denna beräkning är en iterativ process.

### HEATLOSS

Beräkning av värmeförluster från värmelagret görs i denna subroutine. Marken runtomkring lagret delas in i små segment och förlusterna beräknas utgående från lagrets temperatur m h a en finit differensmetod. Hänsyn tas till eventuell isolering ovan lagret samt solinstrålningens inverkan på markytan. Andra viktiga parametrar är lagrets form och markens termodynamiska egenskaper. Värme sprids från eller till lagret beroende på om lagret är varmare eller inte gentemot sin närmaste omgivning.

ONEPIPE

De lokala förhållandena kring rören i lagret beskrivs i ONEPIPE. Alla rör i lagret antas arbeta med samma temperaturprofil runtomkring sig. Den markvolym som påverkas av varje rör delas in i smala ringar. Temperaturen i brinen, samt denna indelning av omgivande mark, möjliggör att en finit differensmetod kan användas för att beräkna effekter till och från röret liksom temperaturer.

BUILDING

Beräkning av byggnadens energibehov görs i denna subroutine. Från indata används termen  $k \times A$  (W/grad. C) som multipliceras med en temperaturdifferens för att erhålla byggnadens effektbehov varje timme. Likaså beräknas energibehovet för varmvatten för varje timme. Temperaturbehovet bestäms beroende på utetemperaturens värde och den minsta temperatur som räcker till varmvattenberedning.

HEATPUMP

Denna subroutine beskriver en värmepump. Härvid beräknas Carnotvärmefaktorn vid aktuella kondenserings- och förångningstemperaturer. Vid denna beräkning antas en minsta temperaturskillnad på 5 grad. C i kondensator och förångare mellan värmebärare resp. köldbärare och freon. Carnotvärmefaktorn multipliceras med en Carnotverkningsgrad (från indata) vilket ger den aktuella värmefaktorn för värmepumpen.

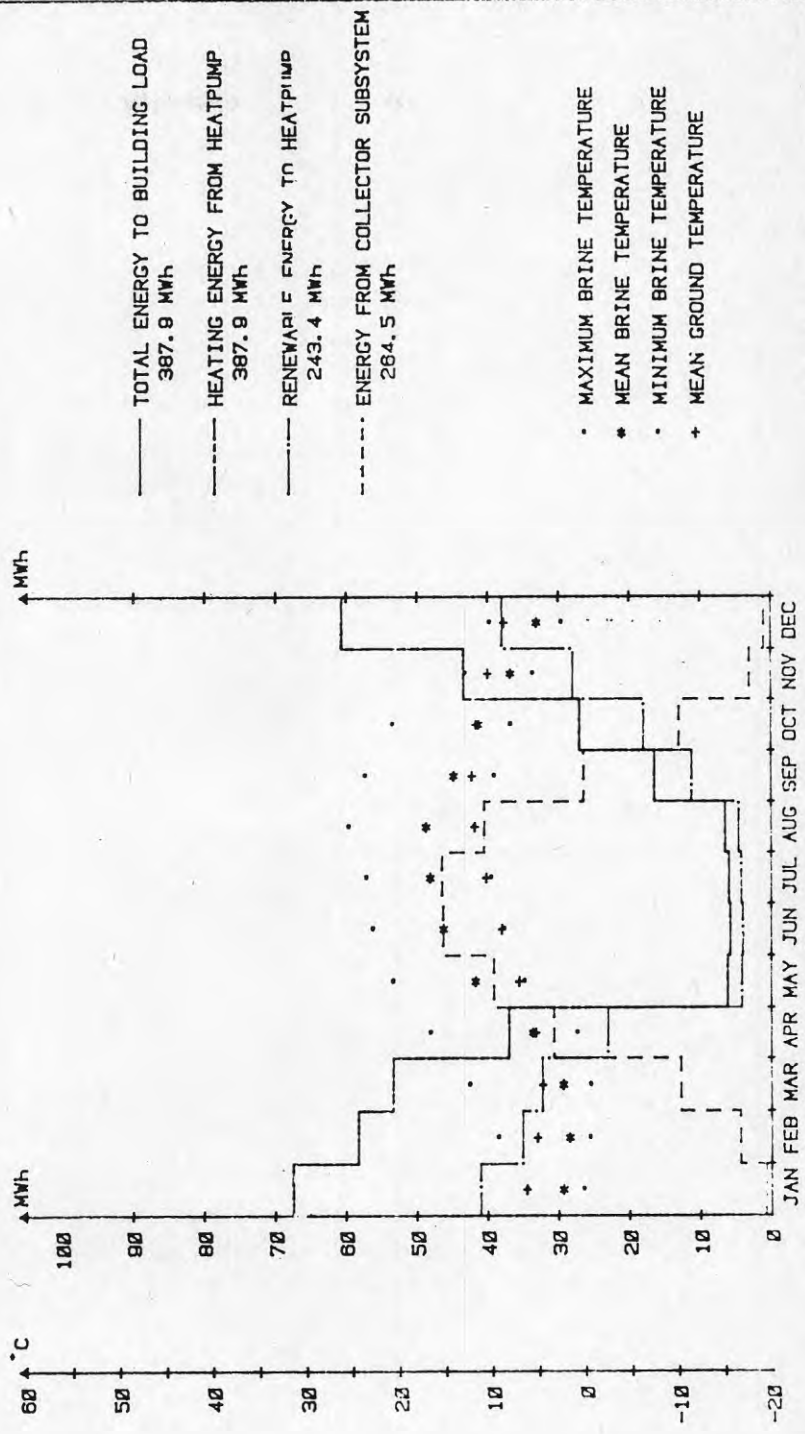
## Beräkningsgång

För varje timme beräknas utetemperatur, vind och molnfaktor av VAEDER. SOL2 beräknar solinstrålningen. Därefter ittereras en medeltemperatur T fram som ger termisk balans mellan solfångare, värmelager och värmepumpar. I denna itteration bestämmer PUSUB utbytet från solfångarna, BUILDING- och HEATPUMP beräknar erforderlig energimängd till förångare och ONEPIPE beskriver lagrets uppförande. Slutligen beräknar HEATLOSS värmeförlusterna från lagret.

## Val av indata

Indata till SUNSYST innehåller uppgifter om egenskaper hos solfångarna, värmeväxlarrören i värmelagret, värmepumparna och byggnaden, verkningsgrad i pannor m m. Enskilda komponenter beskrivs med sin tekniska uppbyggnad eller med sina prestanda.

ENERGIES AND TEMPERATURES WITHIN A SYSTEM CONTAINING A HEATPUMP, A GROUND COUPLED STORAGE AND A COLLECTOR SYSTEM



SUNSYS.

DATORPROGRAM FÖR SIMULERING AV UPPVÄRMNINGSSYSTEMET:  
VÄRMEPUMP, LAGER OCH VÄRMEKOLLEKTOR.

av

Civ ing Per-Åke Franck och Prof Thore Berntsson  
Inst för Värmeteknik och maskinlära  
Chalmers Tekniska Högskola

Det här beskrivna datorprogrammet har utvecklats i syfte att tekniskt dimensionera ett uppvärmningssystem. Programmet ger möjlighet att studera hur skiftande dimensionering på de ingående delarna påverkar anläggningens arbetssätt. De tekniska studierna utgör sedan underlag för en ekonomisk dimensionering. Programprincipen är att simulera systemet, dvs beräkna dess funktion för givna utseenden och storlekar på de ingående delarna. Detta innebär att systemets alla delar och reglersätt först måste specificeras, varefter programmet kan köras och resultat beräknas. Nedan beskrivs uppvärmningssystemets utseende och simuleringens programmens uppbyggnad och beräkningsprincip.

#### Uppvärmningssystemet

Uppvärmningssystemet (figur 1) består av fem delar: värmekollektor, värmepump, värmelager, tillsatsvärmeenhet och värmesänka.

I värmekollektorn upptar den cirkulerande köldbäraren värme från primärvärmekällan. Då värmekällan är uteluft, utgörs kollektorn exempelvis av kylbatterier, dvs ett paket av flänsade rör. Köldbäraren värms av den omgivande luften, vars omsättning sker med naturlig konvektion (vindkonvektor). Solen kan även utnyttjas direkt som värmekälla med lågtemperatur-solfångare. Köldbäraren värms då i de i solfångarplattan integrerade tuberna. Plattan kan vara enkelt målad eller belagd med selektiv färg. För att öka temperaturverkningsgraden kan solfångaren förses med täckglas. När ingen eller liten solinstrålning föreligger, fungerar

solfångaren som en konvektiv kollektor.

I värmelagret lagras den i kollektorn upptagna värmen. Lagret består av vertikala rör, med horisontella förbindelserör, som trycks eller borras ned i marken. I rören cirkulerar köldbäraren, och värme transporteras då till eller ifrån lagret beroende på temperaturskillnaden mellan köldbärare och lager.

I värmepumpen förädlas värmets från kollektorn och/eller lagret med elenergi till den temperaturnivå, som krävs av distributionssystemet (värmebäraren).

I tillsatsvärmeenheten, som kan vara en olje- eller elpanna, tillsätts spetsvärme till värmebäraren i de fall då inte värmepumpen ensam kan leverera det aktuella värmebehovet.

Värmesänkan är ett ordinärt vattenburet distributionssystem.

Det beskrivna systemet har följande driftsätt:

- a) Laddning av lagret. Köldbäraren värms i kollektorn och avkyls sedan vid passagen av lagret, som därmed värms upp. Köldbäraren återcirkuleras därefter till kollektorn.
- b) Laddning av lagret kombinerat med värmepumpsdrift. Köldbäraren cirkuleras först som vid laddning av lagret men pumpas efter passagen av lagret genom värmepumpens förångare, där den ytterligare avkyls, innan den återförs till kollektorn.
- c) Värmepumpsdrift med kollektorn som direktvärmekälla. Köldbäraren cirkuleras mellan kollektorn och värmepumpens förångare, varvid den värms respektive avkyls.
- d) Värmepumpsdrift med lagret som värmekälla. Köldbäraren värms vid passagen genom lagret, varefter det upptagna värmets avges i förångaren, och köldbäraren återförs till lagret.

- e) Värmepumpsdrift med både kollektorn och lagret som värmekälla. Köldbäraren cirkuleras som i fall b) men värms i stället för kyla i lagret.
- f) Vila. Värmepumpen är ej i drift och ingen laddning sker. Köldbäraren cirkuleras ej.

Av den schematiska beskrivningen ovan förstås att anläggningen kan dimensioneras och regleras på många sätt. Dessutom kompliceras systemdesignen av att de olika delarna påverkar varandra kraftigt. Av dessa orsaker inses det nödvändiga i att de ingående delarna dimensioneras tillsammans och inte var för sig. Detta har också varit grundtanken vid konstruktionen av datorprogrammet, vilket beaktar dynamiken i anläggningen.

Yttre förutsättningar är även begränsande vid designen:

- Ingen isbildning får ske på kollektorn, vilket medför att köldbäraren till kollektorn inte får understiga  $0^{\circ}\text{C}$ . I små anläggningar kan möjligtvis en viss isbildning tolereras, då mängden blir liten, men i större anläggningar är mängderna ohanterbara.
- I vissa lagermaterial (t ex lera) får vattnet kring lagerrören i vissa fall inte frysa, då detta kan medföra att den geotekniska stabiliteten i marken minskar.

#### Datorprogrammet

Datorprogrammets schematiska uppbyggnad ses i figur 2. Varje systemdel i anläggningen simuleras var för sig i block, varefter delarna kopplas ihop av huvudprogrammet så att dynamiken beaktas. I beräkningarna går till väga på så sätt att året delas upp i små tidsintervall ( $< 10$  min). Först i varje intervall anropas reglersystemet, vari anläggningens driftsätt bestäms. Denna information meddelas huvudprogrammet, som anropar de block som simulerar de anläggningsdelar, som skall vara i drift. Kollektorblocket anropas i drift-



fall a, b, c och e, värmepumpsblocket vid driftfall a, b, c, d och e samt lagerblocket vid alla driftfall. Då alla beräkningar i intervallet är klara registreras resultatet och skrivs eventuellt ut. Avslutningsvis tas ett tidssteg, och beräkningarna upprepas för nästa tidsintervall. Programmets uppbyggnad i block gör det möjligt att relativt enkelt modifiera det till anläggningar med liknande utseende eller andra närliggande applikationer.

#### Kontrollsystemet

Valet av driftsätt börjar med att man bestämmer värme-sänkans behov. För detta ändamål finns ett varaktighetsdiagram till förfogande, vilket skall gälla för det aktuella simuleringsfallet. För närvarande finns några diagram tillgängliga och kan lätt kompletteras med fler, om det anses nödvändigt för simuleringen. Med hjälp av väderstatistik överförs värmebehovet till en funktion av utelufttemperaturen. Radiatorvattnets fram- och returtemperaturer behandlas på samma sätt som värmebehovet. Den för tidpunkten aktuella utelufttemperaturen ger med dessa diagram värmebehov och radiatortemperaturer i varje tidsintervall. De utelufttemperaturer som används är uppmätta timvärden från ett referensår. För närvarande finns endast Göteborgsvärden tillgängliga. Möjlighet att använda någon, av användaren specificerad klimatmodell finns även. Med värmebehovet i intervallet känt avgörs om värmepumpen skall köras, varvid hänsyn tas till en viss tröghet i värmesänkan. Då värmepumpen skall köras, skall värmekälla väljas. Valet sker med hjälp av i indata givna brytpunkter. Då kollektorn är en vindkonvektor, är uteluftens temperatur karaktäristisk, medan för solfångare den ostörda plattans temperatur används. Då den karaktäristiska temperaturen överstiger den i indata givna bryttemperaturen, utnyttjas kollektorn som direkt värmekälla (fall c). Laddning av lagret startas, då temperaturdifferensen mellan lagret och kollektorns karaktäristiska temperatur överstiger en i indata given nivå. Då denna

nivå överskrids samtidigt som kollektorn används som värmekälla, startar driftfall b. Lagret utnyttjas som värmekälla (fall d), då kriteriet för kollektorn som värmekälla inte uppfylls. Ytterligare en möjlighet finns, nämligen att använda både kollektorn och lagret som värmekälla (fall e). Detta sker då köldbärarens temperatur är lägre än solfångarens. Som begränsning vid alla fall gäller att köldbärarens temperatur till kollektorn inte får understiga  $0^{\circ}\text{C}$ . Då detta inträffar, utnyttjas endast lagret som värmekälla. När inte värmepumpen skall köras, kontrolleras om kriteriet för start av laddning är uppfyllt. Om så är fallet, startar laddning (fall a), om inte, vilar anläggningen (fall f). Laddning avbryts, då laddningseffekten understiger ett i indata givet värde.

#### Värmekollektorn

Då kollektorn är en vindkonvektor, kan ordinära formler, kända från värmeväxlartekniken, användas. Ute-lufttemperaturen, som anses konstant vid passagen, ges av väderdata, och ingående köldbärartemperatur är känd från värmepump eller lagerberäkningarna, varför utgående köldbärartemperatur enkelt kan bestämmas.

När solfångare används är beräkningarna mer omfattande. Teorin som utnyttjas ges i "Solar Engineering of Thermal Process" av J. Duffie och W. Beckman. Solinstrålningsdata är uppmätta timvärden ett referensår, men en klimatmodell kan även specificeras av användaren. Solfångarrutinen finns i två versioner. En beräknar en ostörd plattas temperatur för att användas vid styrningen. Den andra versionen beräknar köldbärarens temperaturökning, då kollektorn är i drift. Rutinerna är så allmänt skrivna att både ickeselektiva och selektiva plattor med eller utan täckglas och skiftande dimensioner kan simuleras.

#### Värmepumpen

Vid simulering av värmepumpen används ekvationer, som

framtagits ur diagram som ger kondensor- och förångar-effekterna som funktion av kondensor- och förångar-temperaturerna för den aktuella värmepumpen. Med dessa diagram och temperaturerna kring värmepumpen samt värmeväxlarytorna kan köldbärarens utgående temperatur itereras fram. De nödvändiga diagrammen konstrueras antingen från mätdata från en värmepump eller simuleras av det programpaket som redovisas i BFR-rapporten RL29:1984 "Stora dieseldrivna värmepumpar för uppvärmningsändamål" av K. Munch Berntsson, T. Berntsson och D. Hodgett. I detta program kan skiftande termodynamiska kopplingar, olika köldmedier och kolv- eller skruvkompressorer specificeras.

### Värmelagret

Vid lagerberäkningarna skall köldbärarens temperaturändring vid passagen bestämmas. Värmeutbytet mellan köldbärare och lager är primärt beroende av temperaturgradienten kring rören. Dessutom sker värmeflöden mellan lagrets olika delar och dess omgivning. Dessa påverkar nivån på temperaturgradienten kring rören, vilken kan sägas vara överlagrad på de förra temperaturerna. För att ta hänsyn till de beskrivna transportprocesserna delas lösningen upp i två delar. En lösning (mikro) beräknar temperaturgradienten kring rören, vilket endast sker på en representativ nivå i lagret, och en lösning (makro) beräknar flödet i den större skalan. De två lösningarna adderas sedan. Den matematiska lösningsprincip som används är en explicit finit differens-metod. Frysning av vattnet kring rören kan även beaktas genom varierande värmekapacitet och ledningsförmåga i det temperaturintervall där frysningen sker. Lagerrörens dimensioner och inbördes avstånd samt lagrets materialdata kan väljas fritt. För makrolösningen kan antingen cylindriska eller cartesiska koordinater väljas.

### Resultat

Efter beräkningarna i tidsintervallet sammanställs

resultaten. Möjlighet till utskrift av vilka värme-flöden och temperaturer som helst i anläggningen finns, antingen som summerade värmemängder, medel, extrem eller ögonglicksvärden. Utskrift sker vid i indata valda tidpunkter.

### Indata

Genom programmets uppbyggnad som simuleringsprogram måste i indata hela anläggningen i detalj definieras. Detta innebär att dimensioner och materialdata för alla delar skall anges och dessutom reglerstrategi samt antal simuleringsår. Ekvationer definierande värmepumpen och värmesänkans varaktighet skall väljas av någon av de befintliga eller nya specificeras.

### Allmänt

För närvarande finns programmet på institutionens minidator i en sådan form att en viss introduktion krävs för att kunna använda det. Exekveringstiderna på minidatorn varierar naturligtvis från fall till fall, men som riktvärden kan anges att när ett tidssteg på 10 minuter används, är tidsåtgången ca 7 minuter per år med vindkonvektorer och 12 minuter med solfångare. Programmet har kontrollerats mot mätvärden från Sunclay- och Utbyanläggningarna och då visat sig ge fullt acceptabla resultat.

### Resultat - exempel

För en senare ekonomisk utvärdering är de viktigaste resultaten från en simulering vilken energitäckning och årlig värmefaktor som anläggningen kan ge. De viktigaste designparametrarna är då storleken på kollektorn, lagret, värmepumpen och värmesänkan samt reglerstrategin. Då typen på de ingående delarna är densamma, karaktäriseras deras storlek av följande mått: solfångarens area ( $A$ ), vindkonvektorns värmegenomgångskapacitet ( $UA$ ), lagrets volym ( $V$ ), värmepumpens värmekapacitet ( $\dot{Q}_{HP}$ ) vid ett givet referenstillstånd,

värmesänkans topp effekt ( $\dot{Q}$ ) och årliga värmebehov ( $Q$ ). Det har efter ett flertal simuleringar visat sig att resultaten kan generaliseras, med små fel, om förhållanden mellan delarnas storlekar används i stället för absoluta mått, under förutsättning att reglerstrategin inte förändras.

De förhållanden som används är:

Värmepumpstorlek	$\dot{Q}_{HP}/\dot{Q}$	(-)
Solfångarstorlek	$A/V$	( $m^{-1}$ )
Vindkonvektorstorlek	$UA/V$	( $Wm^{-3} \text{ } ^\circ C^{-1}$ )
Lagerstorlek	$Q/V$	( $kWh \text{ } \text{år}^{-1} m^{-3}$ )

Med dessa förhållanden kan diagrammen 1 och 2 konstrueras. Dessa är giltiga, då lagermaterialet är våt lera ( $c = 3,4 \text{ MJ}/m^3 \text{ } ^\circ C$ ,  $\lambda = 1,0 \text{ W}/m \text{ } ^\circ C$ ), rördiametern är 50 mm, röravståndet är 2,0 m, värmepumpen arbetar med R12 och en kolvkompressor, kollektorn används som direkt värmekälla när utelufttemperaturen överstiger  $4 \text{ } ^\circ C$  och varaktighetsdiagrammets full-lastdrifttid är 2185 timmar.

Diagram 1 visar värmepumpens energitäckning som funktion av dess storlek. Parameter är lagerstorleken vid två nivåer på vindkonvektorstorleken. I diagram 2 ses den årliga värmefaktorn (exkl cirkulationspumpar) under i övrigt samma förhållanden som i diagram 1. De streckade linjerna indikerar att frysning av leran kring rören förekommer.

Diagrammen kan nu användas för att bestämma ett systems prestanda. En ekonomisk utvärdering av hela diagrammen avgör sedan den mest fördelaktiga systemdesignen.

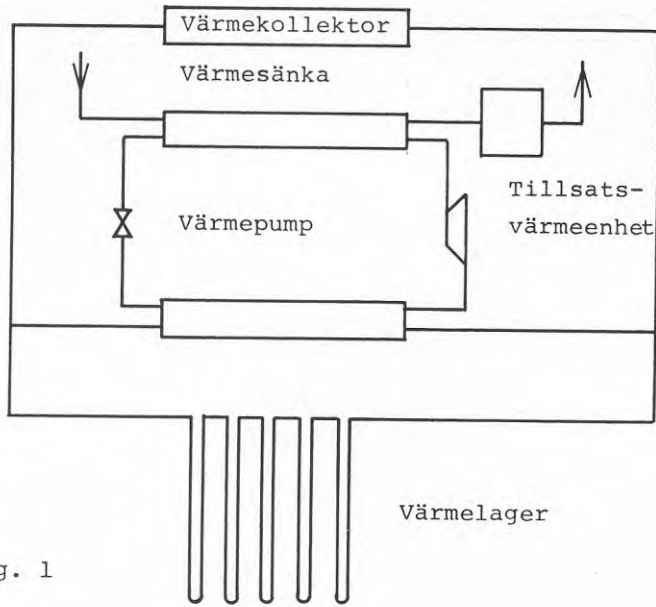


Fig. 1

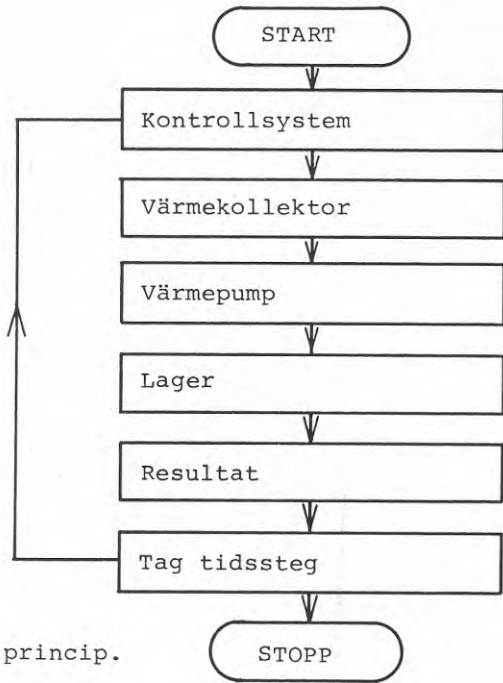
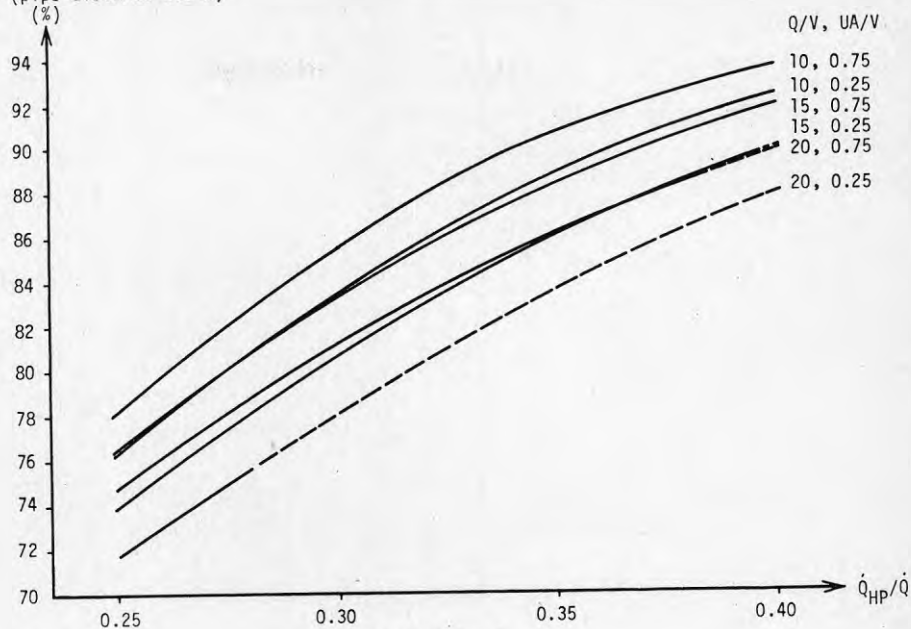


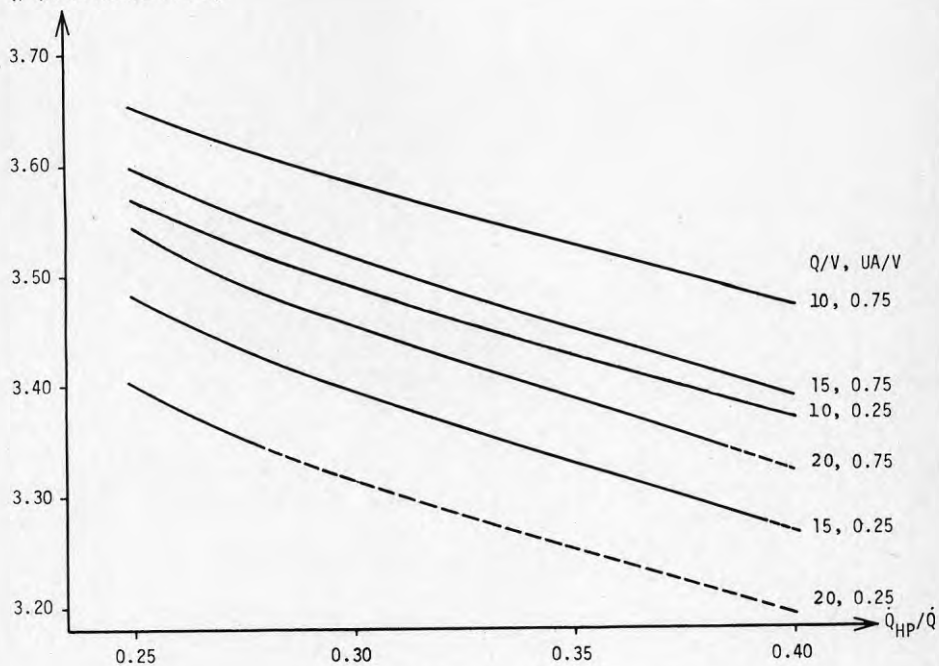
Fig. 2 Program princip.



Heat supply ratio  
(pipe distance 2.0 m)  
(%)



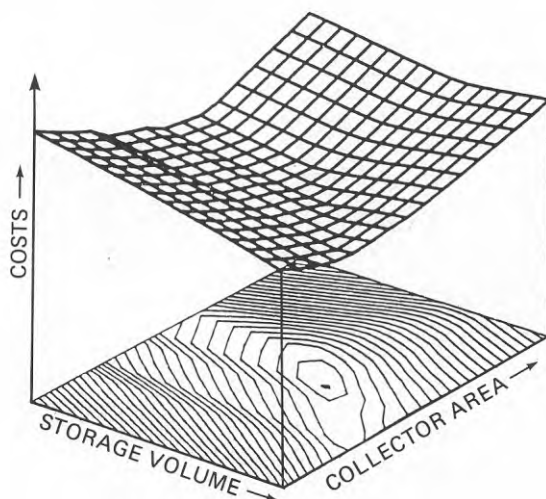
SPF  
(pipe distance 2.0 m)



HEIMO ZINKO STUDEVIK ENERGITEKNIK AB

CENTRAL SOLAR HEATING PLANTS  
WITH SEASONAL STORAGE

THE M I N S U N SIMULATION AND OPTIMIZATION PROGRAM



## 1.0 INTRODUCTION

This contribution summarizes parts of the work performed by the IEA Solar Heating and Cooling Programme - Task VII: "Control Solar Heating Plants with Seasonal Storage", headed by Arne Boysen, Sweden (Ref 1).

The MINSUN programme was initiated by Rune Håkansson, Studsvik, and further developed by an international team headed by Verne G Chant, James F. Hickling, Management Consultants Ltd, Canada.

A solar heating system can be constructed in many different ways. Different constructions give different efficiencies and investment needs. In designing and sizing a solar heating system, engineers are continually faced with the difficult task of determining the most cost-effective system configuration satisfying the heating requirement.

To address this problem, a computer program, MINSUN, has been developed as part of Sub-Task I(a) of the International Energy Agency's Solar R&D Task VII - Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage.

MINSUN is a system simulation and optimization program which models a solar energy system containing solar collectors, storage, heat pumps, auxiliary heaters and consumers. It can be a useful tool for solar applications research.

## 2.0 AN OVERVIEW OF MINSUN AND ITS APPLICATION

### 2.1 MODEL APPROACH AND CHARACTERISTICS

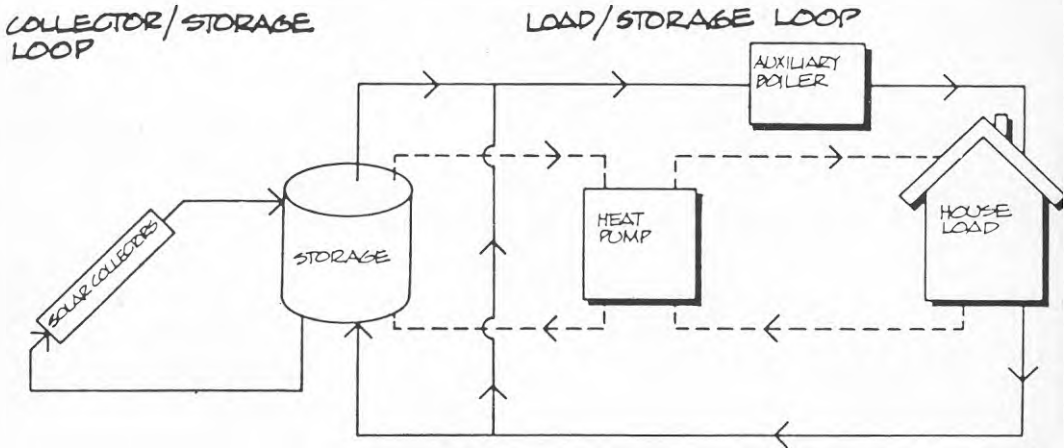
The MINSUN solar simulator is a set of FORTRAN programs that models a central solar energy heating system. The programs provide for system thermal simulation, costing and economic analysis and algorithmic optimization of selected system parameters. Sub-system capital costs are calculated by cost equations using user-specified parameters. Economic analysis combines capital costs and annual heat pump and auxiliary energy costs into an equivalent levelized annual cost using present value theory. Optimization is based on minimizing this levelized annual cost.

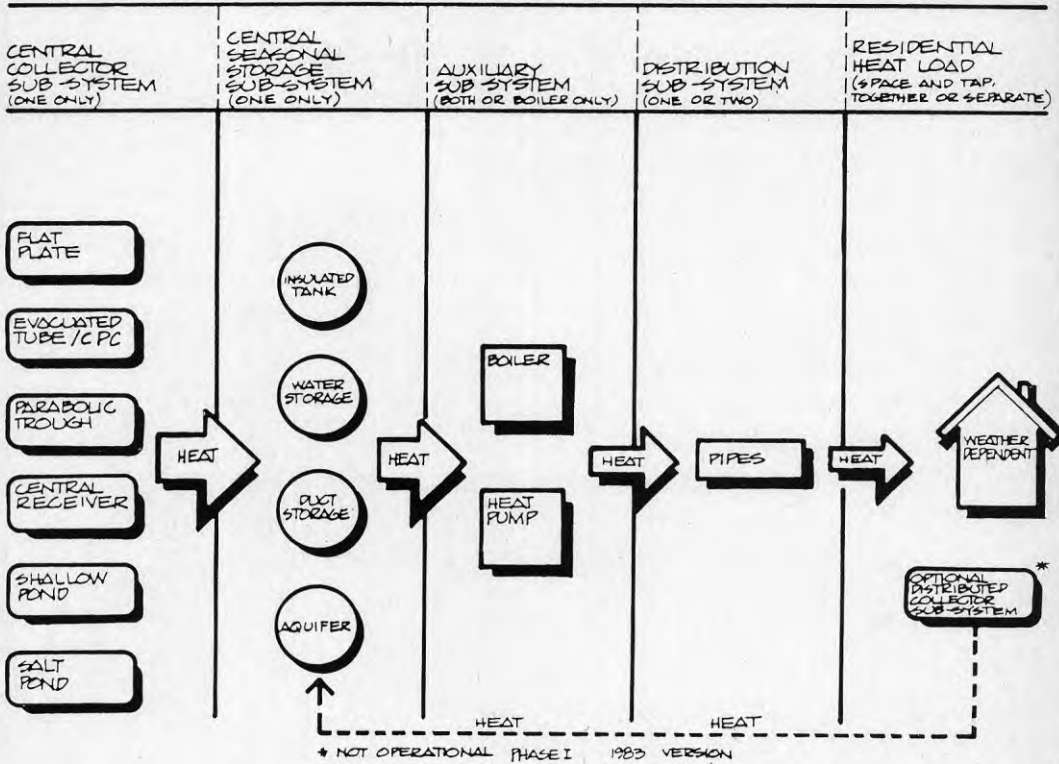
Each system is made up of several components as illustrated in Figure 1. The components are solar collectors, thermal storage, heat pumps, auxiliary heaters, a network of connecting pipes and residential heat load. There are several options for some of these components as shown in figure 2.

## 2.2 TYPICAL APPLICATIONS

The MINSUN program can be used both to simulate the thermal behaviour of a central solar energy system and to determine the optimum size of some of the components in the system. These two MINSUN characteristics provide the user with three different modes for running the program - Single Simulation, Multiple Simulation and System Optimization. All three modes require the user to supply the engineering parameters of the system being modeled and weather information to drive the simulator. The three different modes are:

FIGURE 1: SOLAR SYSTEM CONFIGURATION



**FIGURE 2: BASIC OPTIONS WITHIN MINSUN SET OF SIMULATORS**


### Single Simulation of a System Configuration

The simplest application of MINSUN is to perform a thermal simulation for a given, fixed configuration. All parameters of the system are defined by the user. The program simulates the thermal behaviour, does the energy balance calculations, cost calculations and generates output on the thermal and economic characteristics of the system specified. The thermal characteristics include a daily specification of heat flows among the major sub-systems (from collectors, to and from storage, to load, losses, etc.).

### Multiple Simulation of a System Configuration

MINSUN allows the user to perform several simulations in a single run while systematically varying the parameters defining the system. Only a limited number of result values are kept from each run. This mode is very useful for examining the effects of given input parameters on particular system results. It also uses less computation time than a large number of single simulation runs to get the same outputs.

A typical application is to examine system cost as a function of two key variables, say collector area and storage volume. The program automatically spans a specified range for each variable with the requested number of points. Important results such as cost and solar fraction are selected from the simulation results for each grid point and are saved in a separate computer file. These results can then be examined by the user in numeric form or, as intended, plotted using three-dimensional graphics. (See header graph).

### System Optimization

The MINSUN set of programs has the capability to automatically select optimum values for key design variables which minimize overall system levelized annual cost. The variables which can be optimized are the same as those listed above which can be varied in the multiple simulation. The program uses a search procedure to vary the values of the appropriate design variables. It then simulates the thermal behaviour and computes the cost of this system, and compares the cost of this system with that calculated in previous iterations. In this way, the program closes in on the values of the design variables which minimize system cost. Any number of design variables listed above can be specified for the optimization process.

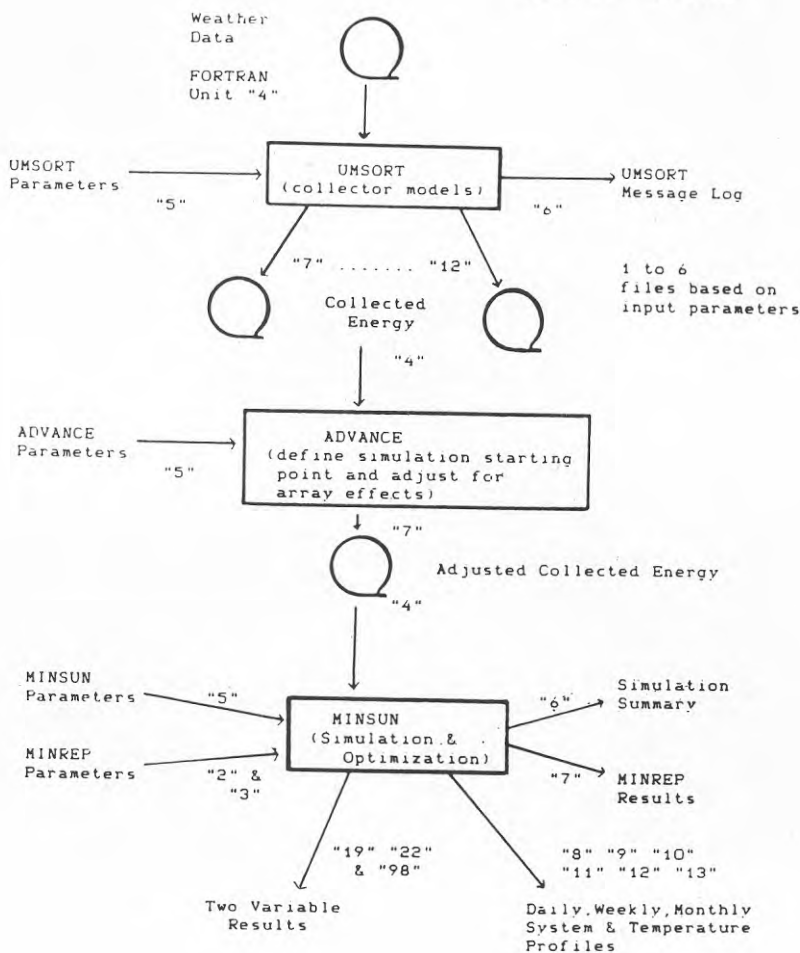


### 2.3 THE MINSUN SET OF PROGRAMS

The MINSUN set of programs is illustrated in Figures 3 and 4. As indicated in figure 3, there are two separate main programs: the collector model set and the system simulation and optimization model set. The collector model set, which includes the UMSORT and ADVANCE programs, requires collector system parameters and other parameters to be set by the user. It then takes hourly solar radiation and temperature data and calculates the amount of energy that would be collected by a collector (per unit area) operating at a given temperature on a daily basis. Several operating temperatures are used and all results are stored for later use.

The system simulation model requires a large number (approximately 150) of system and other parameters to be specified by the user. It then simulates the thermal performance of a given system on an annual basis. As described above, this system can be applied in one of three modes, for single simulation, for multiple simulation or for optimization. Since the various storage model programs are large, there are separate programs for each storage type.

FIGURE 3  
MINSUN SET OF  
PROGRAMS - OVERVIEW



### 3. The storage models

The storage models have been developed by Rune Håkansson, Studsvik (tank storage) and by the mathematical team of Lund Technical University, headed by Johan Claesson (duct-, stratified- and aquifer storage) respectively.

### 3.1 Insulated Tank Storage

Energy is stored in a water-filled insulated tank, either above or below the ground. The tank has a user-specified number, NEQ, of "nodes" evenly spaced between the top and the bottom of storage. Water can be injected or extracted at any of the nodes. The water at the top node will always be the warmest and that at the bottom node the coldest.

The thermal model is very simple. The water is assumed to be in NEQ homogeneous layers. The mass flow and energy transfer between layers is considered as a one-dimensional process. The model also allows for some leakage of energy through the walls of the tank into the environment.

A typical tank is shown in figure 5-2.

### 3.2 Duct Storage System - DST

A region of rock or soil is used for heat storage. Heat is injected and extracted via a duct system in which a heat carrier fluid is circulated. The thermal process in the storage region with its duct system is quite complex. There is a "global" temperature variation from the center of the store out to the boundaries and into the surrounding ground. There is also an important and often violent heat transfer process around each duct. Finally there is a variation along the ducts, which is coupled to the heat exchange between fluid and ground. One also has to consider the flow pattern for the fluid through the storage. All these processes must be fitted together. The local processes are important in order to obtain the right heat exchange between fluid and ground. But the local process depends on the global temperature level. The global temperature on the other hand is strongly influenced by the local injection/extraction of heat at the ducts.

The Duct Storage Model takes into account the variable temperature through the storage region and its interaction with the surrounding ground. The local process around the ducts at different points in the storage and the variation in the temperature of the fluid along the ducts are also considered.

The temperature in the storage region is represented by three parts: A global temperature, a local solution and a steady-flux part. The total temperature at a point is obtained by superposition of these three parts.

### 3.3 Stratified Storage Temperature Model - SST

The model simulates heat storage in a water-filled tank, cavern, or pond.

The storage volume may contain water or a mixture of water and stone. The temperatures in the storage volume are horizontally stratified. There is a vertical one-dimensional convective diffusive thermal process in the storage volume. In the surrounding ground there is three-dimensional diffusive heat flow. The two processes are coupled by the heat flow through the boundaries of the storage volume.

The storage volume is assumed to have the shape of a vertical cylinder. It is divided into ten horizontal layers with equal thickness. The thermal properties in the ground are given for a number of horizontal strata.

### 3.4 Aquifer Storage Model - AST

The model simulates thermal energy storage in a confined aquifer. A single well is used for injection and extraction of water. The thermal processes in the aquifer and the surrounding ground are dealt with.

The aquifer is a porous layer in the ground, generally sand, which is surrounded above and below by impermeable material. MINSUN models a horizontal aquifer stratum with constant thickness. The thickness of the covering soil layers is also constant. The aquifer extends a long distance from the well in all directions.

The thermal properties of the aquifer are assumed to be uniform. The caprock (above the aquifer) and bedrock (below the aquifer) can each contain several layers with distinct thermal properties.

Inhomogeneities will complicate the thermal process in the aquifer. The phenomenon is called thermal macro-dispersion. It may be accounted for in an approximate way by an increase of the thermal conductivities; in particular in the flow direction.

#### 4. Result example

The MINSUN-programme has been applied for Copenhagen climate and typical swedish cost inputs for calculating optimal system configuration as a function of the solar fraction.

Results are shown in fig 4 for 3 different storage types (Cavern, Pit and Tank) for low temperature systems without and with (tank) heat pumps applied for low temperature systems with 500 houses.

Solar system costs (including storage) and total production cost for annuity of 7.2 % are indicated. System size parameters are indicated. Costs for 30-40 öre/kWh are achievable for all most any solar fraction.

Fig 5 illustrates energy production and storage temperatures throughout a year for a tank storage with ca 60 % solar fraction.

Some system parameters are indicated in table 1.

#### REFERENS 1

The MINSUN simulation and optimization program  
application and user's guide

Edited by:

Verne G. Chant

James F. Hickling Management Consultants Ltd.

Canada

Rune Håkansson

Studsvik Energiteknik AB

Sweden

Task VII: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage

Sub-Task I (a): Systems Studies and Optimization

NATIONAL STUDY. SOLAR COST vs SOLAR FRACTION.  
COPENHAGEN, LOW TEMP, DHW 20%

CAVERN NOHP      PIT NOHP      TANK NOHP      TANK HP

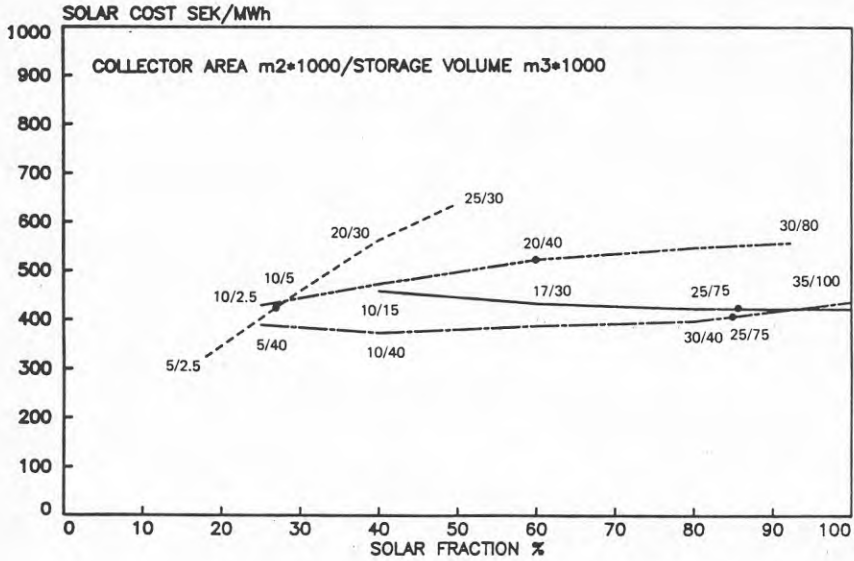
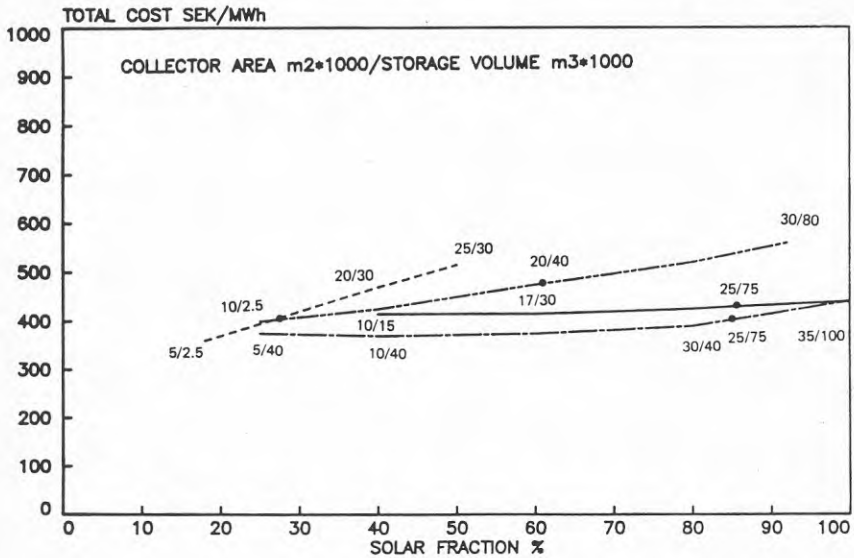


Fig 4

NATIONAL STUDY. TOTAL COST vs SOLAR FRACTION.  
COPENHAGEN, LOW TEMP, DHW 20%

CAVERN NOHP      PIT NOHP      TANK NOHP      TANK HP





NATIONAL STUDY. ENERGI vs WEEK OF SIMULATION.  
 COPENHAGEN, LOW TEMP, NOHP, DHW 20%, TANK.

Energy from Collectors      System Load      Aux. Energy

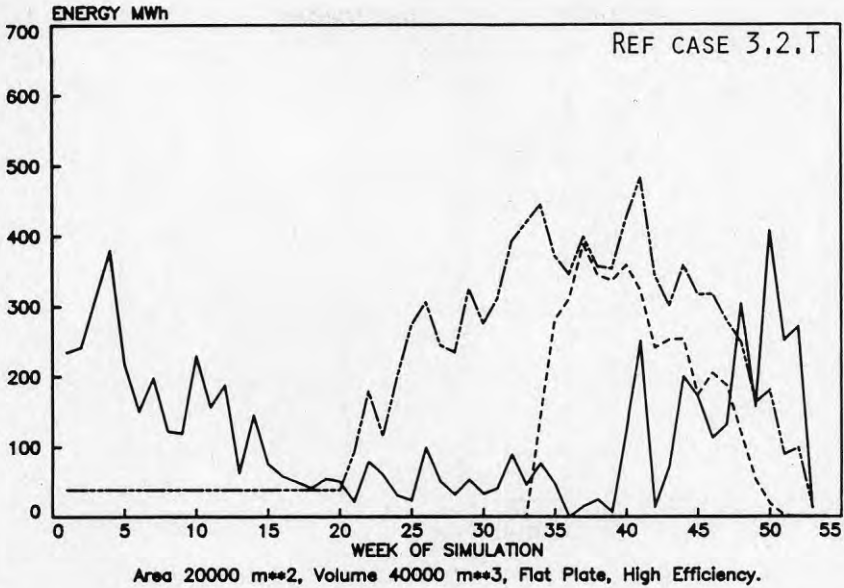


Fig 5

NATIONAL STUDY. STORAGE TEMP. vs WEEK OF SIM.  
 COPENHAGEN, LOW TEMP, NOHP, DHW 20%, TANK.

TOP      BOTTOM

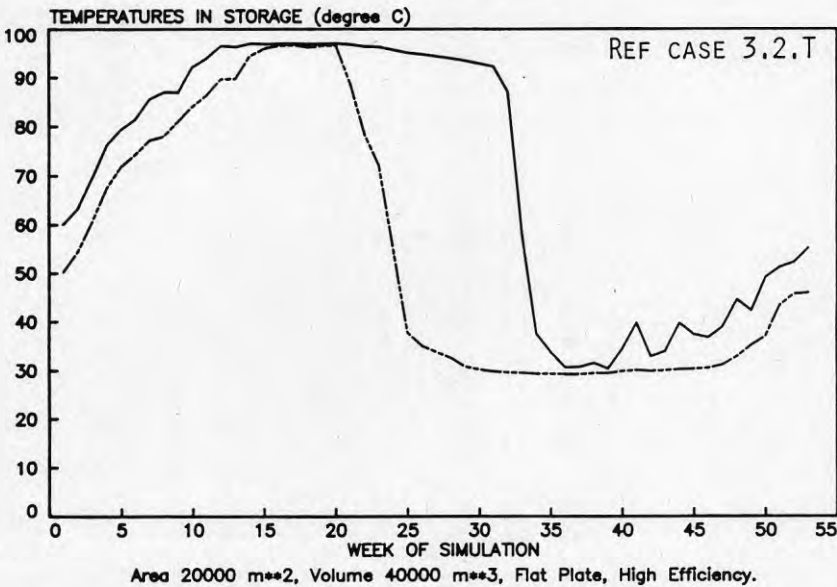


TABLE 1

## NATIONAL STUDY OF CSHPSS - SWEDEN

Water - Storage

CLIMATE: Copenhagen

## SOLAR COLLECTOR

High-efficient flat-plate (for systems without heatpump)

$$\alpha\tau = 0.75$$

$$UL1 = 2.7 \text{ W/m}^2\text{K}$$

$$UL2 = 0$$

$$Bo = 0.1$$

$$TILT = 42^\circ$$

Array-effects 0.88

Uncovered flat-plate (for systems with heatpump)

$$\alpha\tau = 0.75$$

$$UL1 = 18 \text{ W/m}^2\text{K}$$

$$UL2 = 0$$

$$Bo = 0$$

$$TILT = 35^\circ$$

Array-effects 0.88

## DISTRIBUTION SYSTEM

Lowtemperature

Breakpoint 50°C

Returntemp 30°C

Coefficient 0.5

500 Houses - DHW 20 %

## BERÄKNINGSMODELLER OCH TERMISKA ANALYSER FÖR MARKVÄRMESYSTEM

Johan Claesson, LTH, Lund

Vår forskargrupp har sedan 1977 arbetat med termiska analyser och utveckling av datormodeller för markvärmesystem. Enbart förloppen under mark har behandlats. Vi har medverkat i ett stort antal tillämpade projekt, förstudier och fältförsök. Gruppen har finansierats av BFR och NE.

Resultaten redovisas i olika skrifter enligt en publikationslista; referens 1. En huvudredovisning ges av referens 2.

Manualer för de fyra huvuddatormodellerna ges av referenserna 3-6. Inom ramen för ett IEA-samarbete om solvärmecentraler med markvärmelager har modellerna inkorporerats i ett optimeringsprogram (MINSUN från Studsvik) och ett större amerikanskt simuleringsprogram (TRNSYS). Manualer ges av referenserna 7 och 8.

De olika datormodellerna presenteras med sex overheadbilder nedan.

COMPUTER MODELS

overhead 1

DUCT STORAGE MODEL

STRATIFIED STORAGE TEMPERATURE MODEL

AQUIFER STORAGE MODEL

THREE MODES:

- I) BASIC INDEPENDENT MODEL
- II) STORAGE SUBROUTINE MODE
- III) OPTIMIZATION MODE

SUPERPOSITION BORE-HOLE MODEL

overhead 2

COMMON FEATURES

1. THREE-DIMENSIONAL HEAT CONDUCTIONS IN THE GROUND OUTSIDE THE STORAGE
2. ARBITRARY THERMAL PROPERTIES
3. THERMAL INSULATION SHEETS MAY BE PUT ANYWHERE
4. CYLINDRICAL SYMMETRY (BASIC CASE)
5. ARBITRARY PUMPING RATES DURING INJECTION AND EXTRACTIONS OF HEAT
6. TIME-DEPENDENT INLET FLUID TEMPERATURE OR PRESCRIBED INJECTIONS/EXTRACTIONS OF HEAT

DUCT STORAGE MODEL      overhead 4

1. GLOBAL, THREE-DIMENSIONAL, THERMAL PROCESS IN THE STORAGE REGION AND THE SURROUNDING GROUND
2. LOCAL THERMAL PROCESSES AROUND THE DUCTS
3. THERMAL COUPLING BETWEEN THE GLOBAL PROCESS AND ALL THE LOCAL PROCESSES ALONG THE DUCTS
4. VARYING FLUID TEMPERATURE ALONG THE DUCTS WITH A FLUID HEAT BALANCE CONSIDERING INTER-ACTION WITH LOCAL PROCESSES

APPLICABLE TO

1. BORE-HOLE HEAT STORE IN ROCK
2. HEAT STORE IN CLAY WITH VERTICAL PIPES OR MANY LAYERS OF HORIZONTAL PIPES
3. ANY GROUND HEAT STORE WITH A REASONABLY REGULAR DUCT PATTERN

overhead 3

STRATIFIED STORAGE TEMPERATURE MODEL

- A. THREE-DIMENSIONAL DIFFUSIVE HEAT TRANSFER OUTSIDE THE STORAGE VOLUME
  - B. CONVECTIVE-DIFFUSIVE, VERTICAL HEAT TRANSFER IN THE STORAGE COUPLED TO THE HEAT FLOW THROUGH THE WALLS
1. BURIED WATER TANK
  2. WATER PIT
  3. ROCK CAVERN WITH WATER
  4. PIT WITH A MIXTURE OF WATER AND STONE
  5. BLOCK-FILLED ROCK CAVERN
  6. A HIGH-PERMEABILITY AQUIFER WITH CONFINING VERTICAL WALLS

overhead 5

SUPERPOSITION BORE-HOLE MODEL

- A. THREE-DIMENSIONAL HEAT CONDUCTION IN THE ROCK
- B. SINGLE BORE-HOLE OR A BUNDLE OF VERTICAL OR GRADED BORE-HOLES
- C. VERY PRECISE HEAT FLOW SIMULATION DUE TO A SUPERPOSITION OF THE THERMAL PROCESS OF EACH BORE-HOLE
- D. HEAT BALANCE BETWEEN AND ALONG THE UPWARD AND DOWNWARD CHANNELS IN THE BORE-HOLES

APPLICABLE TO

- 1. HEAT EXTRACTION WELL IN ROCK
- 2. BUNDLE OF BORE-HOLES FOR LOW-TEMPERATURE HEAT STORAGE
- 3. BORE-HOLE HEAT STORE IN ROCK WITH LESS THAN, SAY, 100 HOLES

overhead 6

AQUIFER STORAGE MODEL

- A. THREE-DIMENSIONAL DIFFUSIVE HEAT TRANSFER IN AQUIFER AND SURROUNDING GROUND
- B1. RADIAL CONVECTIVE HEAT TRANSFER IN THE AQUIFER ( BASIC VERSION )
- B2. VERSIONS FOR MORE COMPLEX GROUND WATER FLOW PATTERNS : PAIR OF WELLS, TWO PAIRS OF WELLS, CENTRAL WELLS AND A CIRCLE OF WELLS, AND IN GENERAL ANY PATTERN THAT IS GIVEN BY A TRACTABLE CONFORMAL TRANSFORMATION

C1. ONE AQUIFER LAYER ( BASIC VERSION )

C2. ARBITRARY SET OF HORIZONTAL LAYERS AND CRACKS WITH DIFFERENT HYDRAULIC CONDUCTIVITIES

D. NO NUMERICAL DISPERSION DUE TO A SPECIAL ENTROPY CONSERVATION PROCEDURE

APPLICABLE TO

- 1. HEAT STORAGE IN AQUIERS
- 2. GROUND WATER SYSTEMS WITH REINJECTION
- 3. GEOTHERMAL SYSTEMS
- 4. INFILTRATION TO AN AQUIFER FROM A LAKE IN THE SUMMER ( UNDER CERTAIN FLOW RESTRICTIONS )



Beräkningsmodellerna kräver ett minnesutrymme på 100 k bytes. En beräkning kräver i allmänhet en maskintid på 5-10 sek per simulerad årscykel. I vissa fall där man har många bergvärmebrunnar eller många brunnar i en akvifer ökas körtiderna till 5-10 min per simulerad årscykel. Beräkningsmodellerna är fritt tillgängliga till självkostnadspris. De är i de flesta fall väl uttestade då de har körts många gånger av oss och av andra olika användare.

---

Från min utgångspunkt finns följande behov av vidare forskningsinsatser och utvecklingsarbete:

1. Genomarbetade sammanställningar.

Under de gångna åren har en omfattande kunskap om markvärmesystem erhållits. Denna behöver sammanställas på ett mer genomarbetat sätt.

2. Uppföljning av fältförsök.

3. A posteriori - studier

Efter genomfört fältförsök bör man göra en studie där man går igenom de lärdomar man fått och gör ett nytt förslag till förbättrad anläggning där man anger dennas förväntade prestanda.

4. Akviferer, grundvattenvärmesystem, geotermi - utveckling av analyser och beräkningsmodeller för mer komplicerade strömbilder.

5. Utveckling av förenklade, ingenjörsmässiga modeller.

Målsättningen är att få fram modeller för smådatorer (minne 10 k bytes, körtider under 0.1 sek).

Det finns enligt min åsikt ett underlag för detta idag. För att genomföra detta behövs en samverkan mellan olika intressenter.

## Referenser.

1. List of Publications. Lund Group for Ground Heat Systems. August 1984. (104 items).
2. Markvärme. En handbok om termiska analyser. Claesson, Eftring, Eskilson, Hellström. (Preliminär version jan 84, slutversion våren 85).
3. Model of Duct Storage System. Manual for Computer Code. Hellström. Sept 1983.
4. Stratified Storage Temperature Model. Manual for Computer Code. Eftring. Nov 1983.
5. Model of Aquifer Storage System. Manual for Computer Code. Hellström, Bennet, Claesson. Dec 1983.
6. Superposition Bore-hole Model. Manual for Computer Code. Eskilson. Dec 1983.
7. Heat Storage Subroutines in TRNSYS.  
Aquifer Storage Systems. Hellström. 1983.  
Duct Storage Systems. Hellström. 1983.  
Stratified Storage Temperature Systems. Eftring, Hellström. 1983.
8. Heat Storage Subroutines in MINSUN.  
Aquifer Storage Systems. Hellström. 1983.  
Duct Storage Systems. Hellström. 1983.  
Stratified Storage Temperature Systems. Eftring, Hellström. April 1984.

## DATORANALYS AV VÄRMELAGERS ROLL I VÄRMEPRODUKTIONS-ANLÄGGNINGAR

Hans Hydén och Hans Johnsson, VBB AB

### 1 BAKGRUND

Strävandena att ersätta olja och att sänka uppvärmningskostnaderna har medfört att en värmeproduktionsanläggning oftast består av ett flertal produktionsenheter. För täckning av baslasten används ofta värmepump eller fastbränsle medan topplasten täcks med olja. För att man på ett riktigt sätt ska kunna dimensionera och driva de olika produktionsenheterna, med hänsyn till deras olika begränsningar, har det visat sig önskvärt att genomföra simuleringsberäkningar av värmeproduktionen. Sådana simuleringsberäkningar är också nödvändiga om man vill fastställa värdet av t ex värmelager i en produktionsanläggning.

Syftet med ett värmelager i en värmeproduktionsanläggning är att kunna jämna ut driften för de olika produktionsenheterna. Om man kan spara värme från varma till kalla perioder kan man öka basproduktionsanläggningarnas energitäckning i systemet. Detta sker genom att även under varma perioder driva dessa med full effekt och under kalla perioder ladda ur lagret, när man annars skulle ha eldat olja. Ersättning av ett dyrare bränsle med ett billigare kan på detta sätt ske på säsongs-, mellantids- eller dygnsbasis. Säsongslagring ger härvid den största energibesparingen, men lagring över kortare tid kan dessutom ge vinster i form av förbättrade verkningsgrader för basproduktionsenheter genom jämnare och enklare driftförhållanden för dessa. Korttidsvärmelager i stältankar förekommer f ö på många platser redan idag.

### 2 METODIK

För att på ett noggrant sätt kunna värdera förutsättningarna för värmeproduktion med värmepumpar och fastbränsle med eller utan stöd av värmelager är det lämpligt att utföra simuleringsberäkningar av värmeproduktionen t ex på tim- eller dygnsbasis.

Indata för beräkningarna är dels effektbehov och temperaturkrav för värmedistributionen som funktion av utetemperaturen, se exempel i Figur 1, och dels data för de olika produktionsenheterna.

För en värmepumpanläggning utgörs indata av prestandadiagram för de enskilda aggregaten, en beskrivning av värmepumpanläggningens uppbyggnad och en beskrivning av värmekällans egenskaper. Figur 2 visar som exempel avloppsvärmefflödet till en stor avloppsvattenvärmepump.

För en fastbränsleanläggning utgörs indata av uppgifter om effekt och verkningsgrad vid olika driftförhållanden.

För ett värmelager måste ges indata om effektöverföringsförmåga vid laddning och urladdning som funktion av temperatur- och flödesförhållandena i systemet. Beskrivningen av lagret blir beroende av lagertypen och kan i vissa fall göras mycket enkel.

Resultatet av simuleringsberäkningarna utgörs främst av uppgifter om de olika produktionsenheternas bidrag till den totala värmeproduktionen och om uppgifter om tillförd energi i form av olika bränslen, t ex el till värmepumpar och deras hjälpmaskiner. För ett värmelager kan simuleringarna ge information om energiomsättningen under den studerade perioden.

### 3 BESKRIVNING AV VÄRMELAGER VID SYSTEMSIMULERINGAR

#### 3.1 Allmänt

Under senare år har vid LTH (Lundagruppen) utvecklats simuleringsmodeller för olika typer av värmelager, av vilka VBB har ett flertal installerade på VBBs dator (UNIVAC-1100) och av vilka vi som användare har goda erfarenheter.

Vid simuleringar av värmeproduktionsanläggningar har vi hittills valt att ej integrera lagermodellerna i simuleringsprogrammen utan att i stället separat analysera lagret med hänsyn till bedömda driftförutsättningar och sedan göra en förenklad beskrivning av lagret i systemmodellen. Detta förfarande har såsom vi bedömt det i aktuella fall givit tillräcklig noggrannhet och en god förståelse för verknings sättet hos lagren som sådana. För en noggrann analys av korttidslagring med effekttröga lager vore det dock önskvärt att ha den fullständiga lagerbeskrivningen integrerad i systemsimuleringen.

#### 3.2 Tankar och bergrum

Ett värmelager i form av en tank eller bergrum kan enkelt beskrivas som en buffert där värme momentant kan tillföras eller hämtas allt efter systemets behov upp till den antagna effektöverföringsförmågan mellan system och lager. Värmeförlusterna till omgivningen kan t ex tas hänsyn till genom att reducera den effektiva lagringskapaciteten på ett sätt som bestäms genom separata beräkningar på lagret med hänsyn till reglerstrategin på säsongsbasis, se beräkningsexemplet avsnitt 5.2.

### 3.3 Borrhålslager

Ett borrhålslager har en komplicerad termodynamik över korta perioder och en noggrann beskrivning av ett borrhålslagers funktion i en värmeproduktionsanläggning med utpräglade korttidsregleringsbehov kräver att simuleringsmodellen för lagret integreras i systemmodellen.

Den naturliga rollen för ett borrhålslager är som säsongvärmelager och i sådana fall kan värmelagret beskrivas på enklare sätt i systemmodellen. En möjlighet är att inledningsvis med hjälp av en noggrann simuleringsmodell dimensionera lagret så att det kan ta emot resp leverera önskade energimängder vid givna tidpunkter, se beräkningsexemplet i avsnitt 5.3. I systemmodellen fungerar då lagret som en produktionsenhet som under vissa förutsättningar levererar en på förhand bestämd värmeeffekt. Lagret får då en tämligen statisk roll i systemet, som dock relativt väl speglar lagertypens funktion i praktiken. En något mer flexibel beskrivning i systemmodellen är att på basis av lagersimuleringar beskriva den överföringsbara effekten mellan system och lager som funktion av lagrets medeltemperatur och fjärrvärmeflödets storlek och temperatur.

### 3.4 Akviferlager

Akvifervärmelager kommer i Sverige med hänsyn till de geologiska förutsättningarna med största sannolikhet endast att kunna utnyttjas som lågtemperaturlager som värmekälla för värmepumpar. Lagret kan härigenom simuleras separat från systemet och värmelagrets (långsamma) temperaturvariation ges som indata till systemmodellen för simulering av värmepumpens driftförhållanden.

## 4 VBBS DATORPROGRAM OPTISYS

VBBS simuleringsprogram för värmeproduktionsanläggningar, OPTISYS, har successivt utvecklats inom ramen för arbeten för ett antal uppdragsgivare. Programmet är flexibelt uppbyggt och kan successivt kompletteras med rutiner för beskrivning av produktionsenheter av olika slag.

Programmet är f n installerat på VBBS stordator men planer finns att även överföra det till mikrodator. Om mycket stora indatamängder skall bearbetas kan det vara lämpligt att arbeta på stordator.

## 5 TILLÄMPNINGAR

### 5.1 Allmänt

Programmet OPTISYS utvecklades ursprungligen som ett hjälpmedel för optimering av värmepumpinstalla-



tioner. Såsom sådant har programmet använts i samband med projektering av stora avloppsvattenvärmepumpar bl a i Stockholm, Solna och Karlstad. Programmet har även använts för optimering av fastbränsleinstallationer. Dessutom har programmet använts i samband med förstudier av säsongsvärmelager i Hudiksvall och Borlänge, se avsnitt 5.2 och 5.3.

### 5.2 Nedlagt oljebergrum som värmelager i Hudiksvall

Hudiksvall har ett fjärrvärmenät med ett maximalt effektbehov på ca 70 MW. I samband med övergång till torveldning i en panna med effekten 35 MW frigörs två oljelagringsbergrum med den totala volymen 180 000 m<sup>3</sup> för annan användning. VBB har i en förstudie utrett förutsättningarna för att använda dessa som värmelager för att öka torvpannans energitäckning. I Figur 3 visas bergrummens principiella inkoppling i systemet.

Bergrummens effektiva värmelagringskapacitet med hänsyn till värmeförlusterna vid vald driftstrategi och temperaturförhållandena i fjärrvärmenätet är ca 5 GWh. I Figur 4 visas beräknade effektbehovsvariationer i fjärrvärmenätet på dygnsbasis för 1967 års temperaturförhållanden (normalår) samt värmelagrets roll för säsons- och mellantidslagring. Maximala effektöverföringsförmågan mellan lager och system har förutsatts vara 35 MW. Med hjälp av lagret kan man i detta fall ersätta 7,9 GWh olja med torv. Härtill kommer ca 1 GWh oljeersättning genom dygnsreglering under vissa årstider. Den optimala maximala effektöverföringsförmågan har bedömts vara ca 20 MW varigenom den totala oljeersättningen bedöms bli i genomsnitt 8 GWh/år.

Vid den i detta fall rådande skillnaden i rörligt pris mellan torveldning och oljeeldning är det svårt att genom 8 GWh/år oljeersättning få täckning för de investeringskostnader som krävs för anslutning av värmelagret. Rörinredning, värmeväxlare och pumpar i högvärdigt material samt styr- och reglerutrustning blir alltför kostsamt. För att få lönsamhet krävs att de jämnare driftförhållandena för torvpannan har ett betydande ekonomiskt värde, främst i form av förbättrad verkningsgrad.

### 5.3 Borrhållslager för ökat spillvärmeutnyttjande i Borlänge

Borlänge har ett fjärrvärmenät med ett maximalt effektbehov på ca 125 MW. Baslasten i nätet täcks av värmepumpar och sopeldning. Förutsättningar finns för oljeersättning genom utnyttjande av högvärdig spillvärme från SSAB i kombination med säsongsvärmelagring. I Figur 5 visas ett säsongsvärmelagers tänkbara roll i systemet.

Två alternativa lagerstorlekar 30 GWh/år resp 40 GWh/år har av VBB analyserats i en förstudie. Lagrets funktion



har simulerats med hjälp av Lundagruppens DST-modell. I Figur 6 sammanfattas driftförutsättningarna för lagret med storleken 30 GWh/år. I Tabell 1 sammanfattas beräkningsresultaten med OPTISYS avseende energitäckningen med de olika produktionsenheterna i systemet.

Tabell 1 Värmeproduktion och kostnader med värmelager i systemet

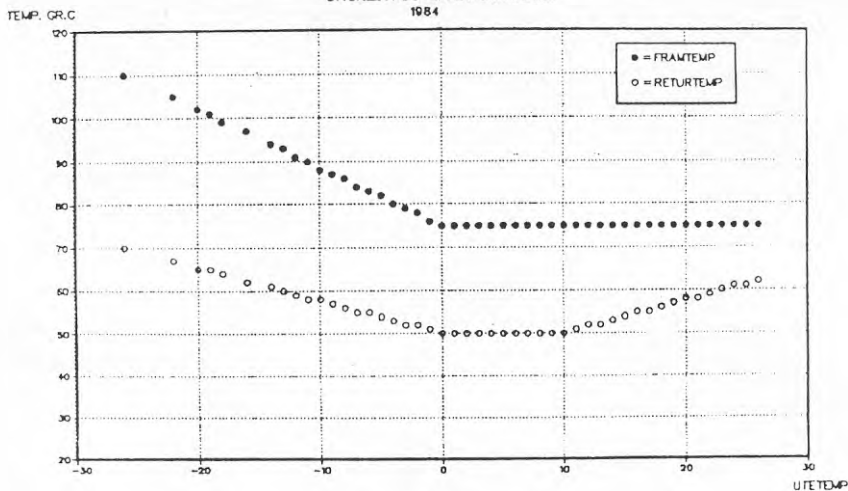
	Lager 29 GWh/år		Lager 40 GWh/år	
	Ener prod GWh/år	Kostnad Mkr/år	Ener prod GWh/år	Kostnad Mkr/år
Värmepumpar	175,3	12,6	174,7	12,5
Spetsning	23,4	6,1	25,8	6,8
Lager	29,0	5,7	40,0	7,1
Siktrest	30,0	2,4	30,0	2,4
Flis	60,2	7,9	52,9	7,0
Olja	<u>16,4</u>	<u>38,4</u>	<u>10,9</u>	<u>2,5</u>
<b>Totalt</b>	<b>334,3</b>	<b>38,4</b>	<b>334,3</b>	<b>38,3</b>
Specifik kostnad, kr/kWh	0,115			0,115

Studien visar att det med hjälp av säsongsvärmelagring av högvärdig spillvärme kan vara möjligt att åstadkomma en oljeersättning på 30-40 GWh/år och samtidigt sänka den totala värmeproduktionskostnaden. Det finns dock andra alternativ som ger samma besparing till en betydligt lägre investeringskostnad.

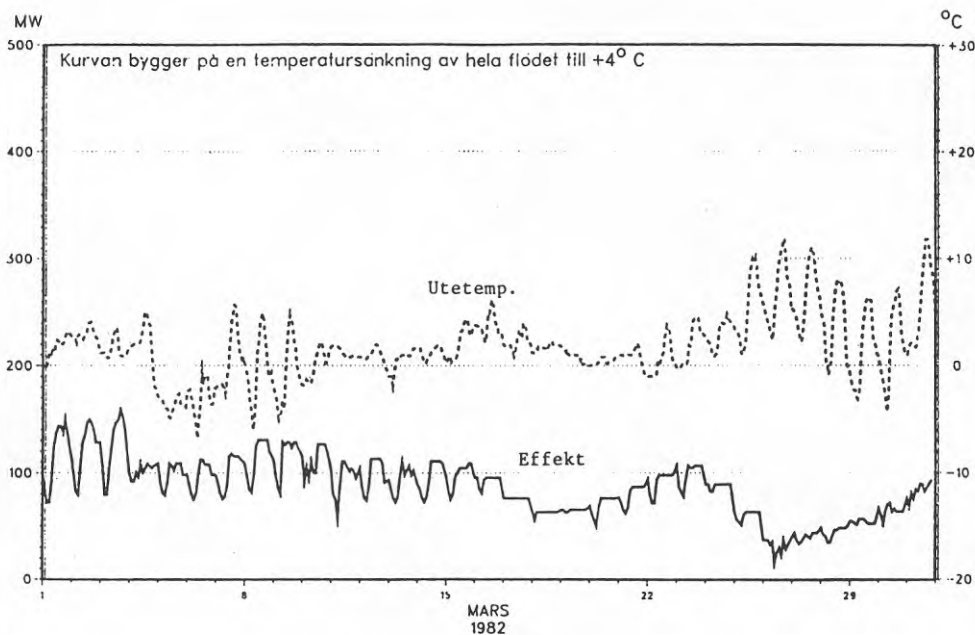
#### 6 REFERENSER

1. Val och optimering av värmepumpinstallationer. VBB, 1982.
2. Värmelagring i nedlagda oljebergrum. Statens Energiverk. VBB, 1984.
3. Säsongsvärmelagring i fjärrvärmenät, BFR Rapport R164:1984. VBB, 1984.

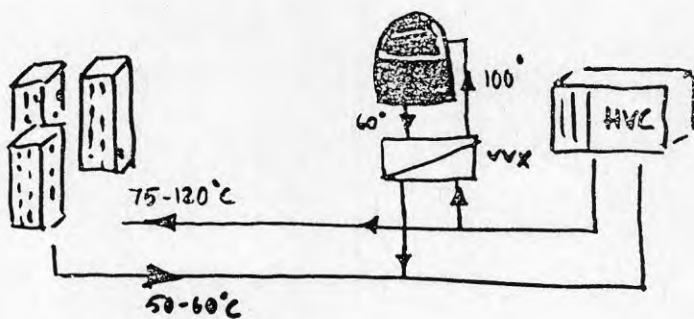
## FJÄRRVÄRME TEMPERATURER – UTETEMPERATUR

BÄCKELUNDSVERKET BORLÄNGE  
1984

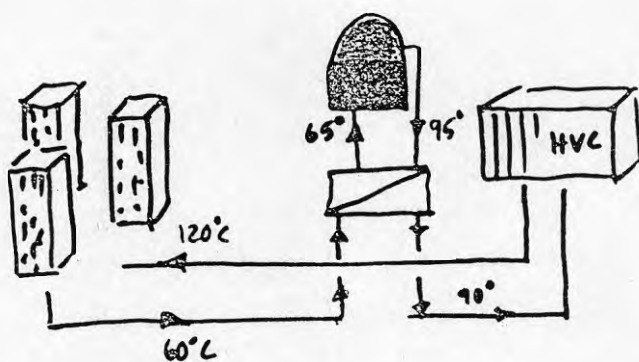
Figur 1. Fjärrvärmemetenerer som funktion av utetemperaturen.



Figur 2. Henriksdals avloppsreningsverk. Spillvärmeeffekt och utelufttemperatur (Bromma).



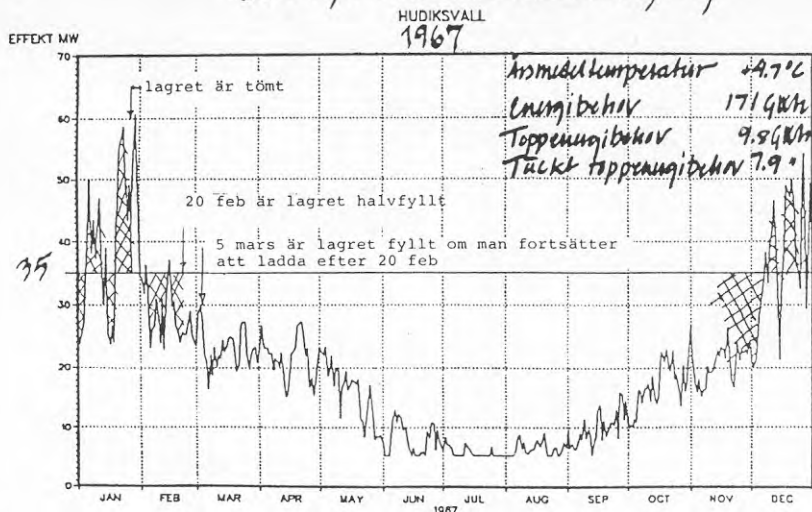
### LADDNING AV LAGRET



### URLADDNING

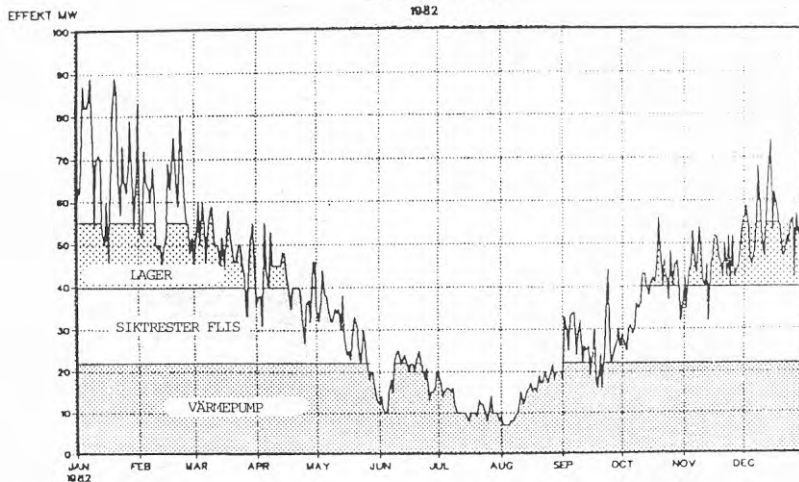
Figur 3. Inkoppling av värmelager i fjärrvärmesystemet i Hudiksvall.

## Säsong- och mellantidslagring

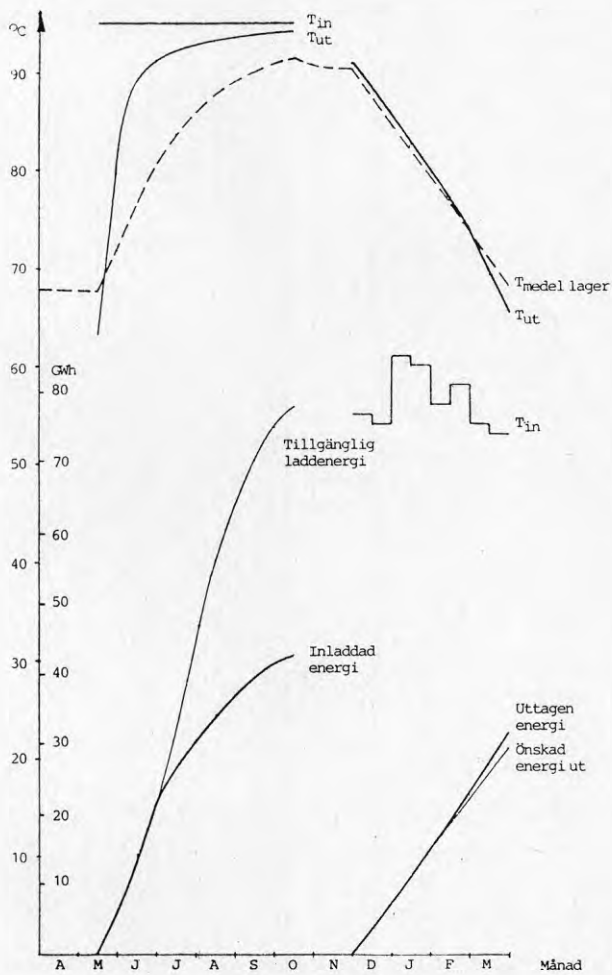


VBB-Computer graphics

Figur 4. Drift av värmelagret i Hudiksvall för 1967 års temperaturförhållanden.

VÄRMEEFFEKT  
BÄCKELUNDSVERKET  
1982

Figur 5. Tankbar roll för ett värmelager i Borlänge om nuvarande värmeproduktionsanläggningar bibehålls.



Figur 6. Laddnings- och urladdningsförloppet för lager 10 MW i Borlänge fjärrvärmenät.

---

## SIMULERING AV MARKVÄRMELAGER

Civ ing Sam Johansson  
AIB - Allmänna Ingenjörbyrå AB

### 1. Syfte och användningsområde

Simuleringsprogrammet avser att något förenklat beskriva lagerfunktionen i ett fjärrvärmesystem. Syftet är att skapa ett praktiskt och lättanvänt ingenjörsmässigt verktyg för en översiktlig bedömning av värmelagers ekonomiska konkurrenskraft i befintliga fjärrvärmesystem. Optimering av t ex lagervolym eller känslighet för kostnadsvariationer sker av användaren.

Simuleringsprogrammet beskriver funktionen av ett markvärmelager i ett fjärrvärmesystem. Hänsyn tas till värmeförluster och energiinnehåll i lagret. För varje tidsteg beräknar programmet vilken kombination av värmeproducentenheter som är billigast. Programmet kan köras med godtyckliga tidsteg varför både säsongs-, vecko- resp dygnslagring kan simuleras. För varje studerad tidsperiod beräknas en medelkostnad för producerad energi (kr/kWh) för värmelagret resp fjärrvärmenätet.

Programmet är avsett att användas i ett förprojekteringskede eftersom alla lagertypers egenheter ej beaktas.

### 2. Beräkningsprincip

Ett produktionssystem för fjärrvärme består oftast av flera olika enheter. Enheternas energiproduktionskostnad kan uppdelas i en fast och en rörlig effektberoende kostnad.

Ur ett effektvaraktighetsdiagram framgår när de olika energiproduktionenheterna används. När man vet produktionskostnaderna för varje enhet kan man från varaktighetsdiagrammet ange hur stor den genomsnittliga energiproduktionskostnaden är i varje önskat effektområde. Denna effektberoende kostnad utgör beskrivningen av fjärrvärmesystemet och ges som indata i form av diskreta punkter vars medelvärde approximerar det teoretiska värdet. (Se OH 2 och OH 3)



För lagret förs motsvarande resonemang, dvs vi söker lagrets effektberoende energikostnad. För lagret tillkommer emellertid även en kostnad då effekten är negativ, dvs då lagret laddas. De talpar som då uppkommer ges då som indata för lagret enligt samma princip som för fjärrvärmenätet. (OH 4)

Nätets värmebehov för den aktuella tidsperioden förutsätts känd och även denna uppdelas i stegvisa intervall där effektbehovet anges som funktion av tiden. Eftersom programmet startar från den först angivna tidpunkten bör denna väljas på ett lämpligt sätt, t ex då lagret är fulladdat. (OH 5)

Programmet beaktar endast stationära värmeförluster. Lagrets form har förenklats till en ellipsoid med fixa geometriförhållanden. Lagrets sidlängder bestäms enbart av den angivna lagervolymen. De termiska indata som programmet behöver är:

- c - lagrets värmekapacitet
- $\lambda$  - omgivande marks värmeledningsförmåga
- $T_m$  - lagrets medeltemperatur
- $T_o$  - omgivande marks temperatur

Beräkningen sker enligt kap 4.6 i Markvärme - En handbok om termiska analyser, Claesson J m fl, Lund 1984.

### 3. Förenklingar

Programmet beräknar endast stationära värmeförluster. De transienta förlusterna måste dock beaktas, speciellt vid små värmelager eller värmelager med ogynnsam form.

Programmet beaktar ej någon driftstrategi i lagret eller de speciella lageregenskaper som varje lagertyp har.

Kostnadsminimering sker i varje tidsteg, vilket innebär att minimering m a p säsongsbekovet ej utförs.

Vid beräkningen tas enbart hänsyn till de uppgivna produktionskostnaderna. Aspekter som lägre effektutbyggnad, bättre reservproduktionskapacitet samt ev förändrade distributionsförhållanden beaktas ej.

### 4. Resultat

För den studerade tidsperioden skrivs ut data på energibehov, producerad energi från fjv-nätet resp lagret samt kostnaden härför. För lagret redovisas

även energiinnehåll och temperatur. För hela tidsperioden beräknas medelvärden för energiproduktionskostnaden för fjv-nätet resp lagret. Ur detta material kan ett effektvaraktighetsdiagram konstrueras. (OH 7)

#### 5. Övrigt

Programmet är skrivet i FORTRAN-77 och finns upplagt på ett NORD-560 system. Programmet kräver litet minnesutrymme och kan med fördel läggas upp på en per-sondator. Exekveringstiderna blir korta (mindre än 1 sek) och beror på hur noggrant man angivit indata.

#### 6. Bilagor

De vid föredraget visade OH-bilderna, OH 1 - OH 7, bifogas.

## SIMULERING AV MARKVÄRMELAGER

### SYFTE:

- SIMULERA LAGERFUNKTION MAP ENERGIINNEHÅLL OCH FÖRLUSTER, FJV-NÄT
- BERÄKNA RDSMEDELKOSTN (kr/kWh) FÖR FJV-NÄT RÖSP LAGER
- BEGRÄNSA INDATAMÄNGDEN

### ANVÄNDNINGSGOMRÅDE:

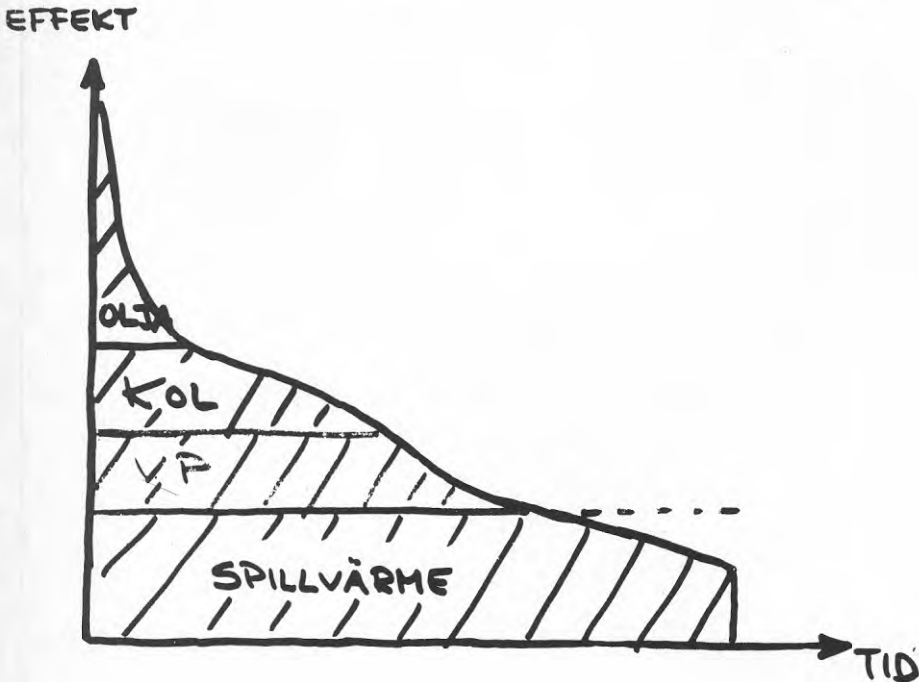
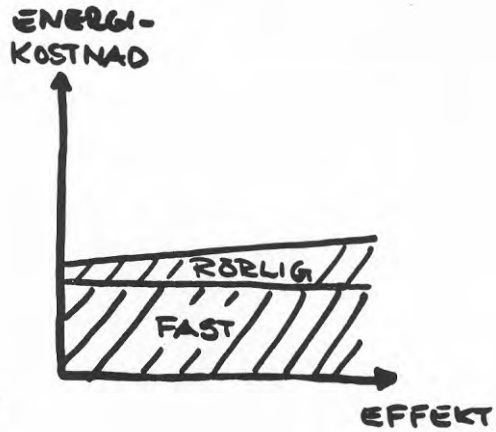
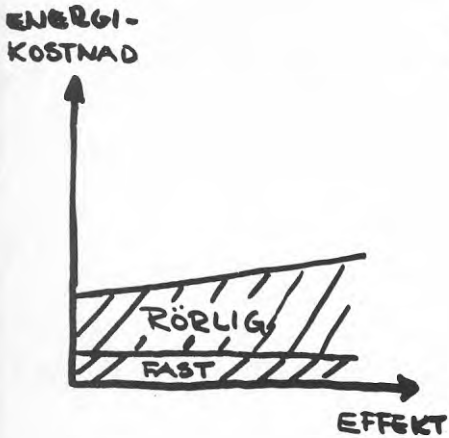
- FÖRPROJETERING AV MARKVÄRMELAGER I BEF. FJV-NÄT
- VOLYMSVARIATION
- KÄNSLIGHET FÖR KOSTNADSVARIATIONER

### FÖRENKLINGAR:

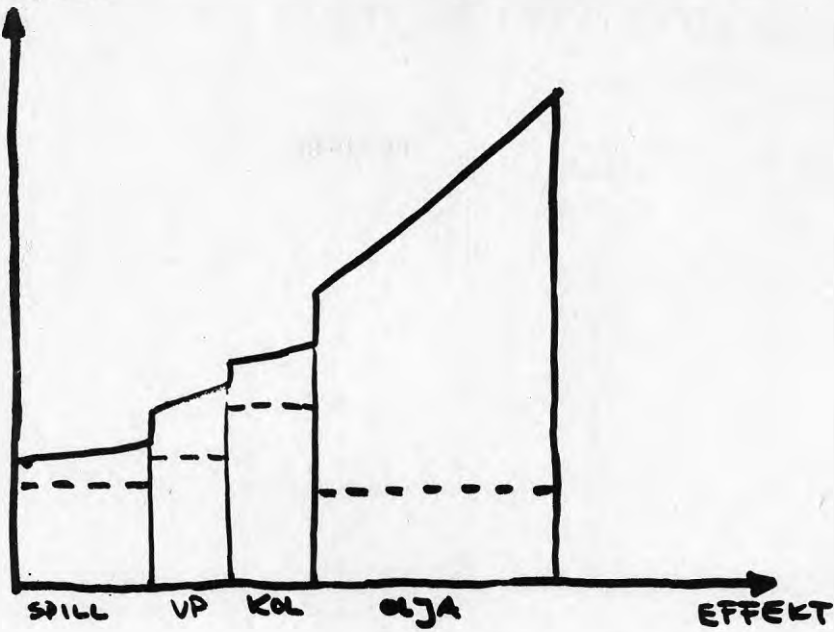
- STAT. VÄRMEFÖRLUSTER
- BEAKTAR EJ DRIFTSTRATEGIN I LAGRET
- KOSTNADSMINIMERING SKER I VARJE TIDSTEG (EJ MINIMERING MAP SÄSONGSBEHOV)
- ENBART EKONOMISKA ASPEKTER

OPTIMERINGSBERÄKNINGEN STYRS AV ANVÄNDAREN

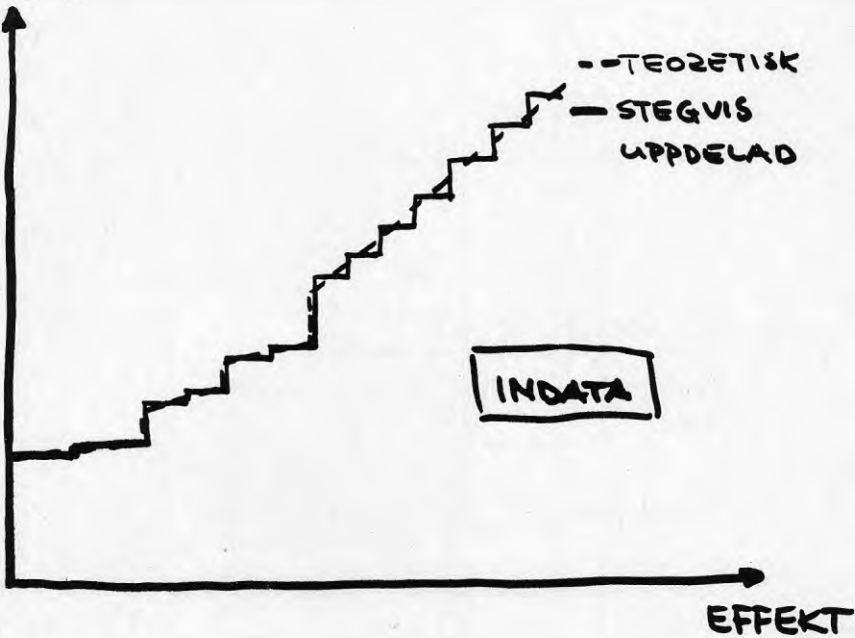
# BERÄKNINGS PRINCIPER - - FJV - SYSTEMET (PRODUKTION)



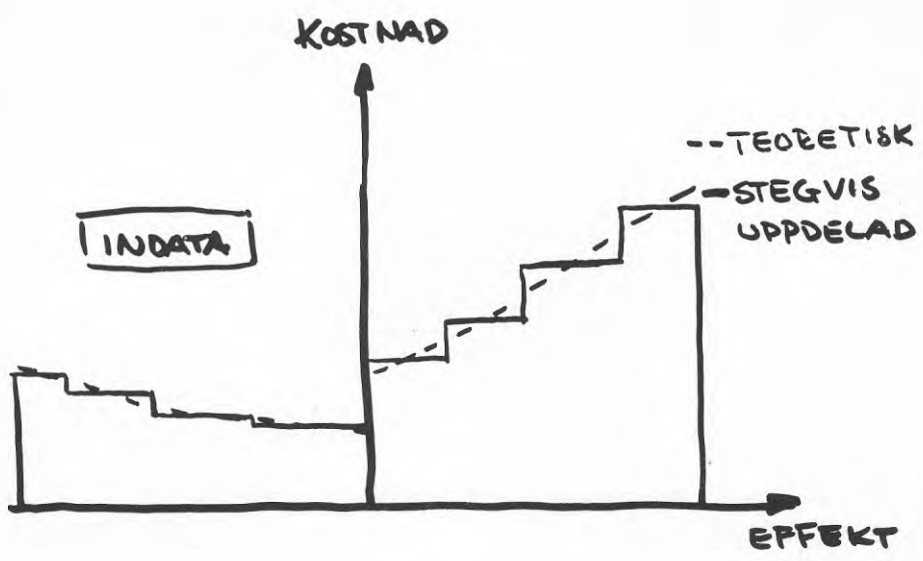
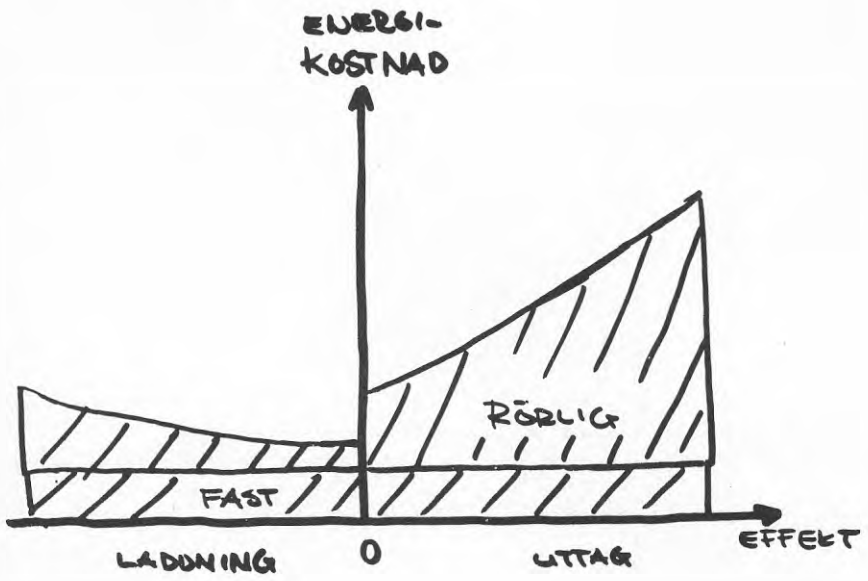
ENERGI-  
KOSTNAD



ENERGI-  
KOSTNAD

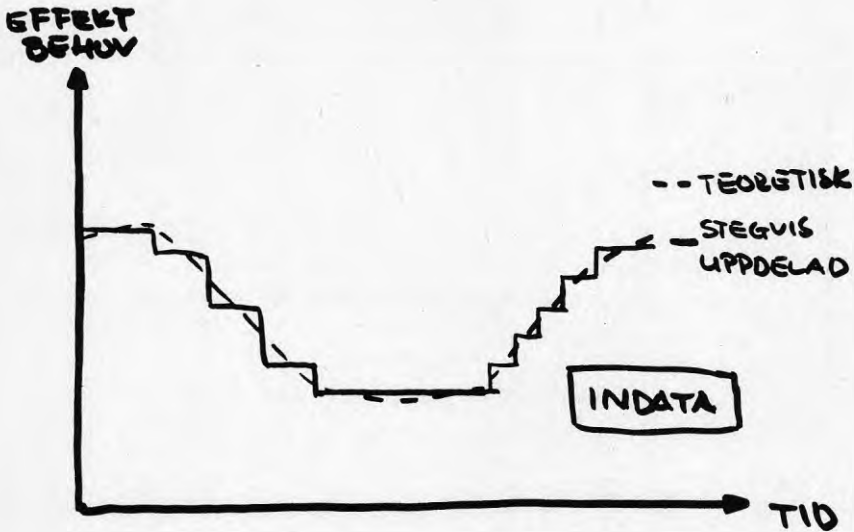
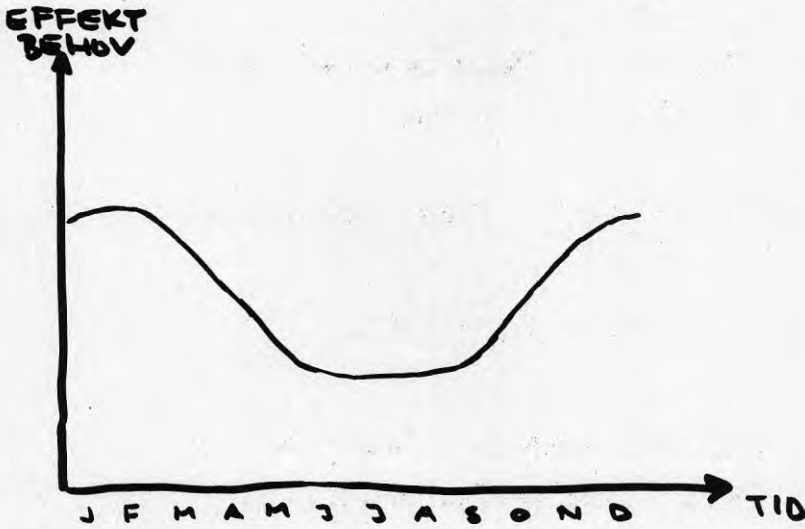


# BERÄKNINGSPRINCIPER - VÄRMELAGRET





# BERÄKNINGSPRINCIPER - FJV-SYSTEMET (BEHOV)



# BERÄKNINGSPRINCIPER - - VÄRMEFÖRLUSTER

VÄRMEFÖRLUSTERNA BERÄKNAS ENL.  
MARKVÄRMEHANDB. S 4.24

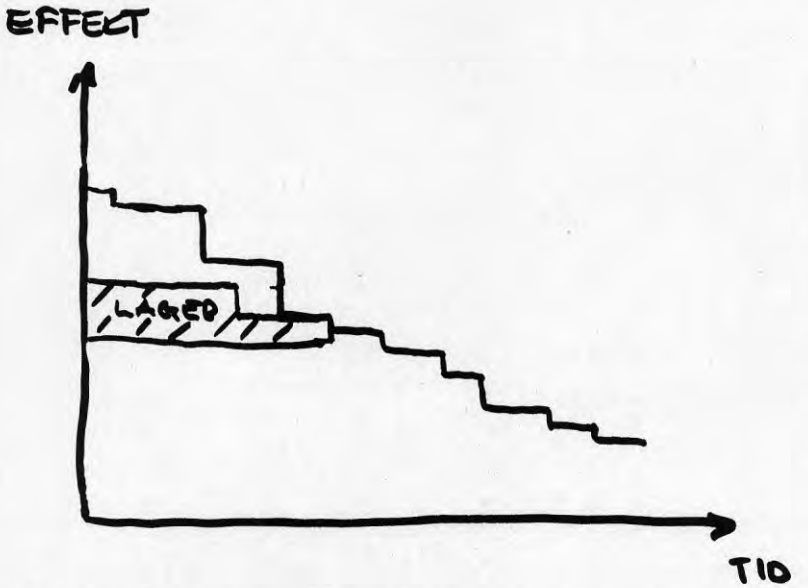
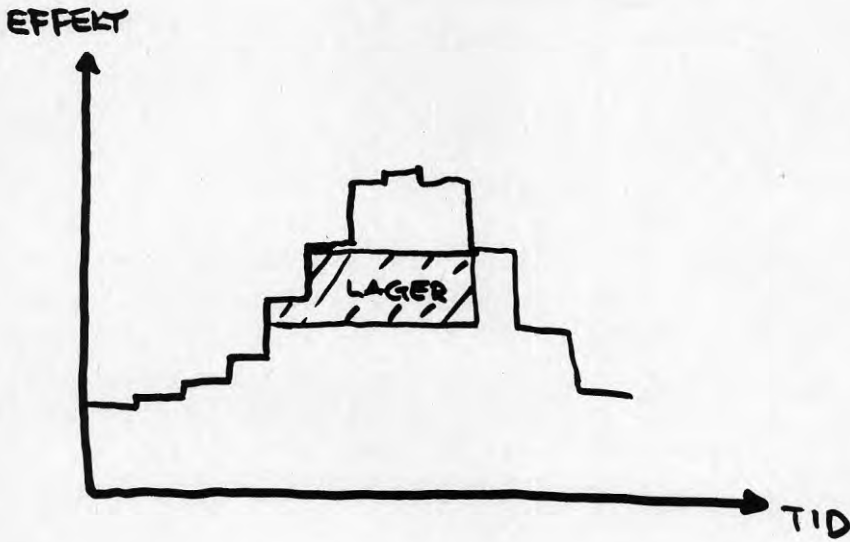
STAT. VÄRMEFÖRLUST FÖR ELLIPSOID  
MED

$$A = B = \frac{L}{2} \quad \text{och} \quad d_m = 1.1 L.$$

ENDAST ELLIPSOIDENS VOLYM  
BEAKTAS VID BERÄKNINGEN.

INDATA:  
 $\lambda$   
C  
V  
 $T_{\text{OMG}}$   
 $T_{\text{MED}}$

RESULTAT:



MEDEL ENERGI PRODUKTIONS KOSTNAD FÖR  
LAGER RESP FJU-NÄT.

Gruppen för Energiplanering  
Lars-Ake Cronholm

BFR-seminarium: Värmelagers roll i energisystem -  
systemstudier/beräkningsmodeller

1 ----- Bakgrund

Studsvik disponerar över ett flertal datorprogram dels inköpta, dels utvecklade på Studsvik som kan vara användbara vid studier av energilagers roll (tekniskt och ekonomiskt) i ett energiförsörjnings-system. Programpaketet som är tämligen väl dokumenterat omfattar bl a program för kraftbalansberäkningar, energilager, fjärrvärmesystemberäkningar samt databaser över fjärrvärme- och elbelastningar.

2 ----- Användningsområde

Allmänt kan ordet SYSTEM få en vid innebörd. Detta beror naturligtvis mest på vilken beslutsnivå (systemgräns) man betraktar. Följande figur kan exemplifiera detta.

<u>ENERGIPOLITISKA MÅL</u>	<u>PRODUKTIONS- APPARATENS KOPPLING MOT OMGIVANDE SYSTEM</u>	<u>ENERGILAGRETS FUNKTION (ROLL) I EN BEGRÄNSAD PRODUKTIONS- APPARAT</u>	<u>ENERGILAGRETS UTFORMNING</u>
Politiska beslut t ex kärnkraft-avveckling samt styrmedel som lån, bidrag och pris på energi.	Nationellt kraftsystem (Prissättning på energi etc).	Samspel mellan energilager och övriga produktionskällor.	Teknisk dimensionering.

Denna indelning har gjorts mot bakgrund att på ett hanterligt sätt inordna Studsviks datormodeller i det användningsområde programmen kan utnyttjas.

Vidare är det viktigt att notera i vilket syfte modellerna används. Lite tillspetsat kan man kanske uttrycka att ju högre upp i systemnivån man hamnar, relativt sett, ju mer kan man använda de lägst belägna komponenterna (systemdelarna) som "black boxes" utan att därför på något sätt förringa deras funktion.

Ovanstående diskussion ger följande indelning vad avser ett urval av STUDSVIKS program som tangerar problemsområdet.

#### URVAL AV STUDSVIK'S PROGRAM

ENERGIPOLITISKA MÅL	PRODUKTIONS- APPARATENS ROLL (i nationellt system)	ENERGILAGERS roll i produk- tionsapparaten	ENERGILAGER
	PPPSE4	DHLOAD, LOCAL2 REDLAK, SMSORT COGEN FJV 5 FVC, Stödprogram	STOMME (TREAT) TEMPER, WELL LUNDAMODELLEN FLOWG
MINSUN:	innehåller Lundamodellen (lagerprogram för bergrum, borrhål och gropmagasin)		
TRNSYS:	innehåller Lundamodellen (lagerprogram för bergrum, borrhål och gropmagasin)		
LOPOP:	Last- och driftoptimeringsprogram för kortsiktig driftplanering		

I nedastående tabell ges en kort beskrivning av programmen samt deras användningsområde.

Tabell Urval av PROGRAM

Programnamn	Användningsområde
TEMPER <sup>*</sup>	(1) Lösning av värmelednings- och diffusionsproblem vid användning av lager
WELL <sup>*</sup>	Förlustberäkningar av värme från vertikalt hål fyll med vatten
STOMME <sup>*</sup>	(2) Se Bilaga 1:1
LUNDAMODELLEN <sup>*</sup> (SBMA, DST)	(3) Externt inköpt program som Studsvik disponerar. Beräkning av flöden, temperatur och avgiven effekt från ett värmelager
TREAT <sup>*</sup>	(4) Se Bilaga 1:2
DHLOAD <sup>*</sup>	Framtagning av lastkurva för fjärrvärmesystem ur klimatdata och ett antal empiriska uppskattningar
LOCAL2 <sup>*</sup>	(5) Beräkning av värmelastkurvor (husgrupp)
LIN79; STHLM73	Databaser: Fjärrvärme och elbelasningar samt väderdata (inkl fram och returtemp på fjärrvärmevattnet)
LOPOP <sup>**</sup>	(6) Last- och produktionsoptimeringsprogram för kortsiktig driftplanering inkl lagerfunktion
REDLAK, SMSORT	Reduktion av el- och värmelastkurvor till längre beräkningsperioder
COGEN <sup>**</sup>	(2) (5) Se Bilaga 1:1
HSOFT <sup>**</sup>	(7) Se Bilaga 1:3

## Tabell forts

Programnamn	Användningsområde
MINSUN <sup>**</sup> (inkl LUNDA- MODELLEN ovan)	(8) Minimering av kostnads- funktionen för ett solvärm- lagringssystem med värme- pump och tillsatsvärme  Modellen är framtagen inom IEA Solar Heating and Cooling-programmet (TASK VII). Se vidare detta seminarie- bidrag från Heimo Zinko: Application of MINSUN.
TRNSYS <sup>*</sup> (inkl LUNDA- MODELLEN ovan)	(9) Externt inköpt program som Studsvik disponerar. Flow-sheeting program för simulering av värmesystem
FLOWG <sup>*</sup>	Beräkning av tryckfall, vattenhastighet och pump- effekt i radial- och ringnät
FJV5 <sup>**</sup>	(5) Beräkning av totala års- kostnader för ett fjärrvärme- nät vid driftkostnadsmini- mering
FVC <sup>**</sup>	(5) Ekonomiska analyser för fjärr- värmesystem
PBPSE4 <sup>**</sup>	(5) Se Bilaga 1:4

\* Tekniska program utformade för att lösa  
problemställningar av forsknings- och utveck-  
lingskaraktär.

\*\* Innehåller ekonomiska moment dvs beskriver  
ekonomiska konsekvenser av ett givet system  
med specificerade förutsättningar.

### 3-----Datortyp och tillgänglighet

Datorprogrammen används normalt av Studsvik  
Energiteknik AB via Studsvik Data's dator CDC,  
Cyber 170-835 (NOS 2.2). Programmen är skrivna i  
Fortran 4 men anpassas successivt till FORTRAN 5.



4 Programdokumentation  
 -----(litteraturreferenser)

Programmen är dokumenterade i STUSDVIKs interna rapportserie samt STUSDVIK Program Library for District Heating Applications.

- (1) Studsvik Arbetsrapport T2-79/45,  
1979-11-29.  
Aktuella TEMPER-versioner 1979
- (2) Studsvik Arbetsrapport EP-79/130  
Programsystem för utvärdering av värme-  
lagring i fjärrvärmenät vid kombinerad  
kraft- och värmeproduktion.  
Intern rapport.
- (3) Heat storage in the ground. Manual for  
computer codes
  1. Model of aquifer storage system  
(AAMAIN)
  2. Superposition bore-hole model  
(SBMA)
  3. Stratified storage temperatur model  
(SST)
  4. Model of duct storage system (DST)  
Lunds institute of technology,  
januari 1984.
- (4) Studsvik Arbetsrapport SD-83/4  
USER'S GUIDE TO TREAT.  
Intern rapport.
- (5) Studsvik Energiteknik AB  
STUSDVIK PROGRAM LIBRARY FOR DISTRICT  
HEATING APPLICATIONS - USER'S GUIDE  
Volume I January 31, 1983.
- (6) STUSDVIK/EI-84/190.  
Last- och produktionsoptimering, LOPOP  
Intern rapport.
- (7) Studsvik Arbetsrapport T2-79/39  
Beräkning av driftstrategin för ett  
korttidsvärmelager.  
Intern rapport.
- (8) The MINSUN simulation and optimization  
program application and user's guide -  
Central solar heating plants with  
seasonal storage.  
IEA Solar Rand D, December 1983.
- (9) TRNSYS - A transient simulator program.  
Version 10.1 June 1979. Solar energy  
Laboratory, University of Wisconsin.

5 Referenser - utförda studier

Nedan ges ett urval referenser för några program som har använts i samband med fjärrvärme- och energisystemstudier där lager har ingått som systemkomponent.

Kompletterande upplysningar om hur dessa och övriga program har använts i studierna kan lämnas vid anmodan.

PROGRAM	UPPDRAGSGIVARE (Urval)
STOMME	<ul style="list-style-type: none"> <li>• General Electric Company - TEMPO, Santa Barbara, USA</li> </ul>
LUNDAMODELLEN, SBMA DST	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scand-Energy, Nyköping</li> <li>• Scand-Energy, Nyköping</li> <li>• Göteborgs Energiverk, Göteborg</li> </ul>
LOCAL 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PGEM, Holland Konsultuppdrag i samarbete med TEBODIN b.v, Holland</li> </ul>
COGEN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Department of Energy, USA</li> <li>• PGEM, Holland Konsultuppdrag i samarbete med TEBODIN b.v, Holland</li> </ul>
MINSUN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statens råd för byggnadsforskning (BFR), IEA Task VII</li> </ul>
TRNSYS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statens råd för byggnadsforskning (BFR)</li> </ul>
PBPSE4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kommunalt utredningsuppdrag (kraftvärme)</li> <li>• Samnordiskt Forskningsuppdrag (Sverige/Finland)</li> </ul>

COGEN (VER1) /STOMME

## COGEN

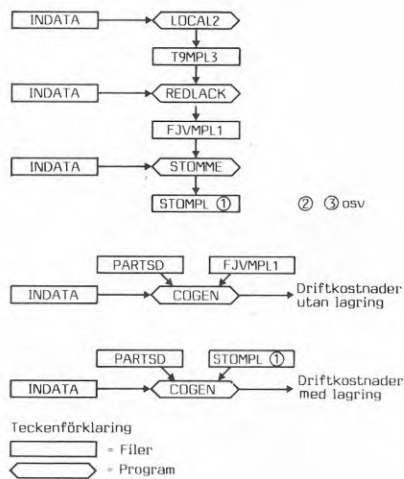
Marginalkostnadsberäkningar vid el- och värmeproduktion med kraftvärmeanläggningar vilka utnyttjar fossilt eller kärnbaserat bränsle.

Beräknar kostnadsdifferensen mellan olika kraftsystem, t ex ett som producerar enbart el, det andra både el- och värme. Alternativt även el- och värme inkl lager resp exklusive lager.

Indata för programmet är kapaciteter, tillgänglighet och kostnader för varje enhet samt värme- och ellasten timma för timma.

## STOMME

Beräknar fjärrvärmelasten genom att ta hänsyn till lagerstorlek, överföringskapacitet, värmeförluster samt lagrets värmeinnehåll vid dygnets början.



Figur: Program och filer (COGEN/STOMME)

#### TREAT 1

Programmet är ett modulärt program som behandlar datafiler som innehåller timvärden.

Programmet kompletterar andra fjärrvärmeprogram som DHLOAD, LOCAL, COGEN, STOMME etc. (Adapter mellan programmen). Programmet är avsett för enparametersoptimering.

I programblocken finns rutiner för energilager och lastutjämning samt rutiner för grafisk presentation.

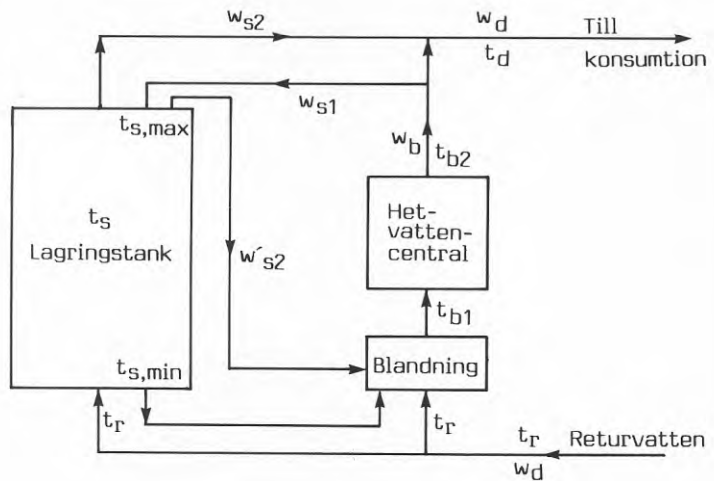
## HSOPT

Beräkning av effektuttag- och tillförsel för värmelager med en värmeproduktionscentral. Metoden är avsedd för korttidslager. Som indata används bl a:

- lagervolym
- tidsberoende effektbehov
- yttemperatur
- fjärrvärmenätets fram- och returtemperatur

Temperaturvariationerna i axiell led och i tiden beräknas för lagret.

Med programmet kan man beräkna den optimala driftstrategin för lagret.



Beteckningar för temperaturer och flöden

- $t_{b1}$  - temperaturen in till hetvattencentralen (°C)
- $t_{b2}$  - temperaturen ut ur hetvattencentralen (°C)
- $t_d$  - temperaturen till fjärrvärmenätet (delivery)
- $t_r$  - temperaturen från fjärrvärmenätet (return)
- $t_s$  - temperaturen i lagret (storage).  $t$  varierar med höjden

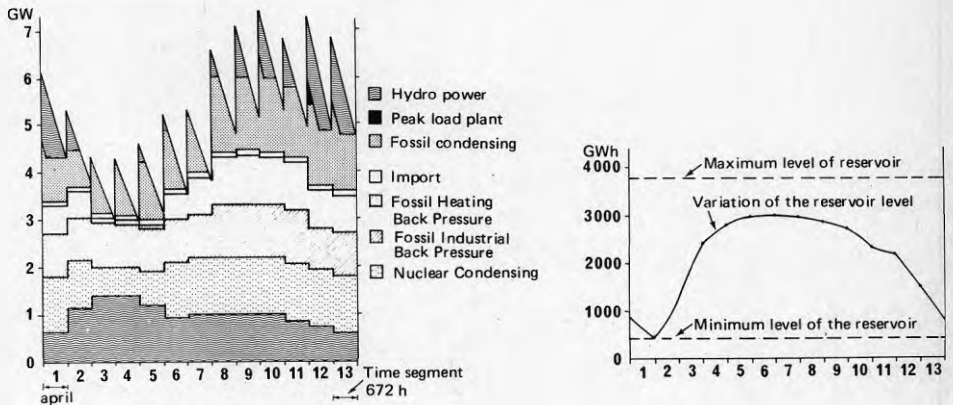
Figur: Beteckningar för temperaturer och flöde (HSOPT)

## PBPSE2

Programmet är avsett för att optimera operationstider för olika kraftslag vid ett givet produktions-system. Utskriften från programmet ger vägda marginalkostnader i olika tidssegment av året. Viktningen görs med avseende på år med olika vattenflöde, baserade på statistiska data. Vattenkraftssystemet karakteriseras av restriktionen att ett miniflöde måste upprätthållas. Andra delar av systemet har restriktioner på tillgänglighet hos olika kraftslag beroende på underhåll, reparationer osv.

Programmet löser för närvarande två typer av problem:

- 1) Beräkning av "optimal produktion" för givet elektriskt system och last.
- 2) Beräkning av optimal anpassning av systemet vid en förändrad efterfråga.



Figur: Beräkningsresultat: Drift av olika enheter i Finska kraftsystemet (1980)  
Referens: IEA-AG-62/5 LARSSON and EL MAHGARY

## SIMULERINGSMODELL FÖR FJÄRRVÄRMESYSTEM MED NYA TEKNOLOGIER FÖR ENERGITILLFÖRSEL

Björn Wetterborg, Vattenfall

Modellen utvecklades som ett doktorandprojekt på KTH med stöd från BFR. Den finns dokumenterad i BFR-rapport R49:1984.

### Användningsområde

Syftet med modellen är att möjliggöra utvärdering av decentraliserad energitillförsel till fjärrvärmenätets returledning. Se figur 1. Modellen tar hänsyn till transporttiderna för vattnet i returledningen. Dessa tider medför att en decentraliserat tillförd energimängd inte omedelbart medför minskad produktion i en central hetvattencentral. Denna typ av energilagring kan utnyttjas vid exempelvis solvärmesystem. Genom att sprida ut solfångarna på flera platser fås en jämnare totalproduktion av solvärme sett från hetvattencentralen. Solfångaranläggningarnas inbördes avstånd anpassas så att de inte påverkar varandras produktionsförmåga i alltför hög grad.

Modellen kan också användas för utvärdering av helt centraliserad produktion. Detta har varit det dominerande användningsområdet för modellen.

I modellen ingår en hetvattenackumulator med central förläggning. Denna laddas upp då returtemperaturen överskrider önskad framledningstemperatur. Den laddas ur då returtemperaturen sjunker under framledningstemperaturen.

Resultaten från modellen är timvärden på energibehov och förluster samt produktion i varje enhet. Aggregering kan ske till dygns-, månads- och årsvärden. Utifrån detta kan exempelvis ekonomiska utvärderingar göras.

### Delmodeller

Simuleringen sker i tidssteg om en timme och möjlighet finns att ta med hela nätet samt alla belastningsobjekt. Därmed kan indata-mängden bli mycket stor.

Belastningarna återbildas genom värmeförlustfaktorer samt tidskonstanter för klimatskärmen. Tappvarmvattenbehovet ges av dygnsvariationskurvor. En modell för en trestegs abonnentcentral är integrerad för att ge returtemperaturen. Modellen medger att abonnenterna delas in i olika grupper med lika egenskaper så att datortid kan sparas.



I modellen byggs nätet upp genom att ange ändpunktsnamn på varje ledningsdel samt fysiska dimensioner tillsammans med värmeförlust- och tryckfallskoefficient. Kortslutningsflöde mellan fram- och returledning går också att lägga in i modellen.

Nätmodellen sammanlagrar i tid och rum de två komponenter som bestämmer temperaturprofilen i returledningsnätet. Komponenterna är injicerade flöden från abonnentcentralerna samt tillförda effekter från produktionsenheter vid returledningen. Underlag för sammanlagringen är transporttiderna för vattnet mellan olika punkter. Nätflödena beräknas genom att först ta fram abonnentflödena. Dessa beräknas genom att väga samman förlusteffekter i framledningen med belastningseffekter.

Ett flertal produktionsmodeller finns i modellen. De är kraftvärme, hetvattencentral, elpanna, värmepump och solfångare. Det finns också möjlighet att beakta frånluftsvärmepumpar i byggnaderna. För värmepumpar läggs vikt vid att modellera begränsningar i tillgänglig spillvärme samt den tekniska gränsen för värmeeffekten. Dessa restriktioner varierar över dygnet och året. För beräkning av solvärmeproduktionen bestäms solens läge relativt solfångarna.

En central ackumulator lagrar överskottsvärme från solfångare och värmepumpar. Ackumulatorns inkoppling i systemet framgår av figur 2. Den modelleras med två avgränsade vattenmassor, det översta varmt och det understa relativt sett kallare. De varierande temperaturerna i lagret och i fjärrvärmenätet medför att ett tiotal driftfall kan ställas upp för ackumulatorn. Bara modelleringen av styrlogiken blir därför komplex.

Klimatdata utgörs av timvärden på utetemperatur samt i tillämpliga fall också på global solinstrålning. Året kan delas in i ett valfritt antal dygn. Hittills har modellen körts med klimatdata som representerar varje månad med fyra typiska dygn. Det är möjligt att simulera årets alla dagar i en följd för att exempelvis utvärdera lagring över mer än ett dygn.

Datortid sparas om simuleringen görs med dygn som är typiska för längre perioder. Detta förutsätter att ackumulatorns tillstånd vid det simulerade dygnets början kan bestämmas. Tillståndet bestäms av driftförhållandena under dygnet före, om ackumulatorn är förhållandevis liten. I detta fall skall tillståndet vid dygnets början vara lika med tillståndet vid dygnets slut. Om ackumulatorn är stor, bestäms tillståndet av förhållandena under flera dygn tillbaka. I detta fall blir det svårt att korrekt tillämpa simuleringsdygn som är typiska för längre perioder. För små ackumulatörer finns det i modellen algoritmer som genom förberedande simuleringar bestämmer begynnelsestillståndet. Dessa algoritmer används främst för dygn med långa transporttider och i tiden koncentrerad energitillförsel till returledningen. Sommar-dygn med stor andel solvärme är ett exempel på sådana driftfall.

### **Datorimplementering**

Datormodellen är skriven i Fortran och har implementerats på en VAX-dator. Modellen har med små modifieringar kunnat köras på Siemens- och Primedatorer. På VAX-datorn blev beräkningstiden för ett system med 290 knutpunkter 18 CPU sekunder per simulerat dygn. Någon sammanhållen dokumentering har inte gjorts av programmet.

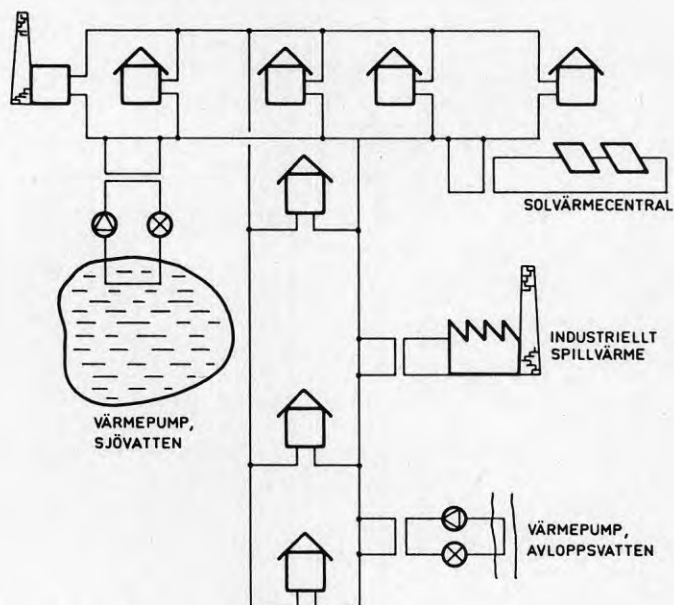
### **Testfall**

Modellen har främst använts för studier av stora värmepumpar och då har lagring ej ingått i systemen. Mindre studier har gjorts av solvärmeförsel och då har energilagringsbehovet varit ett av de viktigaste delmomenten i utvärderingen. Det har då visat sig att fördelning av solfångararean på flera enheter ute i nätet inte på ett avgörande sätt minskar behovet av energilagring. Det är lagring över flera dygn som är dimensionerade och under dessa tidrymder har lagring i nätet ingen inverkan. Utspridd solvärmeförsel kan tvärtom ge ökat behov av lagring eftersom driftbetingelserna kan bli bättre för solvärmesystemen och produktionen därmed ökar.

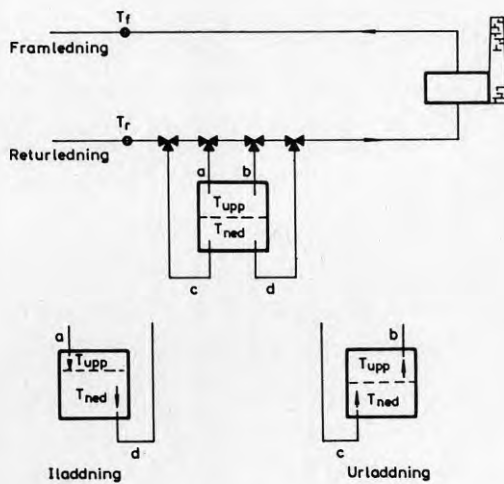
### **Vidareutveckling**

Institutionen för elektrisk anläggningsteknik vid KTH har kontakter med Siemens för att lägga denna modell i ett interaktivt grafiskt system. Förhoppningen är att detta skall minska tidsåtgången vid uppläggning av nät- och belastningsdata. Intresset för att utföra beräkningar med modellen är dock svagt. Oftast behövs ej nätmodellen vid simulering av produktionsutbytet, eftersom all produktion läggs centralt. För dessa fall är modellen onödigt komplicerad.

Vid Vattenfall kommer undertecknad att utveckla planeringsmodeller för fjärrvärmesystem där bland annat energilagring ingår. Vissa modeller samt erfarenheter från ovan beskrivna simuleringsprogram kommer då att utnyttjas.



Figur 1. Tänk system för utvärdering



Figur 2. Princip för hetvattenackumulatören

## FREKVENSPANALYS - METOD FÖR DIMENSIONERING AV VÄRMELAGER I BEFINTLIGA UPPVÄRMNINGSSYSTEM

Björn Svedinger, tekn lic, VIAK AB

Värme i mark och vatten kan utvinnas med hjälp av värmepumpsteknik och användas för uppvärmning av såväl ny som befintlig bebyggelse. Resultat från försöksanläggningar visar att tekniken nått sådan tillförlitlighet och ekonomi att såväl storskalig som utbredd småskalig användning kan förutses. Förutsättningarna för värmelagring i mark är också kända och lokalisering av värmelager kan förberedas i den kommunala planeringen.

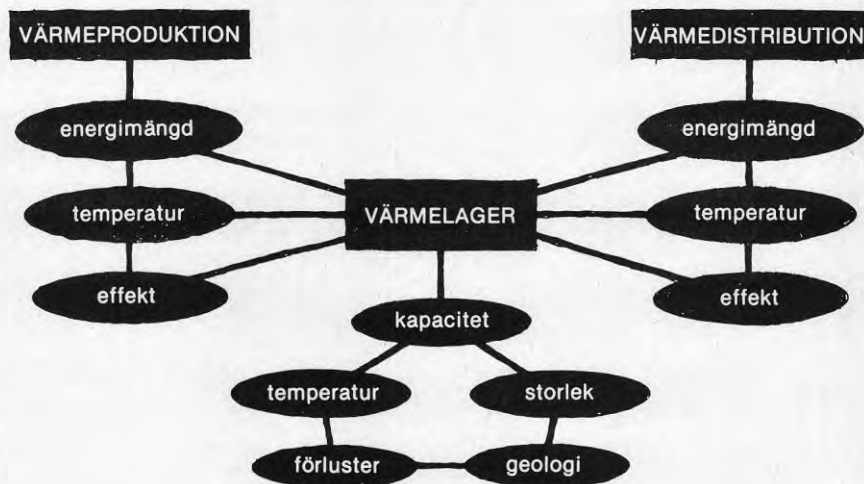
Hittillsvarande erfarenheter avser främst värmepumpar som baslast och tekniskt inriktade fullskaleförsök med värmelager. Befintliga olja/el-anläggningar utnyttjas som reserv och spetslast. Systemfrågorna får allt större betydelse. En av svårigheterna är dock att finna lämpliga analysmetoder, eftersom antalet inverkan parametrar är stort och simuleringsmodeller tenderar att bli komplicerade.

Situationen påminner om när modern elektronik och mikrokretsar gjorde det möjligt att på ett helt nytt sätt mäta och utvärdera mekaniska vibrationer i början av 1970-talet. Ett helt nytt tänkande introducerades genom signalanalys av uppmätta tidsserier. Dessa beprövade signalanalytiska metoder kan nu användas för de storheter som är avgörande i uppvärmningssystem.

Följande sammanställning ger bakgrund och förutsättningar för en dylik analysmetodik och några illustrativa exempel för att visa den praktiska realiserbarheten. Den ingenjörsmässiga tillämpningen studeras i pågående BFR-projekt.

### Nya dimensioneringsmetoder nödvändiga

Dimensionering av ett värmesystem med värmepumpar och värmelager innebär en ekonomisk optimering med hänsyn till aktuella energi-, effekt-, och temperaturbehov samt geologiska förutsättningar. Sambanden mellan olika inverkanse faktorer kan schematiskt illustreras enligt figur 1.



Figur 1 Inverkanse faktorer vid dimensionering av energisystem med värmelagering.

Den traditionella dimensioneringsmetodikerna utgår från ett varaktighetsdiagram med för orten givna villkor beträffande dimensionerande utetemperatur. Ur varaktighetsdiagrammet erhålls uppgifter om energiförbrukning och erforderlig effekt. Detta är tillfyllest vid en produktionsanläggning som är oberoende av temperatur. För optimal dimensionering av värmesystem med värmepumpar och värmelager är det emellertid nödvändigt att studera det verkliga tidsförloppet.

Det är emellertid svårt att ingenjörsmässigt arbeta med en tidsserie. Dimensioneringsarbetet försvåras av att samtliga ingående storheter är tidsberoende. Beräkningsprogram blir lätt komplicerade och svår­användbara. Det är också svårt att ange dimensionerande parameter och definiera befintliga uppvärmningssystem.

Bland svårigheterna märks:

- . Värmelasten bestäms av en mängd lokala förhållanden såsom utetemperatur, sol, vind, och lokalklimat samt brukarbeteenden
- . Bebyggelsen varierar lokalt med avseende på tröghet (tung och lätta byggnader), värmebehov och dygnsvariationer (sjukhus, kontor och bostadshus har olika karakteristika)
- . Uppvärmningssystemet har varierande utformning med lokalt olika möjligheter till reglering av temperaturer och flödes hastighet samt fasförskjutning mellan fram- och returledning vid väderomslag.
- . Värmepumpars prestanda bestäms av såväl värmekällans som värmemottagarens temperaturnivå och dess lönsamhet av aktuella energipriser.
- . Värmelagers lönsamhet bestäms av hur många gånger per säsong det kan utnyttjas med hänsyn till då aktuella temperaturnivåer (tekniskt villkor) och aktuella energipriser (ekonomiskt villkor)

Detta är bara några exempel på svårigheter som samtidigt visar att varje system är unikt. Vid användning av värmelager kompliceras bilden av valda strategier för lagrets roll. Värme kan erhållas från ett flertal lokalt tillgängliga värmekällor såsom

- . indirekt solvärme (naturvärme)
- . spillvärme
- . fastbränsleförbränning
- . kraftvärmeproduktion
- . solfångare

med under dygnet och året varierande tillgänglighet.

Ett värmelager har olika karakteristika avseende bl a

- . värmekapacitet
- . effektröghet
- . temperaturnivå
- . värme- och temperaturförluster  
(termodynamisk verkningsgrad (%))

vilket gör respektive värmelager mer eller mindre lämpat för

- . utjämningslager (timmar)
- . korttidslager (dygn-veckor)
- . säsongslager (månader)

En förutsättning för meningsfulla ekonomiska jämförelser mellan olika värmelager är därför att samtliga inverkanse faktorer beaktas. Den energi som kan sparas genom lagring måste värderas mot aktuella energipriser i varje enskilt fall.

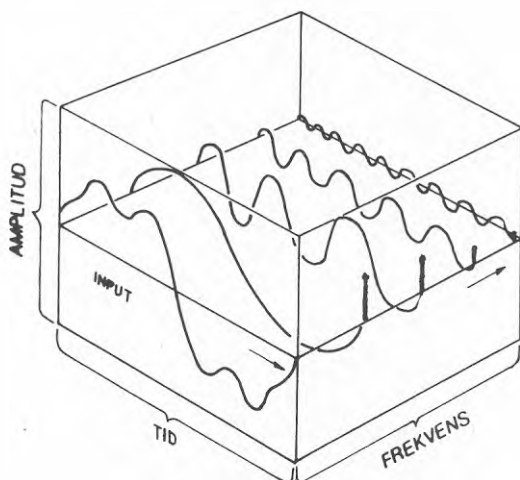
En fullständig analys av ett uppvärmningssystem måste också inkludera effekter av energihushållning och ett kombinerat utnyttjande av värmepump och värmelager liksom differentierade energitaxor.

### Frekvensanalys öppnar stora möjligheter

Den förste att matematiskt analysera förloppet av periodiska funktioner var den franske matematikern Jean-Baptiste Joseph Fourier (1768-1830). Fourier hade som avsikt att analysera värmeförlopp, men hans metoder har dock mest tillämpats i andra sammanhang.

Frekvensanalys (eller Fourier-analys) utförs för att bestämma vilka frekvenser som förekommer i en signal. I princip utförs en transformation från ett tidplan till ett frekvensplan. Resultatet blir att en tidsserie avbildas som funktion av frekvens och fas.





Figur 2 Frekvensanalys

Fourier-analys utförs med hjälp av dataprogram. Dessa utför normalt den s k FFT (Fast Fourier Transform) med flera matematiska finesser för att kunna "manipulera" funktionerna i både tid och frekvens. Detsamma kan göras med hjälp av speciell signalanalysator som innehåller all nödvändig hård- och mjukvara.

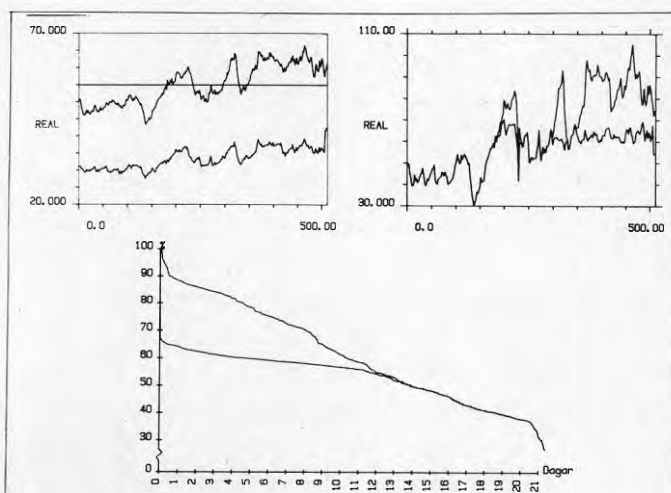
Långa tidsserier av data kan fördelaktigt reduceras till ett betydligt mindre antal parametrar med hjälp av Fourier-transformen. Tidsserier över temperatur-och solenergiförlopp är av naturliga skäl periodiska, där perioderna 365 dagar och ett dygn är dominerande. Det har visat sig möjligt att representera meteorologiska data insamlade under en 20-års period (vilket motsvarar 175 320 timvärden) med hjälp av 75 Fourier-koefficienter utan att förlora väsentlig information.

För att verifiera metodens användbarhet har en preliminär test gjorts på slumpmässigt utvalda tidsserier om 512 timmar (vilket motsvarar ungefär 21 dygn) med representativa temperaturvariationer. Mätdata har erhållits från mätcentralen, KTH.

Behovet av analyser varierar med aktuell problemställning. Följande exempel avser att illustrera några tillämpningar av signalanalys som torde ha stor och bred användning i alla typer av uppvärmningssystem. Syftet med följande exemplifiering är endast att illustrera metodikens tillämpning. Någon korrigering av mätdata har ej utförts och figurerna redovisar analysatorns beräknade storheter.

Värmepump kan simuleras

En värmepump avger en viss maximal temperatur och dess prestanda varierar med värmekällans temperaturnivå. Figur 3 visar uppmätta temperaturnivåer i en fjärrvärmekrets med värmepumpens antagna temperaturbegränsning inlagd. Inverkan av flödesvariationerna på energibalansen har beräknats och redovisas som tidsserie och varaktighetsdiagram. Det finns stora möjligheter att presentera och beräkna olika driftfall.

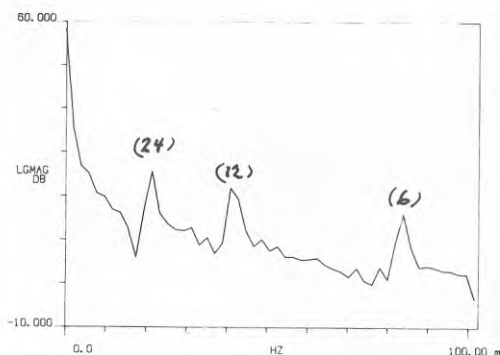


Figur 3 Värmepump - temperatur och effektreddovisning

### Värmelager med olika funktion

Exemplet visar på möjligheten att åskådliggöra funktionen av ett värmelager och beräkna den lagrade energimängden.

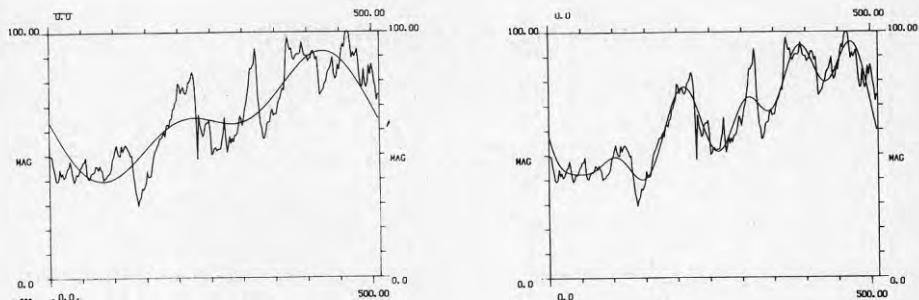
Figur 4 visar en frekvensanalys av uppmätta effektdata i ett fjärrvärmenät. Olika frekvenser med perioder av 24, 12 och 6 timmar kan särskiljas. Med hjälp av signalanalysatorn kan man ta bort frekvenser som ligger över ett visst område och på så sätt simulera funktionen hos olika lagringsstrategier.



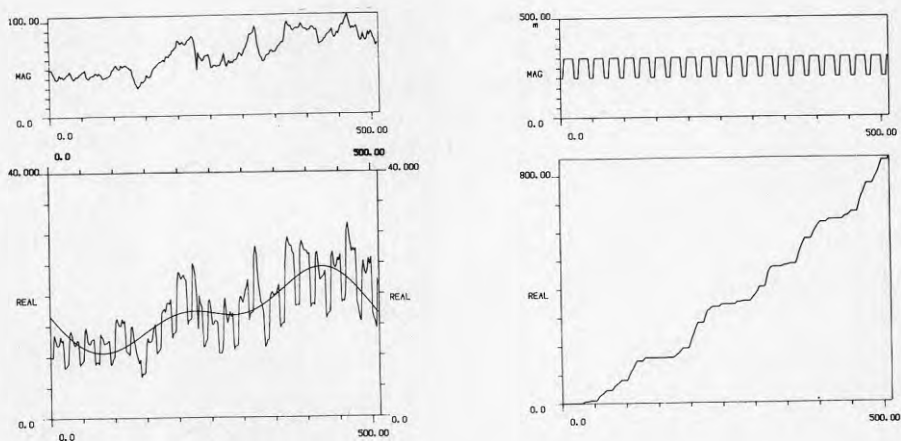
Figur 4 Frekvensanalys av effektvariationer i fjärrvärmenät

Figur 5 visar lagrets funktion vid effektutjämning i syfte att t ex öka trögheten i ett givet system och därigenom undvika utbyggnad av effekt. Figuren visar funktionen hos två lager med gränshfrekvens 1/5 respektive 1/3 dygn. Ur figuren är det möjligt att beräkna krav på lagrets storlek (kWh) och avgiven effekt (kW).

Figur 6 visar hur analysen kan kompletteras med en pålagd energiprisfunktion - dag/nattaxa - och en beräkning av värdet av den lagrade energin. En stor potential för värmelager är just knuten till energiprisvariationer, varför en dylik analysmetod torde ha stor tillämpning.



Figur 5 Illustration av två olika värmelagers funktion



Figur 6 Lagring vid varierande energipris och beräknat värde av den lagrade energimängden

Ovanstående beskrivning och presenterade exempel visar på stora möjligheter att utnyttja signalanalytiska metoder för att analysera befintliga uppvärmningssystem. Ett fortsatt utvecklingsarbete har påbörjats med stöd från BFR. Målet är att dokumentera tillförlitligheten i praktiskt konsultarbete.

### VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEMET

För att kunna avgöra hur stor marknadspotential olika typer av energisystem kan antas få när de kompletteras med värmelager, krävs någon form av teknisk-ekonomisk utvärderingsmetod. Ett lämpligt instrument för detta ändamål är Sol-85 datamodellen.

#### SOL-85 MODELLEN

I Sol-85 modellen simuleras olika typer av uppvärmningssystemens konkurrensförmåga i olika delar av bebyggelsen.

Inlagrade data är baserade på detaljerad statistik över byggnadsbeståndet samt tillämpliga uppvärmningssystem.

En beräkning av byggnadsbeståndets utveckling görs fram till 2010 utgående från SCBs statistik över byggnadsbeståndet 1980 samt antagna prognoser över nybyggnad, modernisering och rivning.

Följande uppgifter ingår i modellens statistik (s k segmentering):

- \* byggnadssektor; småhus flerbostadshus, industrier och lokaler
- \* typ av uppvärmningssystem; direktel, huscentral, fjärrvärme eller gruppcentral
- \* typ av befintligt system; t ex elpanna, oljepanna
- \* storlek på system; värmeeffekt
- \* klimatområde; 4 regioner
- \* bebyggelsetäthet; landsbygd, tätort och storstad
- \* typ av ägare eller beslutsfattare; privat, statlig eller kommunal
- \* byggnadens ålder
- \* uppvärmningssystemets ålder

Konkurrensmodellen kan beskrivas enligt följande schema, bilaga OH1.

Simuleringen genomförs i 5-års steg fram till och med år 2010 under inverkan av olika omvärldsbeskrivningar och statliga styrmedel s k scenarier och strategier.

Scenarierna och strategierna behandlar:

- utveckling av bostadsbeståndet
- förbrukningen i bostadsbeståndet ,
- energiprisutvecklingen
- skatter och subventioner

Som exempel på resultat från modellen kan bl a följande tabeller erhållas för ett valt segment:

- antal installerade system per period
- energiförbrukning per period

Bilaga (OH2 och OH3).

Övriga resultat som kan erhållas är bl a:

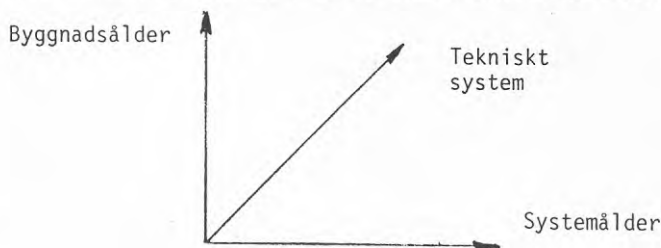
- total investeringskostnad per system
- total bränslekostnad per system
- total drift- och underhållskostnad per system
- totala statliga bidraget per system

I Sol-85 modellen görs en uppdelning av energiförbrukningarna på ett stort antal segment. Nedan presenteras vilka grupper av segment som ingår och antalet segment i varje grupp.

Enfamiljshus	, egen central	10
"	, blockcentraler	10
"	, fjärrvärme	10
"	, direktel	10
Flerfamiljshus,	egen central	54
"	, blockcentraler	90
"	, fjärrvärme	6
"	, direktel	6
Lokaler	, egen central	72
"	, blockcentraler	76
"	, fjärrvärme	6
"	, direktel	6
Industri	, egen central	150

I modellen sker ytterligare en uppdelning av segmenten genom att dessa bryts ner på byggnadsålder, systemålder och tekniskt system för uppvärmning.

Detta kan åskådliggöras i ett 3-dimensionellt koordinatsystem.



Byggnadens ålder påverkar valet av system eftersom nettoenergiförbrukningen i modellen är knuten till åldern på fastigheten. I OH4 redovisas en detaljerad bild över uppdelningen av segment.

Utbyte av system

Utbyte av system i modellen kan ske av två orsaker:

1. Utbyte sker när den tekniska livslängden är slut. Detta sker då efter kriteriets lägsta investeringskostnad eller lägsta årskostnad.

För de olika segmenten antas detta ske enligt följande tabell.

Beslutskriterium Kategori	Lägsta investeringskostnad	Lägsta årskostnad
Enfamiljshus	5 %	95 %
Flerfamiljshus	5 %	95 %
Industri	10 %	90 %
Lokaler 1, 2, 4	5 %	95 %
"- 3 1)	20 %	80 %

Andel beslutsfattare (%) som väljer enligt visst kriterium.

2. Förtida utbyte innan teknisk livslängd är uppnådd. Detta förutsätts ske enligt följande tabell med pay-back som kriterium.

Pay-back-tid; år Kategori	0-3 år	3-5 år	5 år
Enfamiljshus	15	5	0
Flerfamiljshus	25	8	0
Industri	25	0	0
Lokaler 1, 2, 4 <sup>1)</sup>	25	8	0
"- 3			

Andel beslutsfattare (%) som gör förtida utbyte vid viss pay-back-tid.

- 1) Olika typer av lokaler



### Körning av modellen

Modellen kan köras dels interaktivt och dels automatiskt.

#### Interaktivt

Detta innebär att varje segment detaljstuderas, eftersom detta möjliggör att varje uppvärmningssystem kan studeras. Även de fastigheter som inte gör några byten redovisas.

Endast ett segment studeras vid varje körning, vilket gör att metoden är svår att använda för hela byggnadsstocken.

Körsättet medger i första hand analyser av de olika besluts-kriterierna för ett segment.

I denna typ av körning kan man inte se inverkan av tekniska potentialer för systemen.

#### Automatiskt

I detta fall kan ett valfritt antal segment studeras. Alla beräkningar utförs som i det interaktiva fallet, men med den skillnaden att delresultat inte redovisas. Beräkningarna genererar en stor mängd utdata som sedan behandlas i en speciell utdatarutin där användaren kan välja ut de segment som är intressanta. Detta körsätt är mycket flexibelt och erbjuder intressanta analyser.

## GENOMFÖRD ANALYS AV SÄSONGSENERGILAGRING MED SOL-85 MODELLEN

För att klarlägga möjligheterna att utnyttja SOL-85 modellen för analys av säsongenergilagring har en förstudie utarbetats vilken beskrivs i korthet nedan.

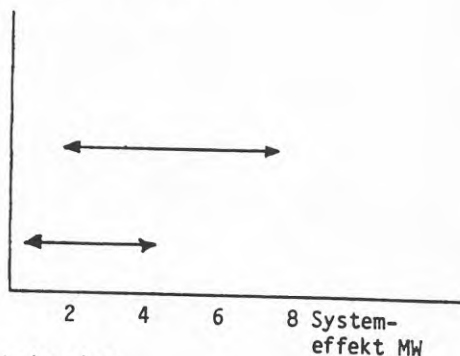
I studien har olika värmepumpsystem studerats med avseende på olika typer av säsongslagers betydelse för systemens ekonomi.

SOL-85 modellen innehåller ett stort antal system med värmepumpar OH5.

De värmepumpsystem med lager, som ansågs ha de största möjligheterna att konkurrera med andra system var gruppcentralsystem med

- uteluftvärmepump med ler- eller berglager
- sjövattnvärmepump med akviferlager

System	
Värmekälla	Lagertyp
Sjövattnen	Akvifer
Uteluft	Berg Lera



Följande två system studerades:

- 4 MW sjövattnvärmepump med akviferlager
- 0,5 MW uteluftvärmepump med berg- eller lerlager

Vid denna studie användes modellens snabbaste sätt att analysera en tekniks konkurrensförmåga genom att endast ett segment studerades för varje vald storlek.

Resultaten redovisades i s k rankingsmatriser för vart och ett av beslutskriterierna

- Life Cycle Cost
- First Cost

#### Gruppcentral 4 MW

I detta segment kan 17 system förekomma. Av dessa är 2 st med säsongslager.

- Uteluftvärmepump med borrhåls- eller lerlager (8)
- Sjövattnvärmepump med akviferlager (11)

#### Life cycle cost

Här kan noteras att det mest lönsamma systemet är sjövattnvärmepump med akviferlager (11). Endast avloppsvärmepump är lönsammare. Men med tanke på att denna energikälla är ytterst begränsad torde detta visa att sjövattnvärmepump med akviferlager borde vara av stort intresse som tekniskt system för större anläggningar.

Uteluftvärmepump med säsongslager (8) ligger relativt långt ner dock inte bland de allra sista.

#### First cost

Sjövattnsystemet med säsongslager (11) finns med på listan men ligger bland de dyrare systemen. Uteluftvärmepump med säsongslager (8) har inte kommit med på listan på grund av den höga investeringskostnaden.

Se bilaga OH 6.

Analysen utfördes med strategi/scenario 1B (OH7), vilket bl a innebar låg energiprisutveckling. Samtliga analyser genomfördes för tidsperiod 2 dvs 1985 till 1990. I övrigt gällde följande förutsättningar.

- Temperaturzon: III
- Byggnadsområde: tätort (Residential Island)

## FÖRSLAG PÅ FORTSATTA STUDIER MED SOL-85 MODELLEN

## a) Körning av samtliga segment i 0,5 och 4 MW-klassen

För att undersöka validiteten i den tidigare utförda förstudien med SOL-85 modellen (BFR projekt nr 841264-3), bör alla segment i storleksklasserna 0,5 och 4 MW simuleras, vilket lämpligast sker genom val av automatisk modell (tidigare beskriven). Genom att studera resultaten kan man dra slutsatser om vilka typer av lager som är de mest intressanta ur strikt ekonomisk synpunkt.

Nästa steg bör bli att en remissomgång ytterligare kontrollera om kostnader och prestanda är representativa och framför allt att de är framtagna med samma utgångspunkter som övriga system i modellen.

## b) Fördjupad studie om potentialer för systemen

Segmenten i modellen väljer uppvärmningssystem med utgångspunkt från rent ekonomiska kriterier. Emellertid finns tekniska och praktiska begränsningar inlagda (s k potentialer).

Dessa begränsar antalet möjliga system av en viss typ. Det är mycket viktigt att potentialerna inte bara är riktiga utan framför allt enhetliga. Potentialerna bör därför studeras ytterligare för att om möjligt förbättra precisionen i utdata. Alternativt bör potentialerna för de olika segmenten höjas så att modellens möjligheter (som konkurrensmodell) utnyttjas.

Vid inlagrandet av nya system krävs förutom tekniska och ekonomiska data även värden på nämnda potentialbegränsningar. (Detta gäller inte körning med modellen interaktivt då inte hänsyn tas till potentialen). För övrigt bör indata som betyder mycket för modellens resultat ses över, och möjligen förbättras så att ett så kraftfullt hjälpmedel som möjligt erhålls.

c) Undersökning av vilka storlekar på uppvärmningssystem som har störst marknad för system med lager

BFR har tagit fram förteckning över vilka systemstorlekar som är intressanta för olika lagertyper OH8.

Genom att erhålla och lagra in data för representativa system skulle en bedömning kunna göras med hjälp av SOL-85 modellen och utgöra ett värdefullt underlag för att på nytt upprätta en justerad förteckning av ovanstående typ.

De storlekar som borde testas är t ex:

enfamiljshus		k	
5 - familjshus		k	
20 "		k	s
40 "		k	s
0,5 MW blockcentral			s
1 MW "			s
2 MW "			s
4 MW "			s
7 MW "			s

Eventuellt någon industrinäring.

Med tanke på storleksfördelningen blir allting från korttidslager (k) till säsongslager (s) aktuellt.

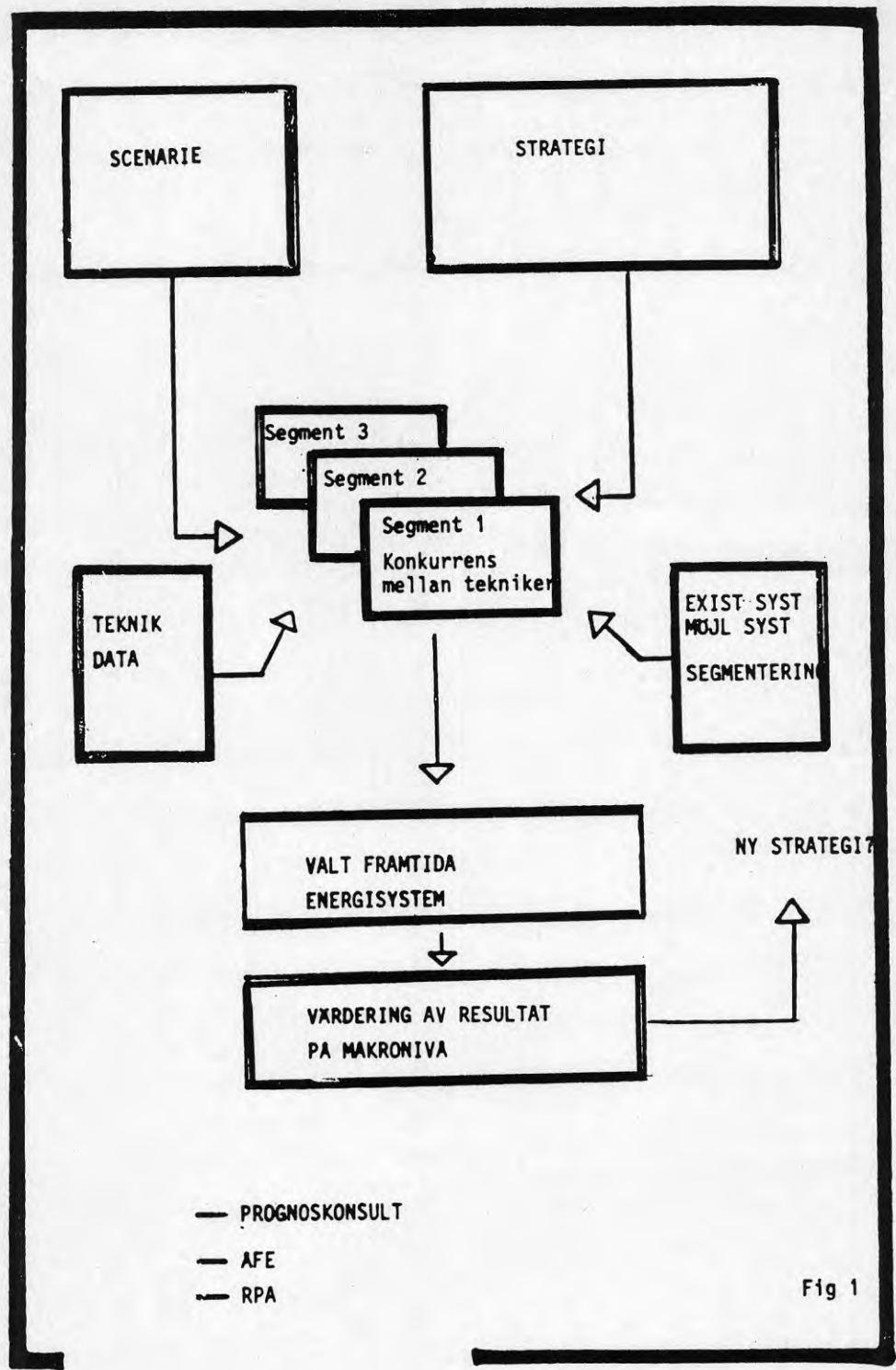
I OH5 och OH9 visas de system som idag ingår i SOL-85 modellen och utgör ett viktigt utgångsmaterial för att bedöma till vilka system man kan koppla någon form av lager. Det är relativt enkelt att med hjälp av inbyggd databashantering kopiera data för ett system som redan finns inlagrat och sedan förändra de parametrar som beskriver lagrets inverkan (verkningsgrad, energitäckning, eltaxor, investeringskostnad osv) se tabell.

De nya systemen bör för att anpassas till modellens indatastruktur innehålla följande uppgifter OH10.

Modellen avspeglar systemvalet i ett framtidsperspektiv på 30 år. Styrkan i den utgörs av möjligheterna att via olika kontrollerade förändringar av indata ta fram olika tendenser i valet av uppvärmningssystem. Exempel på sådana förändringar av indata kan vara:

- olika energiprisscenarier
- inverkan av skatter och subventioner s k strategier
- kostnads- och prestandaförbättring av befintliga system
- nya system som förväntas på marknaden på 5-10 års sikt

Särskilt de två sista punkterna ovan är av intresse för olika system i kombination med lager, såväl förbättrade prestanda som differentierade energipristaxor kan göra dem intressanta på längre sikt.



- PROGNOSKONSULT
- - - AFE
- ▲- RPA

Fig 1



## Antal installerade system i varje period

## Installed systems/period

SFAM HP-GROUND-C	2	0	0	28	438	5375	6270
SFAM HP-EX+EH/E-C2		0	0	0	0	1	1
SBC HP-EX/OIL	2	10	6	8	5	12	9
SBC CHIP/OIL	1	0	2	2	2	1	1
SBC CHIP/OIL	2	0	7	8	10	20	12
SBC GAS/OIL	1	8	5	1	1	0	0
SBC OIL-EXIST	1	19	1	0	1	0	0
SBC PELL/OIL	1	54	46	36	30	67	64
SBC SOL/OIL/HP	2	3	0	0	1	0	0
SBC SOL/OIL/HP	3	1	0	0	0	0	0
SFAM HP-GROUND	1	0	0	0	0	1050	1969
SFAM HP-GROUND	2	23639	76566	86059	66395	153359	110199
SFAM EL	1	244850	129229	71199	62601	53105	34226
SFAM HP-EX+EH/EL	1	0	0	0	491	4289	8127
SFAM HP-EX+EH/EL	2	3	448	1215	3730	13220	7677
SFAM HP-EX/EL	2	0	0	0	0	331	0
SFAM GAS	1	22106	14198	12262	7316	267	0
SFAM SOL/EL	1	0	0	67300	61405	78748	80671
SFAM WOOD	1	40778	30042	33402	25951	36158	32171
SFAM OIL/WOOD/EL	2	37631	27835	32071	23209	33156	30224
DH DISTR	1	19118	14910	24913	25633	27557	18453
DE EL-SINGL	1	99046	82795	149220	132027	84072	75318

## Energiförbrukningar per period

	Total-consumption/period (TWh)					
EO1-LS	80.52	47.35	17.39	3.53	2.30	2.24
EO4-LS	1.98	1.44	1.07	0.81	0.63	0.63
Flis	0.11	0.22	0.34	0.47	0.70	0.73
Ved	30.66	32.73	36.44	37.14	36.84	36.23
Sol	0.20	0.22	0.71	1.19	1.88	2.51
Stybbkol	0.45	0.47	0.50	0.52	0.56	0.57
Naturgas mindre fö	3.40	5.06	6.51	6.92	4.32	2.27
Stadsgas-ind	0.08	0.13	0.14	0.15	0.07	0.02
El lågsp taxa 1	41.17	56.37	70.05	75.57	68.85	65.04
El lågsp taxa 2	0.00	0.00	0.00	0.02	0.24	0.47
El högsp taxa 1	0.23	0.24	0.25	0.26	0.28	0.29
Sopor	0.56	0.59	0.62	0.64	0.70	0.71
Taxa 4	8.94	9.40	9.81	10.22	11.08	11.26
Taxa 5	64.57	63.06	60.94	60.50	58.51	55.81
T O T A L	232.88	217.27	204.76	197.94	186.94	178.79

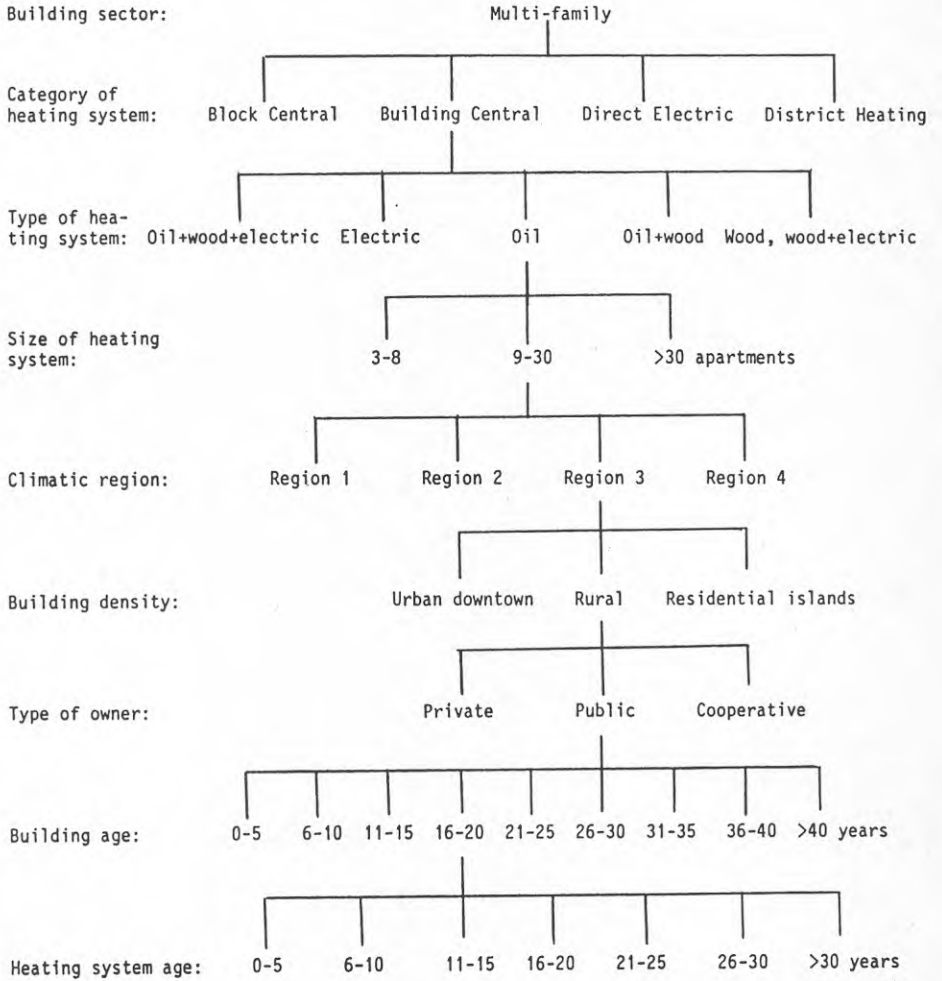


Figure 3.1:  
Multi-family segmentation variables.

ÖVERSIKT ÖVER BEHANDLADE VÄRMEPUMPSYSTEM I SOL-05

1. Kompressormotordriven (elmotor)    2. Gasdrift    3. Dieseldrift    4. Dygnslager    6. Absorptions-  
värmepump

	Uteluft	Frånluft	Avlopps- vatten	Bergvärme (Grundvatten Slutet system)	Grundvatten Öppet system	Ytjordvärme	Sjövatten	
Småhus P <sub>max</sub> = 8 kW	1, 4	1 <sup>*)</sup> , 4		1, 4	1, 4	1, 4	1, 4	
Flerfam hus 5 lägenheter P <sub>max</sub> = 23 kW	1, 4	1		1, 4	1, 4	1, 4	1, 4	
Flerfam hus 20 lägenheter P <sub>max</sub> = 87 kW	1, 2, 3, 4, 6	1, 6		1, 2, 3, 4, 6	1, 2, 3, 4, 6	1, 2, 3, 4, 6	1, 2, 3, 4, 6	
Flerfam hus 40 lägenheter P <sub>max</sub> = 190 kW	1, 2, 3, 4	1, 2, 3,		1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4	
Blockcentral P <sub>max</sub> = 0,5 MW	1			1	1	1	1	
Blockcentral P <sub>max</sub> = 1 MW	1, 2, 3			1	1	1	1	
Blockcentral P <sub>max</sub> = 2 MW	1						1	
Blockcentral P <sub>max</sub> = 4 MW	1		1				1	
Blockcentral P <sub>max</sub> = 7 MW	1, 2, 3		1, 2, 3				1, 2, 3	

\*) Kombination med uteluft

Nr	System Namn	Tillgänglig- hetstid (år)	Livslängd (år)
1	Oljepanna	1980	15
2	Flispanna/Oljepanna	1980	15
3	Kol pulver/Oljepanna	1980	15
4	Kol vatten/Oljepanna	1980	15
5	Kol/Oljepanna	1980	15
6	E1/Oljepanna	1980	15
7	Gas/Oljepanna	1980	15
8	Värmepump uteluft/ Oljepanna	1980	15
9	Värmepump uteluft säsong- lager/Oljepanna	1980	15
10	Värmepump avlopp/Oljep.	1980	15
11	Värmepump sjövt. säsong- lager/Oljepanna	1980	15
12	Värmepump sjövt./ Oljepanna	1980	15
13	Torv panna/Oljepanna	1980	15
14	Sol/E1/Oljepanna	1980	15
15	Sol/Oljepanna	1980	15
16	Sol/Oljepanna	1980	15
17	Träbränslepanna/Oljepanna	1980	15

Gruppcentraler med ett effektbehov av 4 MW samt befintliga system

Val av nytt system sker i denna ordning	6	16	16	16	16	16	1	16	6	6	16	6	6	16	1	1	1	16
	1	8	1	1	1	1	8	1	16	16	1	16	16	1	8	8	8	1
	17	17	8	8	8	8	17	8	1	1	8	1	1	8	17	17	17	8
	7	7	17	17	17	17	7	17	17	17	17	8	8	17	7	7	7	7
	2	2	7	7	7	7	2	2	7	7	7	17	17	7	2	2	2	2
	9	5	5	2	2	2	5	5	2	2	2	7	7	2	5	5	5	5
	5	9	9	5	5	9	9	9	5	5	5	2	2	5	9	9	9	9
	13	12	12	9	9	12	12	12	12	9	5	5	9	12	12	12	12	12
	3	13	13	12	12	13	13	13	13	13	12	9	9	12	13	13	13	13
	4	4	4	13	13	4	4	4	4	4	13	13	13	4	4	4	4	4
	12	3	3	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3
	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	3	3	3	11	11	11	11	11
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11	10	10	10	10	10	10	10
	Nyinstallation (inget bef system)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	*) Bef system																	

\*) enligt föregående tabell

Life cycle cost/Gruppcentraler med effektbehovet 4 MW

Val av nytt system sker i denna ordning	16	11	11	11	11	11	11	11	16	16	11	9	9	11	11	16	11	11
	14	16	16	16	16	16	16	16	14	14	16	16	16	16	16	14	14	16
	5	14	14	14	14	14	14	14	5	5	14	14	14	14	5	5	5	14
	3	5	5	5	5	3	5	5	3	3	5	5	5	5	3	3	3	5
	13	3	3	13	3	13	3	3	13	13	3	3	3	3	13	13	13	3
	12	13	13	12	13	12	13	13	12	12	13	13	13	12	12	12	12	13
	2	12	12	2	12	2	12	12	2	2	12	2	2	2	2	2	2	12
	10	2	10	10	2	10	2	2	10	10	2	10	10	10	10	10	10	2
	4	10	4	4	10	4	10	10	4	4	4	4	4	4	4	4	4	10
	17	4	17	17	17	17	4	4	17	17	17	17	17	17	17	17	17	4
	1	17	1	1	1	1	17	17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	6	6	6	6	6	6	1	1	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	7	7	7	7	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Nyinstallation (inget bef system)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
*) Bef system																		

\*) enligt föregående tabell

First cost/Gruppcentraler med effektbehovet 4 MW



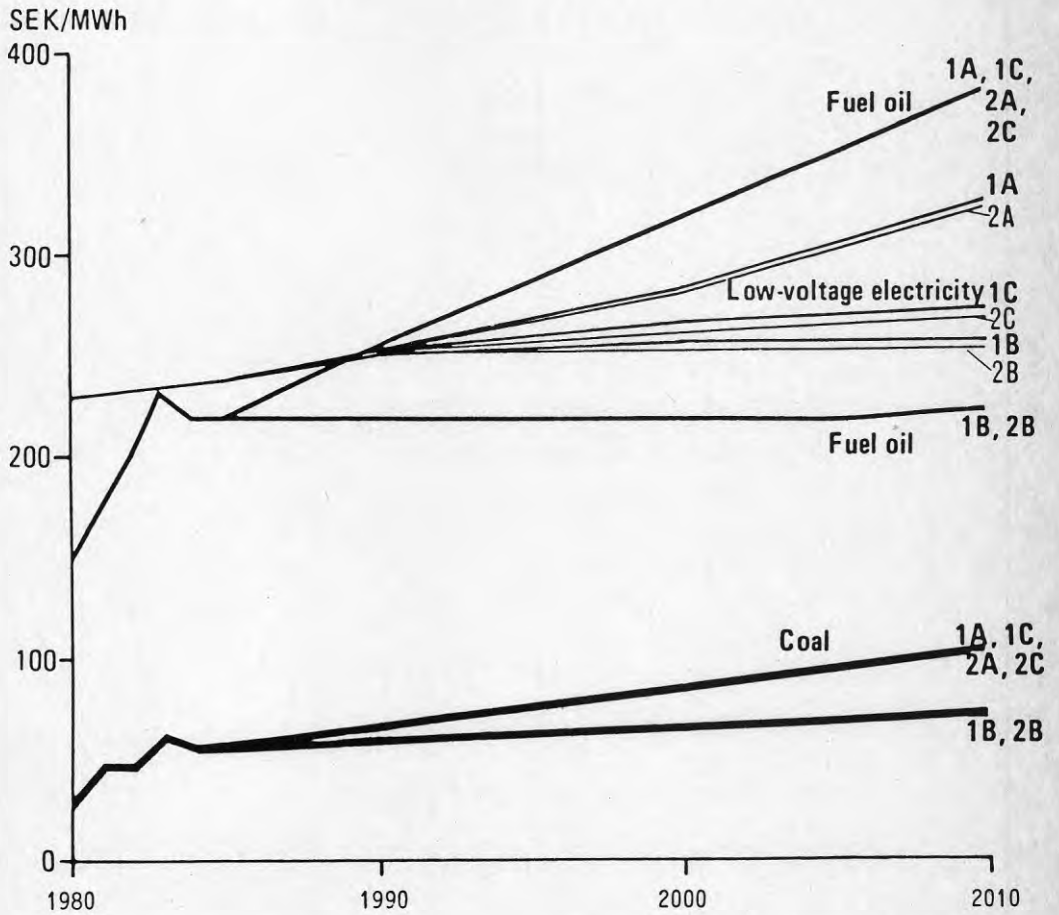


Figure 4.3:  
End-user prices of oil, coal and electricity, expressed in 1980 price levels. Cases 1A-2C

TEKNIK/SYSTEM	Småhus 10 kW	Flerbost. hus, lokaler 100 kW	Block- centraler 1 MW	Fjärr- värme 10 MW	Netto- potential TWh/år
Ståltank	K	K	K	K (S)	
Grop		K (S)	K (S)	K S	1
Bergrum			(K) S	K S	2
Gruvor, tunnlar		S	S	S	<1
Lagring i jord	(S)	S	S	(S)	2
Borrhålslager i berg		(S)	S	S	>5
Akvifermagasin			S	S	>4
Latent (Kemi-is)	(K)	(K) (S)	(S)		
Termokemi	(S)	(K) (S)			
<b>Totalt, TWh</b>					<b>15</b>

K = Korttidslager, lämplig användning

S = Säsongslager, lämplig användning

(K) (S) = Osäker användning (kostnader, storlek, hinder)

(Ur VP 84-87 BFR)

	Stycketal Stycketal	Kol- pulver	CWM Mel/ vatten	Hastin- terv	Bränsle- flis	Trä- pulver	Pottas	Naturgas	Olja	El	Vad
500kw					X			X	X	X	X
Ny					X			X	X	X	X
Om					X			X	X	X	X
5 ap								X	X	X	
Ny								X	X	X	
Om								X	X	X	
20 ap								X	X	X	
Ny								X	X	X	
Om								X	X	X	
400p							X	X	X	X	
Ny							X	X	X	X	
Om							X	X	X	X	
100w							X	X	X	X	
BC							X	X	X	X	
Ny							X	X	X	X	
Om							X	X	X	X	
200w	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
BC	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Ny	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Om	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
400w	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
BC	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Ny	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Om	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
700w	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
BC	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Ny	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Om	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
1000w	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
BC	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Ny	X	X	X	X	X	X		X	X	X	
Om	X	X	X	X	X	X		X	X	X	

- ap = Antal lägenheter i flerbostadshus  
 BC = Blockcentral  
 Ny = Nybyggnad  
 Om = Ombyggnad (Konvertering från olja)  
 kW = Anser total dimensionerad effekt (fastbränsle - olja)  
 X = Olja används för spetslast och reserv.

	Rena tappvarmvattensystem	I huvudsak tappvarmvatten	System med säsongslagring	System med säsongslagring och värmepump
<u>Småhus</u>				
Ny	X	X		
Om	X			
<u>5 ap. MF</u>				
Ny	x	X		
Om	X			
<u>20 ap. MF</u>				
Ny	X			
Om	X			
<u>40 ap. MF</u>				
Ny	X			X
Om	X			X
<u>0,5 MW BC</u>				
Ny				X
Om				X
<u>1 MW BC</u>				
Ny			X	X
Om			X	X
<u>2 MW BC</u>				
Ny			X	X
Om			X	X
<u>4 MW BC</u>				
Ny		X	X	
Om		X	X	
<u>7 MW BC</u>				
Ny		X	X	
Om		X	X	

## Erforderliga indata för nya system

1. Typ av värmekälla
2. Typ av lager
3. Systemets totala effekt (MW)
4. Effekt-täckningsgrad för värmepumpsystemet med lager (%)
5. Specifik investeringskostnad Värmepumpsystem med lager (kr/kW)
6. Teknisk livslängd (år)
7. Underhållskostnad i procent av investeringskostnaden (%)
8. Årsmedelvärmefaktor
9. Energi-täckningsgrad (%)
10. Årsenergipris med avseende på differentierade eltaxor (kr/MWh)
11. Teknisk potential för det nya systemet (%)
12. Byteskostnader (kr)

## DISKUSSION

Inledning

Sven-Erik Lundin Statens råd för byggnadsforskning

Forskningen kring värmelagring drivs efter relativt detaljerade planer där dagens tema ingår som en viktig utvecklingsdel. Systemfrågorna bör också ses i ett mera övergripande sammanhang och efter hur ny energiteknik nu börjar föras in på marknaden. Här ges några nyckelord kring BFRs FoU-policy 1984-87:

- Energihushållning, ny lokal energiteknik och fjärrvärmeutbyggnad bör optimeras och samordnas.
- Kombinera energiförändringar med ROT och koncentrera utvecklingen mot befintlig bebyggelse.
- Kommunerna har en planeringsmässig nyckelroll för övergång till nya energisystem.
- Demonstrera ny teknik med flera fullskaleprojekt.
- Ytterligare kostnadsänkningar krävs för säsonglager.
- Korttidslager i värmeproduktionen är nu kommersiell.
- Marknadsstöd och subventioner behövs under några år för medverka till en produktions- och industriutveckling av lagringsteknikerna.
- Informera om värmelagringens roll och engagera flera användare i utveckling och tillämpning.

Dagens redovisning av utvecklingsnivån och olika modellers användning synes väl passa de närmaste årens allmänna inriktning av FoU-arbetet. I de olika presentationerna har jag funnit några gemensamma frågeställningar:

- o Hur ska man få alla modeller och program att bli enkla och ingenjörsmässiga hjälpmedel (diagram, tabeller)?
- o Kan modellerna samköras till någon del och hur officiella är de?
- o Kan ekonomin ingå på ett tydligare sätt i beräkningarna? Kalkyler för olika ränte- och annuitetsvillkor?
- o Hinner annan värmeteknik "bygga fast sig" och låsa en eventuell marknad för värmelagring innan de rätta arbetsverktygen utvecklats för systemstudier av lager?
- o Kan beräkningssystem på regional och riksnivå klara av olika potentialbedömningar?
- o Finns det behov av att klarlägga definitioner av olika program för simulering, optimering, analys, beräkning, känslighet etc?

## Byggeforskningsrådet

SL-8Y

## FoU-POLICY Energiteknik....(Värmelagring)

- SAMMANVÄGN E-HUS. LOK E-TEKNIK. FJÄRRY.
- KONCENTRERA MOT BEF BEBYGG. KOMB MED ROT
- KOMMUNAL NYCKELROLL
- SAMVERKAN FORSKARE . . . . . NYTTJARE
- FULLSKALEPROJEKT / DEMONSTRERA
- LAGRETS ROLL / NISCHER
- SÄSONGSLAGER GEOL/TEKN OK  
KOSTN SÄNKES
- KORTTIDSLAGER FÖRSTA STORA MARKNAD?
- UTVECKL-STÖD → MARKNAD / KOMMERSIELLT MÅL 1990
- INFORMERA, ENGAGERA, BREDDA



Statens energiverks ansvar för forskning och utveckling

Ingvar Ö Andersson, Statens energiverk

Statens energiverk ansvarar för de statliga insatserna som gäller forskning och utveckling inom energitillförselområdet.

Riksdagsbesluten om ett treårigt program för forskning och utveckling för perioden bå 1984/85-1986/87 samt ett oljeersättningsprogram för perioden 1984-1987 bestämmer riktlinjer och budgetramar för verksamheten.

Statens energiverks planer för treårsperioden 1984/85-1986/87 omfattar följande åtta delprogram och fördelning av FoU-stöd:

<u>Delprogram</u>	<u>Budget bå 84/85-86/87 Milj kr</u>
Trädbränslen	75
Torvbränslen	80
Bränsleförädling	70
Elproduktionsteknik	30
Förbränningsanläggningar	125
Vindenergi	60
Energiodlingsbränslen	60
Fjärrvärme och värmeeffektivisering	<u>30</u>
SUMMA	530

Verkets ansvar inom energiforskningen omfattar hela utvecklingskedjan från FoU till prototyp- och demonstrationsanläggningar (PoD) samt åtgärder för att främja marknadsintroduktion av nyutvecklad energiteknik.

PoD-stöd utgår inom ramen för oljeersättningsprogrammet. Stöd lämnas till användare av utrustning och anläggningar. Åtgärderna skall ha betydelse för oljeersättningen under den närmaste 10-årsperioden. Stöd lämnas som bidrag eller villkorliga bidrag med högst 50 % av investeringskostnaden eller som lånegaranti. Summa bidrag och lånegaranti kan högst uppgå till 35 % av investeringskostnaden.

Det totala stödet för oljeersättande åtgärder för tiden fr o m den 1 januari 1984 t o m budgetåret 1986/87 uppgår till 1 650 milj kronor varav bidrag och villkorliga bidrag till 660 milj kronor och lånegarantien till 915 milj kronor.

Värmelagring behandlar inom FoU-delprogrammet Fjärrvärme och värmeeffektivisering och inom PoD-programmet. Värmelagring i stora system bedöms som ett angeläget område med betydelse för kraftvärmeproduktion, spillvärmeutnyttjande, solvärme, effektutjämning m m. FoU-verksamheten bedrivs genom projekt som initieras av verket eller som tillkommit genom ansökningar. Verket samarbetar med branschen genom stöd till flera ramprogram inom Värmeforsk. Samordning gentemot BFR åstadkommes genom att särskilda grupper finns för koordinering.

PoD-projekt som gäller värmelagring i större kollektiva uppvärmningssystem har påbörjats. PoD stöd har beviljats för

- akvifärlager i Klippan
- bottensedimentlager i Vallentuna
- borrhålslager i Finspång

Diskussion pågår om en rad nya PoD-projekt och det är klart att en betydelsefull utvecklingsperiod förestår inom området stora värmelager.

STOCKHOLM ENERGI PRODUKTION AB  
 SP  
 H Isaksson/H Nilsson/MA

## VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEM - BFR SEMINARIUM

### 1. När etableras ett lager?

Det bakomliggande ekonomiska motivet för ett värmelager är att en produktionskostnadsdifferens råder under säsongen. Det gäller t ex att ersätta den dyrare spetsproduktionen med billig energi genom att förlänga utnyttjandet av basproduktionsanläggningen via energilager.

Om man försöker optimera ett lager i ett energisystem finner man att villkoret för att det skall kunna betraktas som en lönsam "aktiv" komponent i systemet är att dess etableringskostnad (kr/kW) är lägre än basproduktionens. Några sådana tänkbara fall är t ex:

- \* Stora lager där stordriftsfördelarna utnyttjas vid anläggning av lagret.
- \* Lager där själva lagringsdelen är en integrerad del av basproduktionen, såsom vid återladdning av borrhål i bergvärmearläggning.

Den stora systemfördelen med ett lager torde eljest vara dess förmåga att ta hand om energimängder som inte kan nyttjas i basproduktionen antingen därför att energitillflödet är i otakt med värmebehovet eller därför att någon restriktion åligger basproduktionens utbyggnad. Några sådana fall kan vara:

- \* Förbränning av icke lagringsbart avfall.
- \* Värmepumpar som utnyttjar naturvärme.
- \* Värmepumpar som utnyttjar avloppsvärme eller annan spillvärme.

I fallet med värmepumpar kan dock temperaturförhållandena bli kritiska och sätta villkor för utnyttjandet.

Eftersom lagret skall "förlänga" basproduktionen på spetsproduktionens bekostnad får man också därmed de produktionsprisdifferenser som skall motivera lagret. I princip kan denna spänna från differensen mellan tjockoljepris och avfallspris (där det senare endast obetydligt överstiger 0) till differensen mellan lättoljepris och elpris (nedväxlat med värmefaktorn för värmepumpen). Vi kan anta att 15-25 öre/kWh är rimliga värden i dagsläget.

Lagren kan emellertid ha flera plusvärden som även de kan kalkyleras i reda pengar.

- \* Stabila driftförhållanden med mindre behov att pressa anläggningarna, vare sig nedåt eller uppåt, till nivåer med oförmånliga prestanda.

- \* Miljöfördelar till följd av stabil drift och minskad oljeproduktion som spets.
- \* Möjlighet att ta driftavbrott genom att lagret utgör en reservenhet.

## 2. Hur beslutar man att etablera ett värmelager?

Ett värmelager är en kapitalintensiv investering med många osäkra förhållanden. Det sista inte minst genom att verifikation av dess kostnader saknas. Eftersom dess nytta också helt bygger på utnyttjandet av en prisdifferens, och alltså i hög grad på förväntningar (prognoser) om denna differens framtid, är det inte egendomligt om både beslutsfattare och beslutsberedare tvekar.

En sannolik följd av en sådan sund skeptisk inställning är att man kommer att åsätta en lagerinvestering höga avkastningskrav, "för säkerhets skull". Eller finns det någon strategi som kan göra lagerinvesteringar mindre riskfyllda?

- Måste lagren ligga i anslutning till produktionsanläggningen eller kan de decentraliseras?
- Kan lagren utnyttjas på olika sätt (temperaturnivåer, värmeutvinning) under olika perioder av sin livslängd?
- Vilka korttidsegenskaper har ett säsongslager?
- Kan man finna enkla och robusta driftstrategier?

Etc etc.

För att övertyga en beslutskedja i ett "vanligt" energiföretag kan svaret på frågor av denna typ vara lika viktiga som svaret från traditionellt räknande.

Frågan är om det som nu fordras är mera arbete kring verifikation och systemstrategi än kring geologi och optimeringsteknik.

Tore J. Hedbäck  
AB TORE J. HEDBÄCK

Diskussionsinlägg vid BFR:s seminarium 85-01-24

Av vad som framgått av föredrag och diskussioner synes värmeackumulering i ståltank - korttidslager - vara ett konkurrenskraftigt alternativ. Vid bedömningen av säsonglager torde egenskaper och prestanda från de åtta i driftvarande ståltankackumulatorerna utgöra en bra jämförelsebas - vara likare.

Noterbara data för jämförelsen:

1. Hittills största ståltankackumulator har bruttovolymen  $45700 \text{ m}^3$  motsvarande en aktiv volym om  $40000 \text{ m}^3$ , vilket renderar  $1800 \text{ MWh}$  lagrad energi vid  $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ .
2. Urladdningseffekt i Värtaackumulatören är  $450 \text{ MW}$ . Inget hindrar att konstruera för ännu högre effekter.
3. Största byggbara ståltankackumulator med acceptabelt H/D-förhållande, utförd enligt cisternnormerna, är c:a  $70000 \text{ m}^3$  bruttovolym. Det förutsättes att stålqualiteten är OX600 och att svärgenomförbar och dyrbar värmebehandling av svetsarna ej behöver tillgripas. - Maximal värmelagringsskapacitet i en sådan ackumulator blir c:a  $2700 \text{ MWh}$ .
4. Kostnaden för årsomsatt energi är  $1.8 - 2.4 \text{ öre/kWh}$ .
5. Värmeförlusten vid optimalt isolerad ackumulator är c:a  $70 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ . Detta resulterar i att förlusten är c:a  $0.7\%$  av den årsomsatta energin vid en stor ackumulator - Värtan - och c:a  $2\%$  vid en liten ackumulator - Tranås, som har volymen  $2300 \text{ m}^3$  ( $H=30\text{m}$  och  $D=10\text{m}$ ).
6. "Pay-off"-tiden för utförda enheter har varit  $1-3 \text{ år}$ .

7. Kopplad till returledningen tjänstgör ackumulatorn som expansionskärl - en besparing på c:a 1 Mkr - såvida ej nätets högsta punkt är alltför högt belägen. - I Helsingborg planeras sålunda en ackumulator med  $H=60\text{m}$  och  $D=28\text{m}$ . Aktiv volym är  $34500\text{ m}^3$ .
8. Helsingborgackumulatorn är optimerad och visar sig vara tillräckligt stor för att under sommartid lagra i medeltal 50 MW spillvärme, som varierar mellan 0 och 80 MW, utan att dumpning behöver tillgripas.

Vid jämförelsen med säsonglager i naturen bör givetvis nettokostnaden för från lagret återvunnet spillvärme beaktas. Detta innebär att såväl kostnaden för spillvärmets - ex.vis solvärmens - och förlusterna medtages i beräkningen.

## SIMULERINGSPROGRAM FÖR EN VÄRMECENTRAL MED LAGER

Jan-Olof Dalenbäck  
CTH, Installationsteknik

Inledning

Programmet är en utveckling av ett program som togs fram i samband med projekteringen av Lambohov solvärmecentral i Linköping. Grundversionen är verifierad mot mätningar i Lambohov och god överensstämmelse har erhållits. Programkoden är i SIMULA och är från början utvecklad på Avd för Optimeringslära på universitetet i Linköping med BFR-medel och med professor Sven Erlander som projektledare. Per-Åke Andersson och Åke Hermansson (nu Askling) stod för grundversionen. Verifiering och utveckling av programmet har skett i samarbete mellan Åke Askling, Linköping, och Jan-Olof Dalenbäck, Avd för Installationsteknik, CTH, som varit ansvarig för utvärderingen av Lambohov solvärmecentral 1982-1984.

Beskrivning

Programmet simulerar den värmetekniska funktionen i en värmecentral med solfångare, värmelager och en konventionell panna. Det är också möjligt att ansluta en värmepump mellan solfångare och lager, mellan lager och last eller direkt till lasten.

Programmet arbetar med tidsteget 1 timma, dvs alla temperaturer, flöden och effekter antas vara konstanta under timman. (Lagermodellen 1 dygn.)

Solfångarmodellen beskriver ett fält med plana solfångare. Lagermodellen beskriver en grop i marken eller en tank ovan mark med olika in- resp urlagringsmodeller. Lastmodellen beskriver en undercentral med separat värme- och varmvattenproduktion eller en konventionell fjärrvärmecentral. Tillsatspannan simuleras som den värme- eller eleffekt som behöver tillföras för att hela värmebehovet i lasten ska täckas.

Indata

- Solinstrålning varje timma
- Utetemperatur varje timma
- Starttemperaturer i lager och mark
- Div parametrar för solfångare, lager, värmepump, värmeväxlare och last

Utdata

- Utskrift av indata
- Utskrift av systemtemperaturer och effekter samt marktemperaturer, utetemperatur och solinstrålning vid godtycklig tidpunkt
- Utskrift av energibalanser och lagertemperaturer för varje månad samt en årsbalans

Information

Programmet finns tillgängligt på Linköpings Datacentral (LIDAC) och frågor besvaras på tel 031/810100-2098, Jan-Olof Dalenbäck, Installationsteknik, CTH.



## SAMMANFATTNING AV DISKUSSIONSINLÄGG

Håkan Stigmarker  
Jönköpings energiverk

Vår energiproduktionsapparat vid Jönköpings energiverk innehåller följande:

- 68 MW kolpulver
- 35 MW olja
- 14 MW olja
- 12 MW olja
- 12 MW olja
- 15 MW avkopplingsbar el

En sopförbränningsanläggning planeras som om den kommer till stånd skall vara i drift 1990.

Våra värmesänkor är:

1. 70 MW fjärrvärme
2. Munksjö AB 0-35 MW, medel 23 MW
3. 7 MW mottrycksturbin  
Munksjö AB är avställt över storhelger och under semesterperioden.

För att utnyttja kolpannan maximalt finns för närvarande ett behov av ett lager för att korttidslagra p g a Munksjö ABs kraftiga svängningar i effektbehovet. FV-nätets morgontopp ger också behov av lagring.

Den framtida sopförbränningen ger ett behov av ett långtidslager.

Ett värmelager bör helst ge hög temperatur vid uttaget. Det bör vidare vara snabbt tillgängligt. Storleken på lagret bestäms självfallet av ekonomin.

Det bör observeras att man inte skall se det som en självklarhet att effektuttagen skall svänga hur mycket som helst över tiden. En totaloptimering måste ske så att effektbesparande åtgärder samordnas med lagerstorlek.

VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEM - BERÄKNINGSMETODER

---

Minnesanteckningar från Byggforskningsrådets seminarium 1985-01-24 i Ingenjörshuset, Stockholm.

./.  
Närvarande: 36 forskare och konsulter samt representanter för myndigheter och avnämare enligt bilaga.

1. Inledning

Sven Erik Lundin hälsade välkomna.  
Björn Svedinger sammanfattade seminariets målsättning

"Systemfrågorna är viktiga för förståelse av värmelagers roll i olika energisystem. Ett flertal beräkningsmetoder och dataprogram för analys (simulering) av uppvärmningssystem med värmelager finns tillgängliga och utvecklas på flera håll. Seminariet syftar till att ge underlag för en "state of art-rapport" och riktlinjer för fortsatt stöd till erforderligt utvecklingsarbete och önskvärda optimeringsstudier/praktikfall."

enligt inbjudan.

2. Presentation av metoder

:/

12 presentationer enligt sammanfattningar i bilaga. Samtliga metoder dokumenteras i rapport från seminariet enligt material som inlämnas senast 1985-01-30 till BFR.

Konstateras att ett stort antal metoder finns tillgängliga som är mer eller mindre utvecklade och mer eller mindre anpassade till värmelagers speciella funktion. Någon inbördes värdering av de olika metoderna bör ej göras i nuvarande skede.

3. Diskussion, ordf Tore Berntsson

. Förberedda inlägg dokumenteras i slutrapporten.

- . Sven Erik Lundin: Byggforskningsrådets program
- . Ingvar Ö Andersson: Energiverkets program
- . Hans Isaksson: Motiv för lager, osäkerheter
- . Tore Hedbäck: Ståltankar, känd teknik med många fördelar
- . Håkan Stigmarker: Exempel på behov av lager
- . Jan Olov Dalenbäck: Information om MARKAL - program för kommunal systemoptimering/regional planering

. Fortsatt metodutveckling

De program som idag finns är i huvudsak utvecklade för forskningsändamål. Denna utveckling kommer att fortsätta på olika sätt. Det finns däremot ett stort behov av enkla ingenjörsmässiga program/modeller, gärna med nomogram, som skulle kunna användas i förstudier - praktikfall.

BFRs "Energilagringsgrupp" bör ta tag i detta och initiera erforderlig samverkan mellan berörda parter. "Vi programmerar ihjäl oss" och "utbudet är förvirrande" var några synpunkter, men det påpekades också att detta har ett FoU-värde i sig.

. Ekonomi

Ekonomiska bedömningar är svåra - både vad gäller nytta (= ersatt energi), kostnader (anläggningskostnad, drift- och underhållskostnad) och lönsamhet (räntor, avskrivningstider). Enhetlighet, metodutveckling och känslighetsanalyser efterfrågas - "Vem vågar varudeklarera ett lager".

BFRs "Energilagringsgrupp" bör ta i detta. Påpekades speciellt att förstudier ofta ger för låga kostnader, varför projekten bör drivas mot mer fullständigt beslutsunderlag.

. Användarintresse

Intresset för värmelager har ökat bland avnämare dels på grund av att tekniken börjar klarna, dels på grund av att oljeersättning (-baslastdrift) börjar bli genomförd. Värmelager är ofta en teknik för "finputsning" - systemoptimering - som förutsätter omfattande information för att bli utnyttjad.

BFRs "Energilagringsgrupp" kommer att utarbeta ett värderat underlag för olika informationsåtgärder inom innevarande forskningsperiod. Ett led i detta är seminarier med avnämare som planeras till juni 1985.

BFR och STEV har dessutom möjlighet att åtminstone delvis finansiera förstudier där lönsamheten för olika lagringsstrategier dokumenteras.

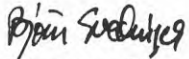
Slutsatser: Intresset för värmelager ökar men den slutliga potentialen är ännu osäker.

Beräkningsmetoder finns men behöver vidareutvecklas och speciellt göras ingenjörsmässiga.

Lönsamheten hos lager bör dokumenteras genom ett antal fallstudier.

Det forskningsprogram som nu pågår förväntas ge svar på förutsättningar för värmelager (teknik, ekonomi, potential) och underlag för information till olika avnämare.

Vid pennan:



Björn Svedinger

**SEMINARIUM 1985-01-24**  
**VÄRMELAGERS ROLL I ENERGISYSTEM - SAMMANFATTNINGAR**  
**Bilaga till inbjudan** (Rev 1985-01-30)

---

### **Inledning**

Systemfrågorna är viktiga för förståelse av värmelagers roll i olika energisystem. Lagring i mark och vatten prövas nu i full skala i flera projekt. Det finns emellertid ett stort behov av ingenjörsmässiga metoder att analysera och ekonomiskt värdera värmelager med olika funktion. Detta framgår av Markvärmegruppens slutrapport (G4:1984) och broschyr (G18:1984).

Besparingar med värmelager kan bli uppnås genom att ersätta installerad topeffekt, utnyttja sol- och spillvärme och energiprisvariationer. En jämnare värmeproduktion minskar också behovet av dellastdrift eller on/off-reglering av produktionsanläggningen. Olika kombinationer av värmepumpar och värmelager bedöms få stor tillämpning. Därtill kommer olika kombinationer av korttids- och säsongslagring i uppvärmningssystem med olika energislag.

Ett flertal dataprogram och metoder för analys (simulering) av uppvärmningssystem med värmelager finns tillgängliga och utvecklas på fler håll. Målsättningen med seminariet är att ge underlag för en "state-of-art"-rapport och riktlinjer för fortsatt stöd till erforderligt utvecklingsarbete och önskvärda optimeringsstudier/praktikfall.

### **Peter Margen/Margen Consult**

I BFR-projekt nr 830555-7 "Rollen för olika typer av energilager i svensk energiförsörjning", april 1984, har jag beskrivit:

- 1) Sätt att analysera olika funktioner som energilager kan ha på skilda fjärrvärme- och lokalvärmesystem. Hur man kan beräkna värdet som dessa funktioner har för systemets ägare, och därigenom även det sammanlagda värdet av ett lager i olika situationer.
- 2) När det gäller de viktigaste typerna av lager har jag härlett förenklade ekvationer för kostnaden som funktion av parametrar som har betydelse för funktionen - effekt, volym, vattenflöde m m - och korrelerat ekvationerna mot kostnadsuppgifter för byggda och projekterade lager.
- 3) En jämförelse mellan 1) och 2) för konkreta tillämpningsexempel har visat inom vilka områden av systemstorlekar, relativ storlek av lager, skillnaden i den rörliga kostnaden för laddningsenergi och ersatt energi vid urladdning m m, lagring är ekonomiskt försvarbart och vilka lagertyper som passar bäst för skilda uppgifter, t ex korttids- resp långtidslagring, låga resp höga temperaturer - givetvis med reservation betr avvikelser beroende på lokala förhållanden m m.

Vid seminariet avser jag att dels sammanfatta använda metoder och slutsatser, kommentera deras användbarhet och begränsningar samt redogöra för önskvärda kompletteringar för framtiden.

### **Tore Hedbäck/Tore Hedbäck AB**

Redan länge har fördelarna med en ackumulator i fjärrvärmesystemen varit allmänt bekanta. Emellertid är det synnerligen komplicerat att uttrycka dessa fördelar i ekonomiska termer utan att hänge sig åt spekulationer eller grova uppskattningar.

För att underlätta dimensioneringen och samtidigt visa ackumulatorns ekonomiska betydelse vid fjärrvärmeproduktion har ett computer-program utvecklats. För ifrågavarande fjärrvärmesystem simulerar och optimerar detta program driften timme för timme under ett år. Varieras den i systemet tillgängliga ackumulatorkapaciteten erhålles som resultat de besparingar vilka är uppnåeliga med resp ackumulatorstorlek.

Resultaten från en konkret anläggning presenteras. Vid denna anläggning finns industriellt spillvärme, mottrycksvärme, värme från inhemsk fastbränsle och oljepannor.

### **Göran Hultmark/Andersson & Hultmark**

Simuleringsprogrammet Sunsyst användes i sin första tapning 1978 vid beräkning av Sunclay-projektet. I sin nuvarande version var programmet färdigt 1981. Indata till programmet är den rena tekniska uppbyggnaden av olika komponenter och programmet omvandlar dessa till års- eller flerårs-beteende med timmedelvärden som beräkningsgrund.

Sunsyst består av ett huvudprogram till vilket olika underprogram är kopplade. Man kan använda alla dessa underprogram eller endast ett fåtal. Underprogrammen beskriver byggnaders eller fjärrvärmenäts energibehov, solfångares prestanda, klimat, olika typer av variationer i klimat, förluster i distributionssystem, isolerade lager, oisolerade lager i mark eller vattenlager i mark samt värmepumpar.

Beräkningsnoggrannheten har i ett flertal värderingar visat sig ligga på 3% för de enskilda underprogrammen och 5% noggrannhet i hela simuleringen. När det gäller lagerberäkningar tar programmet hänsyn till intern dynamik mellan rör i lager av typ borrhålslager och totala förluster i marken.

### **Per Åke Franck/Chalmers**

Datorprogrammet simulerar ett helt uppvärmningssystem bestående av värmekollektor, värmelager, värmepump och värmesänka. Värmekollektorn är antingen solfångare eller en konvektiv värmeväxlare för upptagning av värme från luft eller vatten. Värmelagret består av vertikala rör, som tryckts eller borraras ned i marken. Värmepumpen är av förångartyp med valfri termodynamisk koppling och kompressor. Värmesänkan är ett konventionellt distributionssystem.

Datorprogrammet är uppbyggt av moduler simulerande varsin del av systemet. I huvudprogrammet sammankopplas delarna på ett sådant sätt att systemets dynamik beaktas på ett riktigt sätt. Till värmekollektorsberäkningarna och styrningen av anläggningen används väderdata uppmätta varje timme ett referensår. Finita differensmetoden används för att bestämma värmetransporten i lagret. Frysning av marken alldeles kring rören kan även beaktas. Värmepumpen simuleras av ett separat programpaket och värmesänkan av uppmätta varaktighetskurvor. Programpaketets tillförlitlighet har verifierats genom jämförelser med uppmätta data från experimentanläggningar.



### Heimo Zinko/Studsvik

Presentation av resultat som framtoogs med det inom IEA Task VII utvecklade MINSUN-programmet. Beräkningar visar optimeringsresultat för solfångarsystem med årslager av typ tank, bergrum eller jordgrop.

Rapporten ger en kort beskrivning av optimeringsprogrammet MINSUN och diskuterar sedan olika tillämpningar för nordiskt klimat. Resultat för vattenmagasin jämförs även med resultat från borrhåls- och akviferlager.

### Johan Claesson/LTH

Vår forskargrupp har sedan 1977 arbetat med termiska analyser och datormodeller för markvärmesystem. Ett antal relativt väldokumenterade och mycket använda modeller finns tillgängliga: Duct Storage Model (avseende borrhålslager i berg, slangar i lera m m), Aquifer Storage Model (värmelagring i akviferer, geotermi, grundvattenvärme), Superposition Bore-Hole Model (influerande bergvärmebrunnar, borrhålslager m m) samt Stratified Storage Temperature Model (bergrum, blockfyllt bergrum, gropar m m).

I ett IEA-samarbete om solvärmecentraler har dessa modeller infogats i en energisimuleringsmodell (TRNSYS) och en optimeringsmodell (MINSUN, Studsvik). Erfarenheterna från detta arbete har varit något blandade men i slutändan positiva. Det krävs en relativt omfattande samverkan och mycket utbyte av kunskaper för att på ett riktigt sätt infoga de termiskt sett relativt komplicerade markvärmesystemen i de stora modellerna för energisystemen.

För att driva utvecklingen vidare behövs ett samarbete mellan modellbyggare, energisystemanalytiker och energifolk. Man bör planera för ett relativt långsiktigt arbete under åtminstone några år. Vid sidan om de stora datormodellerna behövs andra mer riktade analyser, där man delar upp det komplicerade totalförloppet i karakteristiska, renodlade delprocesser. Ofta har man en tendens att alltför mycket förlita sig på den stora datormodellen.

### Hans Hydén/VBB

För dimensionering och driftanalys av ett kraft- och/eller värmeproduktions-system med ett flertal produktionsanläggningar är det lämpligt att utnyttja ett simuleringsprogram som på timbasis mot ett aktuellt behov väljer lämpligt produktions sätt med hänsyn till lägsta rörliga kostnad och eventuella restriktioner. För optimering av värmepumpinstallationer och för analys av värmelager i fjärrvärmesystem har VBB utvecklat simuleringsprogrammet OPTISYS. Lagrets prestanda definieras inledningsvis på basis av detaljerade analyser tex med hjälp av Lundagruppens simuleringsprogram och mot bakgrund av förväntade eller önskade driftförhållanden för lagret. Programmet är i grunden generellt och kan enkelt modifieras med hänsyn till de speciella förhållanden som råder i varje enskilt fall.



### **Sam Johansson/AIB**

Simuleringsprogrammet har utformats primärt för att enkelt åskådliggöra lagerfunktionen. Programmet har därför byggts på vissa förenklade antaganden där mindre betydelsefulla variabler har utelämnats.

Simuleringsprogrammet bygger på att energibehov, energiproduktion och lagerfunktion diskretiseras. Energinbehovet diskretiseras m a p tiden, vilken kan vara på dygns- eller årsbasis. Energiproduktion och lagerfunktion diskretiseras m a p de reglermöjligheter som finns. För varje intervall ges en produktionskostnad och för lagret ges även en laddningskostnad. För varje tidsintervall söks den produktionskombination, som ger lägst kostnad. Hänsyn tas då till energibehov, lagertemperatur och ett enkelt urladdningsförfarande.

### **Lars Åke Cronholm/Studsvik**

Studsvik har utvecklat och förfogar över ett paket med datorprogram som kan vara användbara vid studier av energilagars roll och ekonomi i ett energiförsörjningssystem. Programpaketet omfattar bl a program för kraftbalansberäkningar, energilager, fjärrvärmesystemberäkningar samt även databaser över fjärrvärmesystem som kan "samköras" i olika kombinationer.

Dessa program och delar därav har använts i såväl forsknings- som kommersiella uppdrag av olika karaktär. Vidare är avsikten att utnyttja programmen i projektet "Samoptimering av kraftvärme och energilager Etapp 1" (ansökan om projektanslag tillsänt BFR 84-10-08). Föreliggande anslagsframställan avser deltagande i seminariet samt i anslutning till detta att kort beskriva den metod som används i ovanstående projekt.

### **Björn Wetterborg/Vattenfall**

Modellen finns dokumenterad i BFR-rapport R49:1984: "Simuleringsmodell för fjärrvärmesystem med nya teknologier för energitillförsel". Modellen är bland annat avsedd att utvärdera decentraliserad energitillförsel till returledningen. Därmed är temperatur- och flödesförhållanden i returledningen av stor vikt. Dessutom måste energilagringen i nätet beaktas. Genom att beräkna transporttiderna för hetvattnet i nätet gör modellen det möjligt att modellera allt detta.

Modellen kommer att utnyttjas i Vattenfalls systemstudier för bl a olika lagertekniker.

### **Björn Svedinger/VIAK**

Rapporten "Värme i mark och vatten - Analysmetodik för dimensionering av anläggningar för utvinning och lagring" (Svedinger, KTH 1984) visar på stora möjligheter att utnyttja frekvensanalys för att analysera mätdata från befintliga uppvärmningssystem och därigenom bestämma dimensionerade krav på värmelager.

Möjligheterna att finna praktiskt användbara rutiner studeras nu ytterligare med hjälp av anslag från BFR. Arbetet har omfattat en teknisk/matematisk genomgång av hypoteser och möjligheter. Syftet har varit att söka avgränsa det fortsatta utvecklingsarbetet till så konkreta frågor som möjligt. Det fortsatta arbetet syftar till att verifiera samband genom ytterligare analys av tillgängliga tidsserier - uppmätta data. Målsättningen är att definiera och utveckla analysrutiner för ingenjörsändamål och driva arbetet så långt att metodiken kan testas under praktiska förhållanden.

**Jan Nordling/AF-Energikonsult**

För att kunna avgöra hur stor marknadspotential olika typer av energisystem kan antas få under olika förhållanden, när de kompletteras med värmelager, krävs någon form av teknisk-ekonomisk utvärderingsmetod. Ett lämpligt instrument för detta ändamål är SOL-85 datamodellen.

I SOL-85-projektet redovisades en studie över värmelagrets roll i kombination med värmepumpar. De system som ingick i denna studie var gruppcentral-system med

- uteluftvärmepump med ler- eller berglager, avgiven effekt från systemet 0,5 MW
- sjövattenvärmepump med akviferlager, angiven effekt från systemet 4 MW.

Denna studie genomfördes således endast för två effektområden. Dessa var de system med lager som ansågs ha största möjligheten att konkurrera med andra typer av energisystem.

På seminariet avser jag att presentera vilka möjligheter som finns att använda SOL-85 datamodellen för en fördjupad studie över potentialer för energisystem kompletterade med säsongslager.

DELTAGARFÖRTECKNING

Andersson Hans	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Andersson Ingvar Ö	Statens energiverk 117 87 STOCKHOLM	08-744 95 00
Backlund Lennart	FFV Sjövärme AB Frösövägen 3 832 00 FRÖSÖN	063-12 74 20
Backman Lennart	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Bergsten Maj	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Berntsson Thore	Värmeteknik och maskinlära CTH 412 96 GÖTEBORG	031-81 01 00
Claesson Johan	Matematisk fysik LTH Box 118 221 00 LUND	046-10 73 02
Cronholm Lars-Åke	Studsvik Energiteknik AB 611 82 NYKÖPING	0155-80 000
Dalenbäck Jan-Olof	Installationsteknik CTH 412 96 GÖTEBORG	031- 81 01 00
Engwall Rolf	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Ervér Ulf	Scandiaconsult AB Box 3051 400 10 GÖTEBORG	031-17 75 80
Franck Per-Åke	Värmeteknik och maskinlära CTH 412 96 GÖTEBORG	031- 81 01 00
Hedbäck Anders J.W.	AB Tore J, Hedbäck Box 45 182 11 DANDERYD	08-755 81 01
Hedbäck Tore J.	AB Tore J. Hedbäck Box 45 182 11 DANDERYD	08-755 81 01

Huldt Lars	Riksbyggen 116 81 STOCKHOLM	08-772 10 00
Hultmark Göran	AB Andersson & Hultmark Box 24135 400 22 GÖTEBORG	031-81 53 90
Hydén Hans	VBB AB Box 5038 102 41 STOCKHOLM	08-782 70 52
Isaksson Hans	Stockholm Energi Produktion AB 113 91 STOCKHOLM	08-782 82 00
Isakson Per	MCE KTH 100 44 STOCKHOLM	08-787 87 23
Jilar Torbjörn	Installationsteknik CTH 412 96 GÖTEBORG	031-81 01 00
Johansson Sam	AIB Box 1315 171 25 SOLNA	08-734 55 00
Lundin Sven-Erik	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Malmqvist Per-Arne	VIK AB Mölndalsvägen 85 412 85 GÖTEBORG	031-81 31 20
Margen Peter	Margen-Consult Allhelgonavägen 21 611 35 NYKÖPING	0155-858 46
Moritz Anders	Södertälje energiverk 151 89 SÖDERTÄLJE	0755-210 00
Nilsson Thomas	Sydkraft AB 217 01 MALMÖ	040-24 56 51
Nordell Bo	Avd för Vattenteknik Tekniska Högskolan i Luleå 951 87 LULEÅ	0920-916 46
Nordling Jan	ÅF-Energikonsult Box 8133 104 20 STOCKHOLM	08-23 46 00

Raldow Wiktor	BFR Sankt Göransgatan 66 112 33 STOCKHOLM	08-54 06 40
Sabel Hans	Svenska Värmeverksföreningen Kammakargatan 62 111 24 STOCKHOLM	08-14 24 75
Simonsson Bengt	VIK AB Box 519 162 15 VÄLLINGBY	08-87 00 80
Stigmarker Håkan	Jönköpings energiverk Box 5150 550 05 JÖNKÖPING	036-11 99 40
Svedinger Björn	VIK AB Box 519 162 15 VÄLLINGBY	08-87 00 80
Söderman Erik	ES-Konsult AB Bällstavägen 206 161 52 BROMMA	08-37 11 48
Wetterborg Björn	Vattenfall 162 87 VÄLLINGBY	08-739 58 52
Zinko Heimo	Studsvik Energiteknik AB 611 82 NYKÖPING	0155-80 000







**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 841090-0  
från Statens råd för byggnadsforskning till VIAK AB,  
Vällingby.**

**R68: 1985**

**ISBN 91-540-4387-5**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6705068**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

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

**Cirka pris: 45 kr exkl moms**