



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

R113:1985

**Säsongslagring av kolvärme
och spillvärme i fjärrvärmenät**

Kostnadsanalys och potential

Sören Andersson mfl

K
11/8

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	ser

Bygghforskningsrådet

R113:1985

SÄSONGSLAGRING AV KOLVÄRME OCH SPILLVÄRME
I FJÄRRVÄRMENÄT

Kostnadsanalys och potential

Sören Andersson
Peter Dimle
Anders Eriksson
Tomas Abyhammar

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 830747-1
från Statens råd för byggnadsforskning till AIB, Solna.

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

R113:1985

ISBN 91-540-4450-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck AB Stockholm 1985

INNEHÅLL

FÖRORD

SAMMANFATTNING

1.	INLEDNING	1
2.	STORSKALIGA VÄRMELAGER FÖR HÖGA TEMPERATURER. ORIENTERING	2
2.1	Allmänt	2
2.2	Ståltankar	2
2.3	Öppna utsprängda berggrum	2
2.4	Blockfyllda berggrum och gropar	3
2.5	Borrhålslager i berg	4
2.6	Kostnader	4
3.	FÖRUTSÄTTNINGAR - KRITERIER	6
3.1	Lagrets storlek och avstånd från värmekälla	6
3.2	Lagret utnyttjande i försörjnings-systemet	7
3.3	Vad får ett lager kosta?	9
3.3.1	Lagret laddas med "kolvärme" och ersätter drift av befintlig oljepanna	9
3.3.2	Lagret laddas med kolvärme och ersätter installation av ny kolpanna	10
3.3.3	Lagret laddas med värmepump på avloppsvatten och ersätter drift av befintlig oljepanna	11
3.3.4	Lagret laddas med värmepump på avloppsvatten och ersätter installation av ny kolpanna	11
3.3.5	Lagret laddas med industriellt spillvärme och ersätter befintlig oljepanna	12
3.3.6	Lagret laddas med industriellt spillvärme och ersätter installation av ny kolpanna	12
3.3.7	Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter drift av befintlig oljepanna	13
3.3.8	Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter installation av ny kolpanna	13
3.3.9	Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter kol i befintlig anläggning	13
3.3.10	Sammanställning av högsta acceptabla kostnader	14

4.	LAGRINGSPOTENTIAL	17
4.1	Teknisk potential	17
4.2	Ekonomisk-teknisk potential	18
5.	UNDERLAG FÖR INVENTERINGEN	20
5.1	AIB's "Kartläggning av industrins spillvärme"	20
5.2	ÅF's "Inventering av spillvärme-tillgångar inom massa- och pappers-industrin"	20
5.3	Enkät till kommunala energiverk	21

FÖRORD

I föreliggande rapport har översiktligt utretts potentialen för storskaliga högttemperaturlager för säsongslagring i de svenska fjärrvärmenäten.

I projektet har medverkat

- Sören Andersson
- Peter Dimle
- Anders Eriksson
- Tomas Åbyhammar

Studien har genomförts under perioden februari - november 1984 i samråd med Svenska Värmeverksföreningen.

Stockholm november 1984

AIB - ALLMÄNNA INGENJÖRSBYRÅN AB
Energi- och processteknik



Sören Andersson

SAMMANFATTNING

Här redovisad inventering syftar till att för perioden 1990-2000 indikera potentialen för storskaliga högtemperaturlager (>50 °C) som kan laddas med industriell spillvärme, sopförbränningsvärme eller annan värme producerad till låg rörlig kostnad.

Som huvudmotiv för att i ett fjärrvärmesystem införa storskaliga värmelager kan nämnas

- tillvaratagande av överskottsvärme från t ex sopförbränningsanläggningar och industriella processer
- möjliggörande av kontinuerlig drift av kolpanna eller andra anläggningar med låg rörlig kostnad för att med hjälp av lagret vintertid ersätta t ex oljeeldning
- behov av korttids- och säsongslagring vid kraftvärmeverk (omfattas ej av denna utredning men behandlas i ett av VBB handlagt BFR-projekt)
- behov av säsongslagring vid ev framtida storskalig användning av solenergi (omfattas ej av denna utredning)

Med ledning av bl a en enkät till flertalet av de orter i Sverige som nu har eller planerar fjärrvärmenät har den tekniska potentialen uppskattats för storskaliga högtemperaturlager. Med teknisk potential avses här den värmemängd som p g a överkapacitet sommartid skulle kunna lagras om lagringskostnaderna ej utgjorde någon begränsning. För olika energisystem har följande tekniska potential uppskattats:

Lagerbehov vid sommarproduktion av kolvärme för ersättning av olja: ca 1 400 GWh fördelat på 25 orter

Lagerbehov vid sommarproduktion av torv- och flisvärme för ersättning av olja: ca 700 GWh fördelat på 29 orter

Lagerbehov för sopvärme, industriellt spillvärme och värme från värmepump på avloppsvatten: ca 700 GWh fördelat på 14 orter.

Den tekniska lagringspotentialen kan således uppskattas till 2 800 GWh fördelat på ett 70-tal orter.

Den ovan angivna tekniska lagringspotentialen kommer av ekonomiska skäl långtifrån att motsvara den lagerkapacitet som i praktiken kan komma att förverkligas.

För att möjliggöra en ekonomisk bedömning av utrymmet för införande av värmelager har ett säsongslagers högsta acceptabla anläggningskostnad schablonmässigt beräknats för några olika fall.

Lagret laddas med	Lagret ersätter	15 år 6 % 2 % real- ökning av energik.	25 år 4 % 2 % real- ökning av energik.
		kr/kWh	kr/kWh
Kolvärme	Olja i bef anl	0.98	1.83
"	Ny kolpanna	0.67	1.03
Avloppsvärme	Olja i bef anl	1.50	2.78
"	Ny kolpanna	1.19	1.98
Ind spillvärme	Olja i bef anl	1.83	-
"	Ny kolpanna	1.51	-
Sopvärme	Olja i bef anl	2.48	4.54
"	Ny kolpanna	2.17	3.75
"	Kol i bef anl	1.20	2.19

Ett säsongslagers högsta acceptabla anläggningskostnad (exkl vinst, kalkylmarginal etc) uttryckt i kr per årligen lagrad kWh.

Ovan angivna anläggningskostnader skall endast ses som en indikation. Bedömningen i olika konkreta fall kommer att variera bl a beroende på lokala omständigheter, långtidsbedömningar och inte minst krav på kalkylmarginaler.

Generellt sett torde det vara svårt att i 1984 års prisnivå åstadkomma ett högttemperaturlager till en specifik anläggningskostnad, inkl kostnaden för initialuppvärmning, under 1.50 kr/kWh.

Detta innebär att med antagna relationer mellan anläggnings- och energikostnader begränsas den ekonomiskt-tekniska potentialen till de fall då sopvärme, industriellt spillvärme och avloppsvärme kan lagras för att ersätta olja. Inom dessa områden kan den ekonomiskt-tekniska potentialen sammanfalla med den tekniska, dvs sammanlagt ca 700 GWh fördelat på 14 orter.

I de fall då tekniska förutsättningar finns för att lagra kol-, torv- eller flisvärme, kommer de ekonomiska villkoren i de flesta fall att vara sådana att något lager ej kommer till stånd. Under förutsättning att lång avskrivningstid, låg realränta och måttliga kalkylmarginaler kan accepteras synes dock lagring av kolvärme för oljeersättning vara ekonomiskt möjlig. En minsta lagerstorlek torde dock behöva vara 30 à 40 GWh (550 000 à 700 000 m³ bergrumsvolym vid $\Delta t = 50$ °C) med hänsyn till värmeförluster och skalfaktor avseende anläggningskostnad. Den ekonomiskt-tekniska potentialen för lagring av kolvärme skulle då kunna uppskattas till ca 1 100 GWh fördelat på ett 10-tal orter.

Potentialen för säsongslagring av värme från torv- eller fliseldning kan med nuvarande prisrelationer till oljeeldning antagas vara i stort sett obefintlig.

1. INLEDNING

Inventeringen syftar till att indikera potentialen för storskaliga högtemperaturlager som kan laddas med industriell spillvärme eller värme producerad till låg rörlig kostnad, t ex vid sopförbränningsanläggningar, andra fastbränsleeldade anläggningar och avloppsvärmepumpar.

Med hänsyn till den omfattande verksamhet som kommer att krävas för utveckling av kommersiella lager är det angeläget att närmare försöka uppskatta potentialen för bl a storskaliga högtemperaturlager.

Storskaliga lager för värme vid höga temperaturer torde i huvudsak vara aktuella i eller i anslutning till fjärrvärmenät.

Motiv för att inom de närmaste 10 à 15 åren införa värmelager i ett fjärrvärmesystem kan vara:

- behov av korttidsutjämning för att ersätta topp-effektanläggningar speciellt vid fastbränsleeldning
- behov av kort- eller långtidslager för att utjämna värmetillgång från sopförbränningsanläggningar, avloppsvatten- eller sjövattnenvärmepumpar och industrier (spillvärme) och härigenom undvika användning av dyrare bränslen
- behov av korttidslager vid kraftvärmeverk vid tider då elbehovet överstiger motsvarande normala värmelast (hetvattenackumulatorer). Även säsongslagring kommer här att vara av intresse
- behov av säsongslagring vid ev framtida storskalig användning av solenergi.

Ett värmelager innebär dessutom möjligheter till minskade utsläpp av luftföroreningar eftersom förbrännings- och reningsanläggningar under längre tid kan arbeta på konstant optimal effektnivå.

De miljömässiga konsekvenserna av själva värmelagringen bedöms vara begränsade.

2. STORSKALIGA VÄRMELAGER FÖR HÖGA TEMPERATURER. ORIENTERING

2.1 Allmänt

Stort intresse har under senare år visats olika koncept avseende säsongslagring av värme. Bergrum och borrhålslager synes erbjuda tekniskt, miljömässigt och ekonomiskt goda lösningar för storskalig lagring vid höga temperaturer ($>50\text{ }^{\circ}\text{C}$). Akviferer, dvs naturliga grundvattenmagasin i grus- och sandavlagringar, är i den form de normalt förekommer i Sverige endast lämpliga för lagring vid låga temperaturer. Akviferlager kommer därför inte att behandlas i denna utredning.

2.2 Ståltankar

Ståltanken har en hög specifik anläggningskostnad och kommer därför endast ifråga för korttidslagring där lagren är små och energiomsättningen i lagret är hög. För sådan lagring har trycklösa ståltankar använts upp till en storlek på ca $50\ 000\ \text{m}^3$. En ökning av lagerstorleken torde innebära uppdelning på flera cisterner. Cisternlagring i stor skala torde inte ekonomiskt kunna konkurrera med lager av typ bergrum och borrhålslager.

2.3 Öppna utsprängda bergrum

Tekniken bygger på omfattande erfarenheter av lagring av uppvärmd olja och kan vid trycksatta bergrum även användas för lagring av varmvatten med temperaturer över $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Installationstekniken avseende in- och uttagsanordningar torde dock kräva modifieringar och fortsatt utvecklingsarbete.

En förutsättning för god ekonomi är storskalighet, åtminstone vid säsongslagring, eftersom lagren utförs utan särskild isolering och en inte obetydlig del av anläggningskostnaden utgöres av initialkostnader för tillfartstunnlar och dylikt.

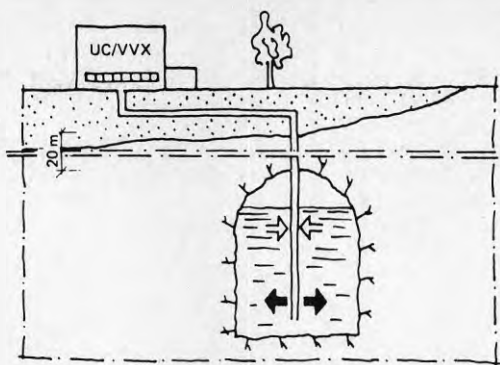


Fig 2.1 Värmelagring i öppna berggrum. Principskiss

2.4 Blockfyllda berggrum och gropar

Tekniken med blockfyllda berggrum reducerar stabilitetsproblemen i stora berggrum och kan därför erbjuda möjlighet till mycket storskalig lagring. Viktiga skillnader jämfört med öppna berggrum är t ex det trögare systemet som block-vattenmassan innebär, samt den mycket stora vattenexponerade blockytan med ev åtföljande vattenkemiproblem p g a urlakning. Byggnadskostnaderna för mycket stora lager kan med användande av rationell gruvbrytningsteknik och genom att merparten av bergmassorna inte lastas ut, hållas låga.

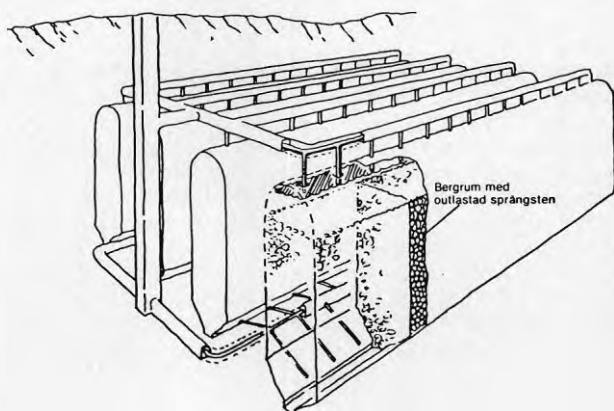


Fig 2.2 Värmelagring i blockfyllda berggrum. Principskiss

2.5 Borrhålslager i berg

I borrhålslager i berg lagras värmen direkt i berget genom ett cirkulationssystem för vatten av vertikala borrhål, som fungerar som värmeväxlare. Jämfört med system med lagring i vatten blir värmelager i berg trögare och är därför i första hand intressanta vid säsongslagring. Hybridlager med vattenlager i kombination med borrhålslager i berg är en intressant utveckling som kan öka tillämpningsmöjligheterna.

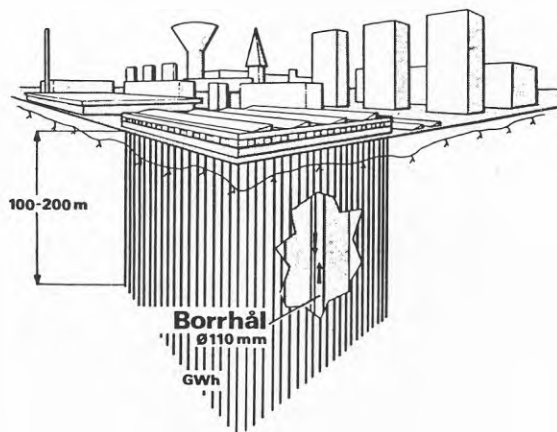


Fig 2.3 Borrhålsvärmelager i berg. Principskiss

2.6 Kostnader

Storleksordningen för investeringskostnader för olika lagertyper har redovisats i "Markvärme. Utvinning och lagring", BFR 1984.

Kostnaderna, som redovisas i figur 2.4 är baserade på ett fåtal byggda anläggningar och i övrigt på genomräknade förstudier. Kostnaderna avser enbart själva lagringssystemet men inklusive brunnar, rör, värmeväxlare, samlingsledningar, isolering och moms. Värmepumpar, kulvertar och värmekällor ingår däremot ej i kostnaderna. Dessa kostnader är emellertid ej försumbara och kan därför ha en avgörande betydelse för lagrets ekonomi.

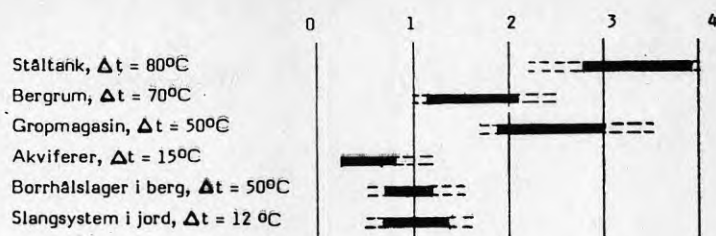


Fig 2.4 Exempel på specifika anläggningskostnader för olika lagringssystem (kr/kWh uttagen energi, säsongslagring, 1982)
 Figuren hämtad från "Markvärme. Utvinning och lagring", BFR 1984.

3. FÖRUTSÄTTNINGAR - KRITERIER

3.1 Lagrets storlek och avstånd från värmekälla

För att hålla temperatur- och energiförluster på rimliga nivåer måste ett i princip oisolerat högtemperaturlager ha en avsevärd storlek.

Värmelagrets energiverkningsgrad som funktion av storlek och temperaturarbetsområde illustreras i fig 3.1. Verkningsgraden avser stationärt tillstånd, vilket kan anses i det närmaste uppnått efter 4 à 5 säsonger. Under de inledande säsongerna, speciellt under den första, är verkningsgraden avsevärt lägre än vad som framgår av fig 3.1.

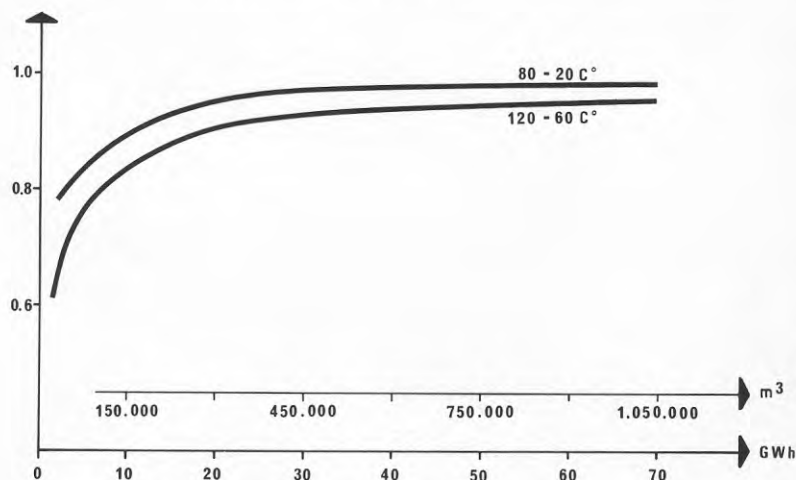


Fig 3.1 Värmelagrets energiverkningsgrad som funktion av lagrets storlek (inlagringskapacitet) och temperaturarbetsområde. Stationärt tillstånd. Värmelagret har här förutsatts vara av typ öppet bergrum.

Generellt kan någon "minsta ekonomiska storlek" ej bestämmas. I denna utredning har dock förutsatts att lagret skall ha en minsta storlek motsvarande en lagringskapacitet på 4 GWh. För t ex ett öppet bergtrum innebär detta en volym på 100 000 m³ vid ett temperatursving på 40 °C.

Lagrets avstånd från värmekälla (alternativt till anslutningspunkt på fjärrvärmenätet) torde för potentialbedömningen ha betydelse endast då värmekällan utgörs av industriellt spillvärme. I övriga fall bör ett lager kunna anläggas så nära existerande produktionsanläggningar att överföringskostnaderna inte på något avgörande sätt påverkar potentialbedömningen.

Utnyttjning av industriellt spillvärme kan förutsättas ske dels genom direkt värmeöverföring, speciellt vintertid, dels sommartid genom värmeöverföring till säsongslager. I många fall kan lagret ses som en marginalinvestering och behöver då ej belastas med kapitalkostnader för överföringsledningar. Dessa kostnader är då antingen redan existerande eller kan hänföras till en i sig lönsam direktöverföring.

Eftersom inköspriset på spillvärme normalt torde vara en väsentligare faktor än överföringskostnaderna bör rimliga avstånd, för små lager <1 à 2 km och för större lager <3 à 5 km, ej påverka potentialbedömningen.

3.2 Lagrets utnyttjande i försörjningssystemet

Vid potentialinventeringen har följande användningsområden beaktats avseende säsongslagring vid hög temperatur:

- Lagret laddas sommartid med värme från fasta bränslen
- Lagret laddas sommartid med värmepump på avloppsvatten
- Lagret laddas sommartid med industriellt spillvärme eller sopförbränningsvärme.

Vid inventeringen har för respektive fjärrvärmenät inlagts förbrukning och värmekällor år 2000. Härvid har använts ett värmebelastningsdiagram (varaktighetskurva) svarande mot en i Mellansverige belägen tätort. Underlag för inventeringen finns översiktligt beskrivet i kap 5.

Redan utnyttjade eller i framtiden tekniskt-ekonomiskt tillgängliga värmekällor har schablonmässigt inlagts i följande ordning:

- spillvärme, sopvärme
- värmepump
- kol, flis, torv
- el
- olja.

Diagrammet, som endast skall ses som ett exempel, kan då få ett utseende enligt figur 3.2. Ur diagrammet kan bli utläsas fördelningen mellan olika värmekällor samt hur denna fördelning påverkas av minsta last hos respektive enhet som tas i drift och av större revisioner under året.

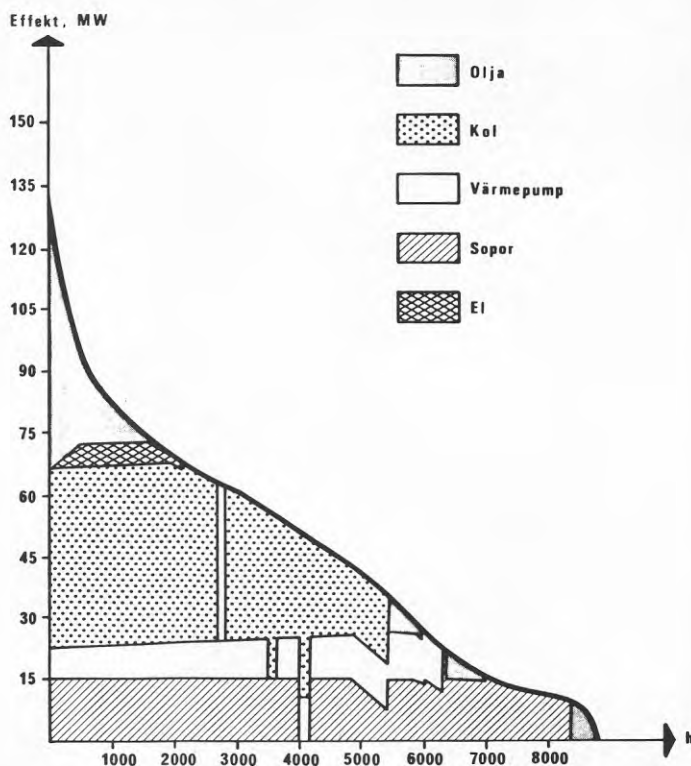


Fig 3.2 Värmebelastningsdiagram svarande mot en i Mellansverige belägen tätort. Typexempel.

Vid beräkning av lagerbehovet för respektive fjärrvärmenät har värmebelastningsdiagrammen förenklats så till vida att varje värmekälla antagits vara i kontinuerlig drift med 70 % av installerad effekt. Inverkan av variationer under året, uppstartning av nya enheter etc har härigenom schablonmässigt beaktats.

Ur diagrammet kan därefter utläsas typ och storlek av den värmeproduktion som kan lagras. Begränsningar har härvid införts genom att samtliga värmekällor antagits ha en högsta utnyttjningstid på 8 000 timmar. Inlagringsmängden skall vidare, med hänsyn till värmeförlusterna, vara 15 % större än ersättningsbehovet och dessutom uppgå till minst 4 GWh.

3.3 Vad får ett lager kosta?

3.3.1 Lagret laddas med "kolvärme" och ersätter drift av befintlig oljepanna

Som utgångspunkt antages ett fjärrvärmenät som har en kolpanna för baslast och oljepanna (-or) för topplast och reserv. Kolpannan regleras efter baslasten. Vid större värmebehov tas oljepannan i drift.

Ett säsongsvärmelager i ett sådant fjärrvärmenät skulle medge följande driftfall. Istället för att reglera ner kolpannan då värmebehovet sjunker får pannan fortsätta med full kapacitet. Det då erhållna värmeöverskottet lagras och kan senare täcka in en del av det värmebehov som annars hade måst täckas med oljeeldning. För att detta skall vara lönsamt måste kostnaden för att producera den lagrade energin, inkl lagerförluster + lagrets drift- och kapitalkostnader, vara lägre än kostnaden för att producera motsvarande energimängd genom oljeeldning. Följande villkor kan tecknas:

$$\begin{array}{cccc} \text{Driftkostn} + \text{Bränslekostn} + \text{Driftkostn} + \text{Kapitalkostn} & & & \\ \text{kolpanna} & \text{kol} & \text{lager} & \text{lager} \end{array}$$

$$\leq \text{Driftkostn} + \text{Bränslekostn}$$

$$\text{oljepanna} \quad \text{olja}$$

I normalfallet kan driftkostnaden för kolpannan (dvs den extra driftkostnad som uppstår på grund av att pannan körs med full effekt istället för att vara nedreglerad) sättas lika med noll. Däremot bör en driftkostnad medräknas för den tid, i princip under sommaren, då kolpannan annars skulle varit avstängd. Kostnaden för den alternativa driften av oljepannan antages vara noll. Det senare är, med hänsyn till högsta acceptabla lagerkostnad, ett antagande på säkra sidan.

Ovanstående villkor kan då skrivas, uttryckt i kr/kWh:

$$0,015 + \frac{1 \times 0,09}{0,85 \times 0,88} + 0,01 + 0,103 K_L \leq \frac{1 \times 0,21}{0,92}$$

där K_L är lagrets anläggningskostnad inkl initial-uppvärmning.

Med antagande enligt nedan fås

$$K_L \leq 0,81 \text{ kr/kWh årlig lagring.}$$

Följande antaganden har härvid gjorts:

- lagrets verkningsgrad	0.85
- kolanläggningens verkningsgrad	0.88
- oljeanläggningens	" 0.92

- bränslepris, kol	9 öre/kWh
- " olja	21 "
- driftkostnad, lager	1 öre/kWh
- " koleldning	1.5 "
- avskrivningstid	15 år
- realränta	6 %

Under antagande att bränslepriserna, såväl kol som olja, stiger 2 % mer än index, och med övriga förutsättningar oförändrade, fås med bränslemedelpriserna under perioden 10.5 resp 24.5 öre/kWh

$$K_L \leq 0.98$$

(En korrekt nuvärdesberäkning med successivt stigande bränslepriser ger $K_L \leq 0.99$.)

Om avskrivningstiden förlängs till 25 år, realräntan sänks till 4 % och bränslepriserna stiger 2 % snabbare än index fås vid i övrigt oförändrade förutsättningar

$$K_L \leq 1.83$$

3.3.2 Lagret laddas med kolvärme och ersätter installation av ny kolpanna

Om installation av ytterligare en kolpanna kan ersättas med byggande av ett värmelager kan motsvarande resonemang som under 3.3.1 föras. I detta fall måste kapitalkostnaderna för den nya kolpannan medräknas. Med hänsyn till den relativt korta drifttiden för en sådan kolpanna har kapitalkostnden antagits så hög som 0.10 kr/kWh. Även driftkostnaden bör i detta fall belasta den nya kolpannan. Följande villkor kan då formuleras:

$$0.015 + \frac{1 \times 0.09}{0.85 \times 0.88} + 0.01 + 0.103 K_L \leq 0.015 + 0.10$$

$$+ \frac{1 \times 0.90}{0.88} \quad \text{dvs} \quad K_L \leq 0.70$$

Det bör dock observeras att ett värmelagers effektvärde kan vara tveksamt. Om lagret av någon anledning skulle vara tömt och ett effektbehov kvarstår utöver vad som motsvaras av ordinarie panninstallationer är effektvärdet noll.

Under antagandet att bränslepriset stiger 2 % mer än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 0.67$$

Om avskrivningstiden förlängs till 25 år, realräntan sänks till 4 % och bränslepriset stiger 2 % mer än index fås vid i övrigt oförändrade förutsättningar

$$K_L \leq 1.03$$

3.3.3 Lagret laddas med värmepump på avloppsvatten och ersätter drift av befintlig oljepanna

Då avloppsvärme finns att tillgå i sådana mängder att överskott råder under sommarhalvåret kan värmepumpen köras praktiskt taget året om med full kapacitet, förutsatt att ett säsonglager kan svara för erforderlig utjämning. Normalt räcker dock avloppsvärmen endast till nätets baslast.

Lönsam direktanvändning av värmepumpning på avloppsvatten kan normalt förutsättas. Följande kostnadsvillkor kan då formuleras för lagret, varvid värmepumpanläggningens kapitalkostnader ej beaktats:

$$\begin{array}{cccc} \text{Drivel} & + & \text{Driftkostn} & + & \text{Driftkostn} & + & \text{Kapitalkostnad} \\ \text{VP} & & \text{VP} & & \text{Lager} & & \text{Lager} \\ \leq & \text{Bränslekostn} & & & & & \\ & \text{Olja} & & & & & \end{array}$$

Med en antagen värmefaktor på 3.0, elpris 20 öre/kWh, driftkostnad för värmepump 1 öre/kWh och i övrigt samma antaganden som i avsnitt 3.3.1 fås

$$\frac{1 \times 0.20}{0.85 \times 3} + 0.01 + 0.01 + 0.103 K_L \leq \frac{1 \times 0.21}{0.92}$$

$$\text{dvs } K_L \leq 1.26$$

Under antagande att el- och oljepriset stiger 2 % snabbare än index, fås med i övrigt oförändrade förutsättningar

$$K_L \leq 1.50$$

Om avskrivningstiden förlängs till 25 år, realräntan sänks till 4 %, el- och oljepriset stiger 2 % snabbare än index, fås med i övrigt oförändrade förutsättningar

$$K_L \leq 2.78$$

3.3.4 Lagret laddas med värmepump på avloppsvatten och ersätter installation av ny kolpanna

Följande villkor kan uppställas, varvid kolpannan belastas med såväl kapital- som driftkostnader.

$$\frac{1.0 \times 0.20}{0.85 \times 3} + 0.01 + 0.01 + 0.103 K_L \leq \frac{1.0 \times 0.09}{0.88}$$

$$+ 0.10 + 0.015 \quad K_L \leq 1.15$$

Under antagandet att el- och kolpriset stiger 2 % mer än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 1.19$$

Om avskrivningstiden förlängs till 25 år, realräntan sänks till 4 % och el- och kolpriset årligen stiger 2 % mer än index fås

$$K_L \leq 1.98$$

3.3.5 Lagret laddas med industriellt spillvärme och ersätter befintlig oljepanna

Exemplet förutsätter tillgång till spillvärme under sommarhalvåret. Följande villkor kan tecknas:

$$\text{Energikostn} + \text{Drift- o kapitalkostn} + \text{Driftkostn} +$$

spillv	överföring	lager
--------	------------	-------

$$\text{Kapitalkostn} \leq \text{Driftkostn} + \text{Bränslekostn}$$

lager	olja	olja
-------	------	------

Kapitalkostnaden för uttagsanordningar vid industrin samt för överföring behöver inte nödvändigtvis bestäta lagerkonceptet under förutsättning att motsvarande anordningar ändå byggts för direkt överföring. Ett säsonglager kan till och med innebära att ledning m m kan byggas för en mindre överföringseffekt än vad som annars skulle varit optimalt.

Drift- och kapitalkostnaden (15 år, 6 %) för en överföringsledning med effekten 5 MW och utnyttningstiden 8 000 timmar är av storleksordningen 0.5 öre/kWh och km. Vid måttliga överföringsavstånd kan denna kostnad försummas i jämförelse med övriga kostnadsposter. Med en antagen ersättning för inköpt spillvärme på 5 öre/kWh fås

$$\frac{1.0 \times 0.05}{0.85} + 0.01 + 0.103 K_L \leq \frac{1.0 \times 0.21}{0.92}$$

$$K_L \leq 1.54$$

Under antagande att såväl spillvärme- som oljepriset årligen stiger 2 % mer än index och med övriga förutsättningar oförändrade (jfr 3.3.1) fås

$$K_L \leq 1.83$$

Ett alternativ med 25 års avskrivning kan för industriellt spillvärme knappast vara realistiskt med tanke på framtida förändringar och har därför ej medtagits.

3.3.6 Lagret laddas med industriellt spillvärme och ersätter installation av ny kolpanna

Följande villkor kan uppställas, varvid kolpannan belastas med såväl kapital- som driftkostnader.

$$\frac{1.0 \times 0.05}{0.85} + 0.01 + 0.103 K_L \leq 0.10 + 0.015 + \frac{1 \times 0.09}{0.88}$$

dvs $K_L \leq 1.34$

Under antagande att såväl spillvärme- som kolpriset årligen stiger 2 % snabbare än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 1.51$$

3.3.7 Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter drift av befintlig oljepanna

Beräkningsfallet blir detsamma som under 3.3.5 dock med den skillnaden att laddningsenergin antages kostnadsfri.

Med 15 års avskrivning och 6 % realränta fås

$$K_L \leq 2.12$$

Under antagande att oljepriset stiger 2 % snabbare än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 2.48$$

Om avskrivningstiden förlängs till 25 år, realräntan sänks till 4 %, oljepriset stiger 2 % snabbare än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 4.54$$

3.3.8 Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter installation av ny kolpanna

Beräkningsfallet blir detsamma som under 3.3.6, dock med den skillnaden att laddningsenergin antages kostnadsfri.

Med 15 års avskrivning och 6 % realränta fås

$$K_L \leq 2.00$$

Under antagande att kolpriset stiger 2 % snabbare än index fås

$$K_L \leq 2.17$$

Med avskrivningstid 25 år, realränta 4 %, kolpris som stiger 2 % snabbare än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 3.75$$

3.3.9 Lagret laddas med sopförbränningsvärme och ersätter kol i befintlig anläggning

Beräkningsfallet blir detsamma som under 3.3.7 med den skillnaden att oljans pris och verkningsgrad bytes mot motsvarande data för kol.

Med 15 års avskrivning och 6 % realränta fås

$$K_L \leq 1.04$$

Under antagande att kolpriset stiger 2 % snabbare än index fås

$$K_L \leq 1.20$$

Med avskrivningstid 25 år, realränta 4 %, kolpris som stiger 2 % snabbare än index och med övriga förutsättningar oförändrade fås

$$K_L \leq 2.19$$

3.3.10 Sammanställning av högsta acceptabla kostnader

I ovanstående avsnitt har schablonmässigt indikerats den högsta anläggningskostnad, inkl initialuppvärmning, som kan accepteras i olika system.

Som framgår av resp avsnitt påverkas den acceptabla anläggningskostnaden av ett antal faktorer, främst avskrivningstid och realränta. Även värdering av driftkostnadernas storlek och fördelning samt bränsleprisets utveckling har märkbar inverkan på den beräknade högsta acceptabla anläggningskostnaden.

Bedömningen i olika konkreta fall avseende den acceptabla anläggningskostnaden kommer därför säkerligen att variera bl a beroende på lokala omständigheter, långtidsbedömningar och inte minst krav på kalkylmarginaler.

Beräkningsresultaten enligt 3.3.1 - 3.3.6 har överskådligt sammanfattats i tabell 3.1.

Lagret laddas med	Lagret ersätter	15 år 6 % konstant real energi- kostnad	15 år 6 % 2 % real- ökning av energi.	25 år 4 % 2 % real- ökning av energi.
		kr/kWh	kr/kWh	kr/kWh
Kolvärme	Olja i bef anl	0.81	0.98	1.83
"	Ny kolpanna	0.70	0.67	1.03
Avloppsvärme	Olja i bef anl	1.26	1.50	2.78
"	Ny kolpanna	1.15	1.19	1.98
Ind spillvärme	Olja i bef anl	1.54	1.83	-
"	Ny kolpanna	1.45	1.51	-
Sopvärme	Olja i bef anl	2.12	2.48	4.54
"	Ny kolpanna	2.00	2.17	3.75
"	Kol i bef anl	1.04	1.20	2.19

Tab 3.1 Ett säsongslagers högsta acceptabla anläggningskostnad uttryckt i kr per årligen lagrad kWh (beräkningsförutsättningar enl. 3.3.1 - 3.3.8)

I tabell 3.1 angivna kostnader är som framgår av 3.3.1 - 3.3.8 beräknade på förenklade, schablonmässiga antaganden. Vid bedömningen av varje enskilt fall måste därför bl a följande beaktas

- lagrets energiverkningsgrad har antagits vara 0.85 (dvs de årliga värmeförlusterna i stationärt tillstånd, som praktiskt sett kan anses råda först efter några år, uppgår till 15 % av inlagrad energi). Verkningsgraden är i huvudsak temperatur- och storleksberoende, jfr fig 3.1, men varierar även med t ex olika driftstrategier. Av fig 3.1 framgår dock att den i beräkningarna använda verkningsgraden 0.85 endast är tillämplig på högttemperaturlager större än ca 10 GWh.
- ett säsongslager kan som regel även utnyttjas för korttidsbruk såsom t ex utjämning av effekttoppar. Sådana plusvärden har ej tillgodoräknats de angivna högsta tillåtna anläggningskostnaderna.
- angiven högsta anläggningskostnad skall inkludera lagrets initialuppvärmning, dvs kostnader för den värme som under de första åren magasineras i omgivande mark. Storleksordningen av denna värmemängd är lika med lagrets kapacitet, dvs för varje kWh lagringskapacitet åtgår 1 kWh för initialuppvärmning. Härtill kommer engångskostnader för uppvärmning av själva lagervolymen (vatten och/eller berg) från normal omgivningstemperatur till undre

uttagstemperatur. För ett lager som arbetar i temperaturintervallet 60 - 120 °C är även denna värmemängd av storleksordningen 1 kWh per lagrad och utnyttjad kWh.

En jämförelse med de anläggningskostnader som indikeras i fig 2.4 visar att främst värmekällorna sopförbränning, industriellt spillvärme och avloppsvärme är av intresse för säsongslagring. Lagring av "kolvärme" för ersättning av olja är ekonomiskt motiverad endast om avskrivningstider på ca 25 år kan accepteras. Med hänsyn till erforderliga kalkylmarginaler synes däremot lagring av kolvärme för att ersätta installation av ny kolanläggning ej vara ekonomiskt möjlig oavsett avskrivningstid. Denna kombination har därför ej beaktats i potentialstudien för de olika fjärrvärmäten.

4. LAGRINGSPOTENTIAL

4.1 Teknisk potential

Med teknisk potential avses den värmemängd som för ett fjärrvärmenät skulle kunna lagras om lagringskostnaderna ej utgjorde någon begränsning. Genom inventering av flertalet orter i Sverige som nu har fjärrvärme har nedan redovisade potential erhållits. De fall där lagring av "kolvärme" skulle kunna ersätta nyinstallation av kolpanna har dock ej medtagits, jfr 3.3.9. Beträffande underlag för inventeringen se kap 5.

De vid inventeringen funna lagringsmöjligheterna redovisas till antal och storlek med samtidigt angivande av det värmeslag som lagras och sedan ersätts av olja. Eftersom potentialbedömningen ej har diskuterats med resp energiverk har de olika orterna ej namngivits.

I flertalet fall innebär den redovisade lagerpotentialen att oljeersättningen under ett normalår uppgår till 100 %. Detta förutsätter då en lagringsmetodik som medger stora effektuttag och dessutom uttag vid höga temperaturer.

<u>Kol ers. olja</u>	<u>Torv-flis ers. olja</u>	<u>Sopvärme ers. olja</u>
5	5	10
9	6	14
9	7	17
10	7	65
10	7	<hr/> 106 GWh
14	7	4 platser
15	9	
15	9	
18	11	Ind. spillvärme
18	11	<u>ers. olja</u>
21	14	
25	15	5
26	15	6
27	15	7
35	15	8
37	17	9
45	18	30
53	18	40
90	19	40
92	22	400
105	23	<hr/> 545 GWh
120	23	9 platser
173	27	
184	30	
239	33	Avloppsvärme
<hr/> 1 395 GWh	50	<u>ers. olja</u>
25 platser	50	
	50	11
	77	12
	130	<hr/> 23 GWh
	734 GWh	2 platser
	29 platser	

Tab 4.1 Teknisk lagringspotential

Den tekniska lagringspotentialen år 2000 för fjärrvärmenäten kan med ovan beskrivna antaganden och begränsningar således uppskattas till ca 2 800 GWh fördelad på ett 70-tal orter.

4.2 Ekonomisk-teknisk potential

Den ovan angivna tekniska lagringspotentialen kommer av ekonomiska skäl långtifrån att motsvara den lagerkapacitet som i praktiken kan komma att förverkligas.

Anläggningskostnader för olika lagertyper finns indikerade i fig 2.4. En av Göteborgs Energiverk nyligen genomförd utvärdering av tre olika lagertyper, öppet berggrum, blockfyllt berggrum och borrhålslager, för lagring av spillvärme, ca 50 GWh, visar att den specifika anläggningskostnaden uppgår till 1.20 à 1.80 kr/årlig lagrad kWh (1984 års kostnadsnivå).

Lagren arbetar då i princip utan värmepump och med temperatursvingen 61, 52 resp 33 °C. Lagren är av sådan storlek att märkbara ytterligare skalnings-effekter ej går att uppnå varken beträffande anläggningskostnad eller verkningsgrad.

Kostnadsbilden är emellertid komplex. Den specifika anläggningskostnaden kan sänkas om temperatursvinget ökas med hjälp av värmepump. Ett sådant system förutsätter dock att mycket billig energi finns tillgänglig för laddning. I praktiken torde detta endast vara fallet för värmekällorna sopförbränning och industriell spillvärme.

Generellt sett torde det vara svårt att i 1984 års prisnivå åstadkomma ett högtemperaturlager till en anläggningskostnad, inkl kostnader för initialuppvärmning, under 1.50 kr/årlig lagrad kWh.

Detta innebär att med antagna relationer mellan anläggnings- och energikostnader begränsas den ekonomisk-tekniska potentialen till de fall då sopvärme, industriellt spillvärme och avloppsvärme kan lagras för att ersätta olja. Inom dessa områden kan den ekonomisk-tekniska potentialen sammanfalla med den tekniska enligt tabell 4.1, dvs sammanlagt ca 700 GWh fördelat på ett 15-tal platser.

I de fall då tekniska förutsättningar finns för att lagra kol-, torv- eller flisvärme, kommer de ekonomiska villkoren i de flesta fall att vara sådana att något lager ej kommer till stånd. Speciellt gäller detta mindre lager, under ca 10 GWh, eftersom dessa bl a har en märkbart sämre verkningsgrad än större lager.

Om avskrivningstid 25 år, realränta 4 % och måttliga kalkylmarginaler kan accepteras synes även lagring av kolvärme för oljeersättning vara ekonomiskt möjligt. En minsta lagerstorlek kan härvid bedömas vara 30 à 40 GWh med hänsyn till förluster och skalfaktor avseende anläggningskostnader. Detta innebär att en lagringspotential för kolvärme på ca 1 100 GWh kan identifieras fördelat på ett 10-tal orter.

Potentialen för säsongslagring av värme från torv- och fliseldning kan antas obefintlig med nuvarande prisrelation till olja.

5. UNDERLAG FÖR INVENTERINGEN

Till grund för inventeringen ligger dels en av AIB genomförd utredning från 1978, dels en rapport från Ångpanneföreningen från samma år, samt en enkät till kommunala energiverk genomförd under 1984.

5.1 AIB's "Kartläggning av industrins spillvärme"

AIB:s utredning avser en kartläggning av industrins spillvärme (exkl massa- och pappersindustrin). I utredningen presenteras energiförbrukning och spillvärmemängd bransch för bransch. Följande former av spillvärme redovisas:

- vatten med en temperatur över 40 °C
- luft med en temperatur över 100 °C
- processavgas med en temperatur över 150 °C
- ånga
- brännbara gaser
- värme från svalnande material
(huvudsakligen inom järn- och stålindustrin)

AIB's spillvärmeutredning täcker väl det storleksområde som nu är av intresse från lagringssynpunkt.

5.2 ÅF's "Inventering av spillvärmertilgångar inom massa- och pappersindustrin"

Ångpanneföreningens utredning redovisar spillvärmertilgångar inom massa- och pappersindustrin. Spillvärmertilgångarna redovisas anläggningsvis tillsammans med uppgifter om avstånd till närmaste tätort samt tätortens invånarantal och är uppdelade i avlopp, våtluft och rökgaser. Den totala spillvärmertilgången (över 50 °C vintertid) uppgick till 11 % av primaenergertilgången eller ca 770 MW.

5.3 Enkät till kommunala energiverk

Utöver ovan nämnda utredningar har Svenska Värmeverksföreningens statistik och fjärrvärmeplan utnyttjats. Vidare har inom detta projekt en enkät skickats till de kommunala energiverk som har eller avser att bygga ut fjärrvärmesystem.

I enkäten frågades efter fjärrvärmenätets utseende idag och det tänkbara utseendet år 2000 vad gäller produktionsanläggningar, deras storlek samt levererad energi. Vidare frågades efter tänkbara hittills outnyttjade värmekällor belägna inom rimligt avstånd från fjärrvärmenätet.

De kommunala energiverken har härvid främst redovisat värme från avloppsvatten och sopförbränning. Få nämner spillvärme från industrier. Förklaringarna härtill kan vara flera:

- Svårigheter att komma överens om priset för spillvärmén och hur investeringskostnaderna skall fördelas.
- Förutsättningarna för industrins drift förändras så snabbt att företagsledningen ogärna vill teckna mångåriga leveransavtal.
- Allt mer fördelaktigt för industrier att själva tillvarata spillvärmén.

Enkäten, som sänts till 120 energiverk, har besvarats av ca 60. För de energiverk som ej besvarat enkäten har uppgifter hämtats från Svenska Värmeverksföreningens statistik och fjärrvärmeplan.



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 830747-1
från Statens råd för byggnadsforskning till AIB, Solna.**

R113: 1985

ISBN 91-540-4450-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6705113

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

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

Cirkapris: 25 kr exkl moms