



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.



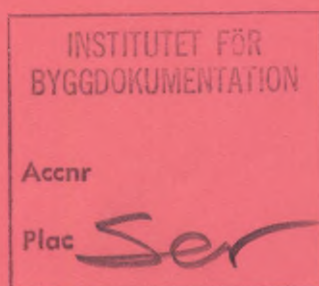
Rapport

R3:1985

Rollen för olika typer av värme- lager i svensk energiförsörjning

En ekonomisk analys

Peter Margen



Byggeforskningsrådet

R3:1985

ROLLEN FÖR OLIKA TYPER AV VÄRMELAGER
I SVENSK ENERGIFÖRSÖRJNING

En ekonomisk analys

Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
830555-7 från Statens råd för byggnadsforskning
till Margen Consult, Nyköping

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

R3:1985

ISBN 91-540-4308-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

FÖRORD

Utredningens syfte är att kartlägga de **egenskaper** som **behövs** för att energilager skall kunna på ett ekonomiskt sätt tjäna som säsongslager, mellantidslager resp dygnslager på system med skilda krav betr temperatur och storlek, samt att relatera dessa till de egenskaper som olika typer av lager **erbjuder**, för att underlätta val av lämplig lagertyp för skilda uppgifter. Dessutom belyser utredningen den ekonomi som kan uppnås när lager av lämplig typ väljs i termer av pay-offtid och ackumulerad vinst, genom exempel för system och lager av skilda storlekar.

Preliminära resultat har under utredningens gång publicerats i form av föredrag, Ref 1 och 2, men nuvarande rapport ger en mera fullständig och i flera avseenden nyanserad bild av ämnet.

Peter Margen
april 1984

SAMMANFATTNING

Marknaden och uppgifter för energilager

Sverige har ett 100-tal fjärrvärmenät och ca 6 000 blockcentraler för bostäder och industrier. Till sammans svarar dessa för en stor del av landets energibehov för uppvärmningsändamål och en påtaglig del av behovet för processvärme. De flesta av dessa system har eller kommer att ha under vissa tider ej fullt utnyttjade baslastproduktionsresurser som producerar energi vid en låg rörlig kostnad, men behöver använda topplastaggat med väsentligt större rörliga kostnader vid andra tider. Energilagrens viktigaste uppgift är att överbrygga tidsskillnaden och därigenom **substituera** energi med låg (eller ingen) rörlig kostnad för energi med hög rörlig kostnad. Därutöver kan den ofta **kapa effekttoppar** och därigenom minska erforderliga investeringar för topplastpannor. Den potentiella marknaden för energilager är sålunda mycket stor - förutsatt att energilager kan byggas tillräckligt billigt.

Stora insatser har gjorts under de senaste åren särskilt i Sverige, men även internationellt, för att utveckla och demonstrera olika typer av lager för dessa uppgifter. Många av lagertyperna har nu, eller kommer snart att ha, demonstrerats i realistisk skala varför man nu kan bedöma deras möjligheter.

Utredningens
syfte

Denna utredning syftar till att kartlägga de karaktäristika som fordras för lagrens olika uppgifter för energisubstitution och effekttoppkning i skilda tidscykler - dygnslager, mellantidslager, säsongslager. Vad är dessa prestationer värda ekonomiskt på skilda system? Vad fordras för ett bra dygnslager resp ett bra säsongslager?

Därefter diskuteras olika energilagers egenskaper och kostadskaraktäristika.

En syntes leder till att man utpekar vilka typer som passar för olika uppgifter och vilka ekonomiska resultat som kan förväntas vid tillämpningar till system av skilda storlekar.

En distinktion görs mellan **högtemperaturlager** som kan laddas ur utan att behöva en värmepump härför, och **lågtemperaturlager** som behöver en värmepump för urladdning. Värmepumpen har en så hög effektberoende kostnad att de utesluter inriktningen av lågtemperaturlager för uppgifter i korta tidsperspektiv, dvs dygns- eller mellantidslagring.

Lågtemperatur-
lager

Lågtemperaturlager blir därför inriktade primärt på **säsongslagring**. Bara lagertyper med mycket låga kostnader per m^3 kan användas härför - i första hand borrhålslager, lerlager och akviferer.

Laddningsenergin består vanligtvis av värme från omgivningen, kommunalt eller industriellt avloppsvatten, eller frånluft från stora industrilokaler eller processer. Även spillvärme från t ex kylboxar kan användas. Acceptabel ekonomi visas redan i begränsad skala, varför lågtemperaturlager är lämpliga för blockcentraler. Flera nya demonstrationsprojekt har nyligen beslutats och ett och annat projekt beställts utan statligt stöd.

Högtemperatur- lager

För lager vid **högre temperaturer** finns mera diverserade laddningskällor (sopförbränningspannor, högtemperaturspillvärme från industrier, fastbränslepannor, värmepumpar som hämtar energi från omgivningsvärme eller industrier, men behövs även utan lager, mottrycksvärme m m) och även mera diversifierade uppgifter, dvs dygnslagring, mellantidslagring resp säsongslagring. Energin i dessa lager omsätts i genomsnitt 20 à 30 gånger resp 5 à 10 gånger resp drygt 1 gång per år och deras lagringsförmåga utgör ca 0.01 % resp 0.1 % resp ca 10 % av systemets årsenergibehov. Trots det stora antalet omsättningar svarar sålunda dyngs- och mellantidslager för bara 0.2 % à 1 % av systemets årsenergi, mot ca 10 % (max 20 %) för säsongslager.

Ofta kan ett och samma lager användas för samtliga uppgifter, varvid hela lagret deltar i säsongslagringen, men bara mycket begränsade delar i de upprepade mellantidslagrings- och dygnslagringsprocesserna.

Ståltankar och jordgropar är vanligtvis de bästa lösningarna för renodlade dyngslager och mellantidslager med ett visst företräde för ståltankar för dygnslagring i mycket stora system och visst

företräde för jordgropar i övrigt, förutsatt att geotekniskt lämpliga förhållanden föreligger här för.

Borrhålslager är billigast för säsongslager och kombinationen borrhålslager plus mindre vattenvolymer i tunnlar, eller i separata tankar eller jordgrop för kombinerade säsong-, mellantids- och dygnslager.

Bergrum fyllda med vatten eller stenblock och vatten har svårt att konkurrera med ståltankar och jordgropar för de begränsade lagringsvolymerna (upp till 30 000 m³) som vanligtvis räcker för dygnslagring och mellantidslagring, och svårt att konkurrera med borrhålslager för de mycket stora lager som fordras för säsongslagring. Det finns dock en nisch även för bergrum, nämligen mellantidslager på mycket stora system - lägst ca 700 MW effektbehov, där ren mellantidslagring fordrar volymer på i storleksordningen 100 000 m³.

Pay-offtider
och kapitali-
serad vinst

I system med energibehov på ca 1 000 GWh/år (max effektbehov knappt 400 MW) blir de beräknade pay-offtiderna för de bästa högtemperaturlagren korta, t ex 1 à 2 år för dygnslager med "fri" spillvärme resp kolvärme som laddningsenergi, och 2 till 7 år för rena säsongslager med samma spektrum av laddningsenergier. Lagren som görs så stora att säsongslagringen blir huvuduppgiften får därvid den största totala vinsten, kapitaliserat 100-tals Mkr per lager, när billig laddningsenergi används.

För väsentligt mindre system (30 à 40 MW max effektbehov) försämras ekonomin av ren säsongslagring något, men kombinationslager med flera funktioner eller rena korttidslager visar även där god ekonomi.

Hurvida man väljer ett litet lager för enbart dygnslagring, ett större lager för mellantidslagring eller ett stort lager primärt för säsongslagring, eller storlekar däremellan, beror på hurvida man premierar kortaste återbetalningstid eller maximal total vinst (vid givna amorteringstider) och maximal oljesubstitution. I det senare fallet väljs stora säsongslager, i varje fall för stora system.

Begränsning i giltighet av slutsatserna

Eftersom analysen för denna utredning utgått ifrån bl a att schabloniserade kostnadsekvationer för olika typer av lager och väsentliga avvikelser kan uppträda på grund av variationer i geotekniska förhållanden, systemoptimering m m, kan de slutsatser som dras bara användas för att illustrera vissa allmänna trender. Valet mellan lagertyper som enligt analysen ger någorlunda jämbördiga kostnader, bör kontrolleras i de enskilda fallen.

Ändå pekar slutsatserna på de lagertyper som fortsatt utveckling och demonstration samt kommersiell introduktion bör inriktas på. Den goda beräknade ekonomin för många tillämpningar visar att man på allvar kan börja den kommersiella introduktionen.

INNEHÅLL

	Sid
1. ENERGILAGRINGENS SYFTE OCH TIDSPERSPEKTIV	1
2. VAD ÄR OLIKA UPPGIFTER FÖR ENERGILAGRET VÄRDA?	4
2.1 Kapning av effekttoppar	4
2.2 Säsongslagring av energi	5
2.3 Dygnslagring av energi	11
2.4 Mellantidslagring av energi	13
3. TOTALA VÄRDET AV LAGRING	16
4. HUR KLARAR OLIKA LAGERTYPER DE FRAMRÄKNADE KOSTNADSMÅLEN?	17
4.1 Allmänna egenskaper av olika lagertyper	17
4.2 Jämförelse mellan olika lagertyper för höga temperaturer	19
5. LÅGTEMPERATURLAGER OCH DERAS EKONOMI	28
5.1 Typ av lager	28
5.2 Motiverad investering: några exempel	29
5.3 Erforderlig investering	30
5.4 Finansiering m m	31
6. SLUTORD	31
7. REFERENSER	33

Tabell 1. Värmebalans, stort mottryckskraftverk.

Tabell 2. Max försvarbar investering i lager vid säsongslagring enbart, exkl effektvärde.

Tabell 3. Ökning i energi från baslastenhet på grund av lagring av dygns- och mellantidsvariation i belastningen.

Tabell 4. Årlig urladdningsenergi och antal omsättningar av lagret vid kombinerad säsongs- och mellantidslagring.

Tabell 5. Antaganden för beräkning av informationen i Figur 6.

Tabell 6. Förenklade kostnadsekvationer för tre typer av energilager i berg (1983 kr).

Tabell 7. Kostnadsdata för olika energilager och jämförelse med formlerna i denna rapport.

Figurer 1 till 15

Bilaga 1. Kommentarer till analysen av kostnaden för olika typer av lager.

Bilaga 2. Beräkning av kostnad för energilagring för ett typiskt fjärrvärmesystem.

ROLLEN FÖR OLIKA TYPER AV VÄRMELAGER I SVENSKA ENERGIFÖRSÖRJNINGSSYSTEM

Peter Margen

1. ENERGILAGRINGENS SYFTE OCH TIDSPERSPEKTIV

Effektbehovet på våra fjärrvärme- och blockcentralsystem har utpräglade dygns- och säsongsvariationer (se Figur 1.1 och 1.2) samt starka variationer på grund av varierande väderlek (Figur 1.3). Variationerna försämrar utnyttningen av de dyra baslastresurserna och ökar den dimensionerande effekten för produktions- och distributionsanläggningar. Motsvarande variationer i elbehovet leder till tillgång till billig el under vissa tider. Produktionskällornas tillgängliga effekt varierar dessutom på grund av driftstopp.

Energilager kan laddas med billig energi från under låglastperioder ej helt utnyttjade baslastresurser och urladdas under tider då de ersätter dyrare energi. Genom denna **energisubstitution minskas de rörliga kostnaderna** och oftast även förbrukning av bränsle med begränsad tillgång (såsom olja). De kan användas även för att **kapa topparna i effektbehovet** och därigenom **minska investeringskostnaderna**.

Figur 1.1 och Figur 1.2 visar att säsongsvariationerna är betydligt större än dygnsvariationerna, varför säsongslagring ger betydligt större möjlighet att förbättra utnyttning av baslastresurserna.

Å andra sidan kräver fullständig utjämning av säsongsvariationerna ca 1 000 gånger så stor energilagring förmåga som fullständig utjämning av dygnslagringen. Bara lagertyper med **låga specifika kostnader per kWh** kan sålunda utnyttjas för **säsongslagring**. Olika typer av marklager som gör stora markvolymer tillgängliga med hjälp av begränsade ingrepp i marken - borrhållager, lerlager, akviferer - utgör t ex utmärkta säsongslager.

Dygnslager å andra sidan har ett högt krav beträffande den effekt det måste kunna leverera i förhållande till lagring förmågan, eftersom urladdningstiden är bara omkring 6 fulleffekt timmar mot några 1 000 timmar för rena säsongslager. Bara lagertyper som har en **låg effektberoende kostnadsandel** kan därför komma i fråga som dygnslager. Ståltankar vid atmosfärstryck som inte behöver värmewäxlare mellan tankens vatten och primärsystemet ligger t ex bra till i detta avseende, däremot att borrhållager och lerlager som fordrar många kanaler i marken för att klara effektöverföringen är oanvändbara om de inte kompletteras med en vattenvolym för just dygnslagring funktionen.

Mellantidsvariationer på grund av varierande väderlek eller pannstopp varar ofta mellan något dygn och någon vecka och spelar en roll som ligger mellan rollerna för dygnslagret och säsongslagret.

Ett och samma lager kan ofta uppfylla flera av dessa funktioner - t ex tjänstgöra som ett säsongslager samtidigt som en del av lagring förmågan utnyttjas ett antal gånger varje år för mellantidslagring och en mycket liten del av lagret många gånger per år som dygnslager.

För att kunna belysa värmelagringens roll måste man ta itu med den ekonomiska värderingen. Vad är olika av de här beskrivna funktionerna värda, och hur mycket får sålunda lager kosta per kWh och per kW i olika tillämpningar? Därefter undersöks vad olika lagertyper beräknas kosta.

Först dock en lämplig avgränsning mellan "högtemperaturlager" och "lågtemperaturlager" som ofta gjorts i den svenska redovisningen av lagringsprojekt. Distinktionen mellan dessa har ofta godtyckligt dragits vid ca 50°C. Vi föredrar att definiera ett lågtemperaturlager som ett som **behöver ha en värmepump** för att **ladda ur lagret**, och högtemperaturlager som klarar sig utan sådan värmepump vid urladdning. Anledningen till varför vissa lager bara kan användas vid låga temperaturer är egenskaper av material som ingår - t ex lerans försämrade hållfasthet och stabilitet vid hög temperatur, eller att de får för stora värmeförluster vid höga temperaturer, t ex akviferlager i grusåsar (på grund av vattenkonvektionen) eller borrhålslager av begränsad storek (hög ledningsförmåga av berg). När man dock konstaterat att en värmepump behövs av en av dessa anledningar för att kunna överföra lagrets energi till värmenätet, då har man även starkt begränsat lagrets funktion. Värmepumpen har nämligen en så hög kostnad per kW effekt att kombinationen lager + värmepump blir **oanvändbar som rent dygnslager eller mellantidslager** med de relativt korta sammanlagda urladdningstiderna per år - ca 100 till 400 timmar - dylika lager får. Dessa urladdningstider kommer klart att framgå av diskussionen av dygnslagrens och mellantidslagrens uppgifter i avsnitt 2.3 resp 2.4. Huvudinriktningen för lågtemperaturlager av denna typ blir ofrånkomligt **säsongslagring**, även när det kompletteras med t ex en vattenvolym för

att kunna ha viss sekundär funktion när det gäller korttidslagring. Den delen av den efterföljande diskussionen som berör korttidslagring och mellantidslagring har sålunda intresse primärt för högtemperaturlager.

2. VAD ÄR OLIKA UPPGIFTER FÖR ENERGILAGRET VÄRDA?

2.1 Kapning av effekttoppar

Den maximalt försvarbara investeringen i ett lager som har enbart syftet att kapa effekttoppar kan beräknas ur uttrycket

$$I_M = C_p/H \quad (1)$$

där

C_p = kostnaden för den anläggning som annars behöver klara effekten, t ex pannan, kr/kW

H = effekttoppens varaktighet, i timmar (kWh/kW)

om man antar att de fasta kostnaderna för lagret i procent av investeringen är lika stora som för pannan man ersätter. För att verkligen kunna tillgodoräkna ett lager en minskning i erforderlig panneffekt fordras givetvis att beslut om lagret träffas under tillväxtskedet av värmesystemet, så att en annars nödvändig utbyggnad av panneffekten verkligen kan undvikas.

a) Dygnseffekttopp

Desto kortare varaktigheten, H , desto större blir givetvis värdet av lagret. Vid kapning av dygnstoppar blir t ex H typiskt 6 timmar, vilket med en kostnad för pannan av 420 kr/kW motsvarar en försvarbar investering av $420/6 = 70$ kr/kW lagringsförmåga.

Dygnslasten på fjärrvärmesystem varierar vanligtvis med ca $\pm 14\%$ av dygnsmedelvärdet. Ett lager som utjämnar denna belastning reducerar sålunda det maximala effektbehovet med $14\%/1.14 = \text{drygt } 12\%$. Därigenom kan den erforderliga panneffekten reduceras.

Detta gäller särskilt när lagret introduceras på nya system där panneffektens storlek kan planeras samtidigt med beslutet om införandet av lagret, eller på växande system när beslutet om lagret kan fördröja behovet att införa nya pannor. På befintliga system i jämvikt finns däremot redan tillräckligt stor panneffekt, så att denna fördel av lagring ej kan utnyttjas.

b) Kallårstidstopp

Kapas istället toppen förorsakad av t ex 5 dygns = 120 timmars kallvädersperiod, blir den försvarbara investeringen bara $420/120 = 3.5 \text{ kr/kWh}$ lagringsförmåga. Stora ståltankar klarar lätt kostnads målet 70 kr/kWh, men knappast 3.5 kr/kWh. Därför fordras utvecklingsinsatser angående billigare lager för att möta problemet vid lagring för längre tidsperspektiv.

2.2 Säsongslagring av energi

Den maximalt försvarbara investeringen i ett lager som enbart syftar till att ersätta dyr energi med billigare energi under en annan tidsperiod kan beräknas ur uttrycket

$$I_M = N(c_U - c_L/n)/f \quad (2)$$

där

- N = antal ekvivalent fulla urladdningar per år
 c_U = värdet av urladdningsenergin, kr/kWh
 n = lagrets verkningsgrad, dvs urladdad energi/laddad energi
 c_L = kostnaden av laddningsenergin, kr/kWh
 f = fasta årskostnader för kapital och underhåll som brukdel av investeringen.

Vid enkel årstidslagring blir $N = 1$ så att

$$I_M = (c_U - c_L/n)/f \quad (2a)$$

Figur 2 visar värden av I_M , dvs den maximalt försvarbara investeringen som funktion av c_U (värdet av urladdningsenergin) för olika värden av c_L (kostnaden av laddningsenergin) och två värden av verkningsgraden plottad från denna formel. f har antagits ha värdet 0.088 motsvarande 6 % realränta, 1 % realprisökning/år för bränsle, 20 års livslängd och 0.8 %/år underhåll. Följande tre fall har belysts:

a) laddningsenergin är fri,

dvs $c_L = 0$, vilket t ex är fallet när man har överskott på industriell spillvärme sommartid och redan investerat i de nödvändiga återvinningsanläggningarna på grund av värdet spillvärmens har under vintern. Då kan lagret laddas under sommaren utan att någon extra kostnad uppstår ur national-ekonomisk synpunkt. Företagsekonomiskt kan åtgärden ändå kosta ägaren för lagret någonting om spillvärmens ägs av annan ägare, som då vill dela på den ev vinsten från lagring. Även för sop-

energianläggningar, som disponerar större sopmängder sommartid än det angränsande fjärrvärmesystemet kan utnyttja, blir c_L ofta 0, eftersom kostnaden för den alternativa åtgärden att deponera soporna ofta är lika dyr som transporten till sophöjningsanläggningen och dess rörliga personalkostnad.

Ersätter denna gratisvärme tung eldningsolja som kostar 0.16 kr/kWh, får enligt Figur 2 lagret kosta maximalt 1.8 kr/kWh urladdningsenergi (om lagret inte har några andra ytterligare funktioner). Vi kommer att se senare att det finns lagertyper som klarar denna målsättning.

b) _ _ Laddningsenergin är förhållandevis dyr,

t ex energi från fasta bränslen ($c_L = 0.07$ kr/kWh för kol i 1983 års kostnadsläge).

I detta läge får lagrets verkningsgrad betydelse eftersom den påverkar mängden dyr laddningsenergi. Vid verkningsgraden 1.0 får t ex lagret kosta 1.02 kr/Wh och vid verkningsgraden 0.8 bara 0.83 kr/kWh. Det senare är ett hårt krav.

c) Laddningsenergi i mellanprisklassen

_ _ _ (C_L _ 0.04 kr/kWh) _ _ _ _ _

Exempel på energi i denna prisklass är energi levererad av värmepumpar, värmefaktor 3.0 och elkostnad 0.12 kr/kWh ($0.12/3 = 0.04$ kr/kWh) som utnyttjar kostnadsfri energi, såsom energi från en befintlig anläggning för tillvaratagande av värme från avlopp, industriell spillvärme eller hög omgivningvärme.

Det förutsätts (enligt definitionen för högtemperaturlager som valts i denna utredning) att värme-

pumpen behövs i systemet även utan lager, så att dess kostnad ej behöver beaktas. Detta gäller t ex när värmepumpen under vintern överför energi från källan till värmesystemet direkt, utan lager, parallellt med att energi överförs från lagret till värmesystem utan värmepump.

Ett annat exempel är mottrycksvärme från koleldade kraftverk med de elpriser man kan förvänta sig på det svenska elnätet under mitten av 1990-talet. Stora mottrycksverk förbrukar ca 1.94 kWh värme i bränslet och levererar ca 0.65 kWh el per kW per kWh värme levererad till fjärrvärmenätet, se Tabell 1.

Kostnaden $c_k = 0.07$ kr/kWh gäller för värme levererad vid verkningsgraden 90 % av en kolpanna, varför den tillkommande kostnaden för mottrycksverket blir $0.07 \times 1.94 \times 0.9 = 0.122$ kr/kWh.

Har elenergi ett värde på 0.125 kr/kWh, blir nettokostnaden av laddningsenergi $(0.122 - 0.125 \times 0.65) = 0.04$ kr/kWh.

För denna kostnad av laddningsenergi får ett lager med verkningsgraden 0.8 kosta 1.25 kr/kWh. Ersätts däremot 50 % kol och 50 % olja sjunker den försvarbara investeringen till 0.43 kr/kWh vilket är en orealistiskt låg investering.

Elpriserna på det svenska kraftsystemet förväntas stiga successivt, särskilt om man i framtiden håller fast vid dagens beslut att ta existerande kärnkraftverk ur drift efter en relativt kort drifttid. Då blir laddningsenergin från mottrycks-kraftverk successivt billigare, samtidigt som laddningsenergin från värmepumpar blir dyrare. Sålunda blir till mitten av 90-talet stora värme-

pumpar vanligtvis mera fördelaktigt och efter denna period mottryckskraftverk mera fördelaktigt som laddningskälla för stora lager. Så småningom kan laddningskostnaden från stora mottryckskraftverk till och med bli negativ, dvs när elkostnaden överstiger 0.19 kr/kWh.

d) _ _ _ Några praktiska exempel

Fjärrvärmesystemet i södra Stockholm anslutet till Högdalens sopförbränningsverk är ett exempel på system där **sopenergi** kan lagras från sommar till vinter (Ref 3).

Lagring av **spillvärme** har studerats bl a för Göteborgs fjärrvärmenät, när sommaröverskott från raffinaderiernas spillvärmeåtervinningsanläggningar kan utnyttjas. Värme från avloppsvärme-pumpar vid Rya för samma projekt är ett exempel på årstidslagring av värme i mellanprisklassen, ca 0.04 kr/kWh (Ref 4, 5, 6).

Det finns många **industrier** med spillvärmertilgång utan fjärrvärmenät inom räckhåll. Ofta är då fabriken eget uppvärmningsbehov den viktigste avsättningen. Räcker inte den spillvärme som kan utvinnas under vintern för dessa ändamål, blir årstidslagring klart intressant.

e) _ _ _ Värmekällor för mindre system

De ovannämnda exemplen gäller stora system. Dessa har ofta råd att använda relativt komplicerade anläggningar för baslastproduktion och använder oljepannor för tung olja för spetslast.

I mindre system används idag relativt dyr lättolja i pannor med lägre verkningsgrad, varför värdet av lagrens urladdningsenergi är större än i de stora

systemen. Å andra sidan använder de mindre systemen ej de mest sofistikerade baslastproduktionsresurserna, t ex mottrycks kraftverk eller sopförbränningspannor. Kvarstår många av de övriga möjligheterna, t ex enklare pannor för (ofta förädlade) fasta bränslen, mindre värmepumpar som hämtar värme från avloppsvatten, industriell spillvärme eller omgivningen och som vintertid (precis som i de stora systemen) har en uppgift att fylla även utan lager, samt direkt industriell spillvärme vid hög temperatur. De förädlade fasta bränslena (pellets, renat kolpulver m m) är dyrare än fasta bränslen för de stora systemen, vilket motverkar det ökade värdet av urladdningsenergin och ger i stort sett samma totala motiverade investering per kWh lagringsförmåga som i stora system, se Tabell 2, punkt 5. I de övriga här citerade fallen blir dock laddningsenergin nästan lika billig för stora system, vilket leder till en viss ökning i den motiverade investeringen per kWh (Tabell 2, punkt 4). Ökningen motverkas i viss mån av ökade värmeförluster.

I vissa fall kan bostadsområden få gynnsammare lån för investeringar i energisystem än stora fjärrvärmeleverantörer, vilket då ökar den ur privatekonomisk synpunkt motiverade investeringen per kWh.

f) _ _ _ Alternativ till lagring

I det ovannämnda exemplet har lagret antagits inbespara olja. Givetvis finns även andra sätt att spara olja som bör jämföras med lagring. I system som har pannor för fasta bränslen är ett alternativ att utöka effekten av fastbränslepannorna med beloppet ΔP så att de ersätter lika mycket olja.

Vad som bör göras i detta fall är att optimera effekten av fastbränslepannorna först med lager och sedan utan lager. Därefter jämförs de båda systemen. Förutsatt att man hamnat någorlunda nära den optimala effekten spelar dock mindre avvikelser i fastbränsleeffekten från de optimala värdena liten roll för resultatet, eftersom dylika "optima" är relativt flacka.

På motsvarande sätt måste ett system där en värmepump används för att ladda ett lager från t ex omgivningens värme jämföras med ett system där omgivningens värmen används utan lager. I det senare fallet arbetar värmepumpen med en betydligt lägre förångningstemperatur under vintern än i system med lager, vilket leder till en väsentligt större investeringskostnad för värmepumpen och ett större elbehov under vintern då el är dyr. De extra kostnaderna härför är ofta större än kostnaden för ett lager.

2.3 Dygnslagring av energi

Den heldragna kurva 1 i Figur 3 representerar varaktigheten av dygnets medeleffekt under året. De streckade kurvorna visar varaktigheten av dygnets största resp minsta effekt. De superponerade variationerna under ett dygn är representerade schematiskt genom triangulära toppar och dalar i kurva 2, med en maximal avvikelse ΔP_d från kurva 1. De korssektionerade delarna av "dalarna" i belastningen representerar billig baslastenergi som inte kan utnyttjas utan lager, men som kan laddas till lagret när ett sådant finns. Motsvarande energimängder kan laddas ur varje dygn under dagtid för att kapa motsvarande delar av topparna.

Vid punkt A i mitten av figuren kan hela dalen laddas och hela toppen urladdas. Om belastningen varierar med $\pm 14\%$, ökas denna dag den utnyttj-

ningsbara andelen basenergi med $\Delta P_d \times 24 \text{ h}/4$, där $\Delta P_d = 0.14 P_b$. Storleken av besparingen avtar dock kvadratisk vid minskningen av delen av toppen som kan kapas, så att för hela tidsperioden ΔT_d under vilken toppar kan kapas blir den sammanlagda energisubstitutionen,

$$\Delta Q_d = \Delta P_d \Delta T_d / (4 \times 3) = \Delta P_d \Delta T_d / 12 \quad (3)$$

där $\Delta P_d = 0.14 P_b$.

Tiden ΔT_d kan erhållas från gradienten $\tan \alpha$ i varaktighetskurvan (Figur 3), dvs

$$\Delta T_d = 2 \Delta P_d / \tan \alpha \quad (4)$$

Totalt erhålls sålunda

$$\begin{aligned} \Delta Q_d &= (\Delta P_d)^2 / 6 \tan \alpha \\ &= 0.14^2 P_b^2 / 6 \tan \alpha \end{aligned} \quad (5)$$

Numeriska resultat baserade på Figur 3 redovisas i Tabell 3.

För en baslasteffekt, P_d som ligger mellan 30 % och 60 % av systemets maximala simultaneffektbehov, blir ΔT_d enligt denna tabell mellan 1 000 och 1 800 timmar, dvs mellan ca 40 och 76 dygn. Ett lager dimensionerat för det maximala dygnsbehovet, $0.14 P_d \times 6 \text{ h}$ kan sålunda ladda ur en energimängd som motsvarar mellan 40/3 och 76/3 fulla urladdningar, dvs omsätts 13 à 25 gånger per år.

Värmeförlusten under en dygnscykel kan ofta försummas. Den maximala försvarbara investeringen kan sålunda framräknas från Figur 2 genom att multiplicera värdena från figuren för $\eta = 1$ med antalet omladdningar. Laddas lagret med kol t ex 20 gånger

årligen blir sålunda den maximalt motiverade investeringen $20 \times 1.02 = \text{ca } 20 \text{ kr/kWh}$. Detta klarar en stålackumulator med god marginal som vi skall se.

Den totala omsatta energimängden för året ligger dock bara vid i storleksordningen 0.3 % av systemets årliga energibehov, se Tabell 3, punkt 7. Ökningen i värdet av ett säsongslager som därutöver används för dygnslagring är därför måttlig - t ex 0.6 kr/kWh om säsongslagret är dimensionerat för 10 % av systemets årsenergibehov och dygnslagringsbehovet är ca 0.3 % av årsbehovet.

2.4 Mellantidslagring av energi

a) _ _ _ på grund av belastningsvariationer

Figur 1.3 visar att de stokastiska variationerna i belastningen på grund av varierande väderlek är betydligt större än dygnsvariationerna - med toppar som kan uppgå till 60 % av effekten för den utslätade kurvan. Relativt få av variationerna är dock så stora. Om vi antar att variationerna kan representeras genom en ekvivalent kurva av typ Figur 3 med triangulära variationer med en maximal avvikelse av x % av belastningen, kan ekv 4 användas för att beräkna energisubstitutionen, dock med $\Delta P_m = x P_b$ istället för $0.14 P_b$.

$$Q_m = x^2 P_b^2 / 6 \tan \quad (6)$$

En mera noggrann beräkning kan göras med hjälp av dataprogram - t ex Studsviks dataprogram Treat. För belastningsvariationerna i Figur 1.3 som motsvarar belastningen på Stockholms fjärrvärmenät 1979, ger dataprogrammet bra överensstämmelse med ekv 6 inom ett område $0.3 > P_b > 0.55$ (enligt en undersökning utförd av Scandenergy - ett dotterföretag till Studsvik) om x sätts till 0.25.

Detta innebär i princip att energisubstitutionen på grund av "mellantidsbelastningsvariationer" är $(0.25/0.14)^2 = 3.2$ gånger så stor som energisubstitutionen på grund av dygnsvariationerna inom giltighetsområdet av ekvationen.

b) _ _ _ Avställning_av baslastenheten

Pannor, spillvärmeanläggningar eller mottrycks-kraftverk som skall ladda lagret har planerade och oplanerade avställningar. Finns bara en enda baslastenhet så måste under dessa avställningstider den nästa produktionsenheten i rangordningen av rörliga kostnader användas istället. Den planerade underhållsavställningen kan visserligen planeras under sommaren då värmebehovet är lågt, men leder ändå till relativt stor merförbrukning av dyrt bränsle. Typiskt räknar man med ca 3 veckors sommaravställning för pannor och 4 veckor för mottryckskraftverk. Oplanerade avställningar upptar i storleksordningen 5 % av den önskade drifttiden.

Även bortsett från underhållsbehovet kan det finnas anledning att avställa baslastenheten under 4 à 8 sommarveckor om sommarlasten är så låg i förhållande till baslastenhetens fulleffekt, att driften medför låg verkningsgrad.

För belastningskurvan, Figur 4, kapar man ca 1.8 % av årsenergin genom 3 veckors sommaravställningar av baslastenheten och 4.5 % genom oplanerade avställningar. Med hjälp av ett säsongslager, som dessutom används för laddning och urladdning i kortare tidsperspektiv, kan den delen av denna energi som inte infaller under den ordinarie urladdningsperioden och sommaravställningen, (1.8 % + 1.5 % = 3.3 %) levereras genom baslastenergi. Har säsongslagret en lagringsförmåga av 5 %, resp 10 %, av systemets årsenergibehov, ökar

lagring i mellantidsperspektiv lagrets **omsättning** med en faktor **1.66** resp **1.33**. Eftersom värmeförlusterna inte påverkas av det faktum att lagret används mer än en gång per år ökar dessutom verkningsgraden. För alternativet med en kolpanna får t ex ett magasin som utnyttjas 1.66 gånger per år en verkningsgrad på 89 % istället för 80 % och en försvarbar investering på **1.50 kr/kWh** istället för **0.83 kr/kWh**.

För att kunna utnyttja denna möjlighet fordras dock att lagret kan leverera stora effekter - i gränsfallet hela effekten på baslastenheten. Detta ställer högra krav på utrustningen t ex värmväxlarna, pumpar och ledningar, och medför vanligtvis påtagliga merkostnader. För vissa typer av lager, som borrhållslager eller lerlager där värme överförs till marken genom kanaler, kan man knappast få så hög effektöverföringsförmåga om inte lagret kompletteras med ett lämpligt dimensionerat korttidslager.

Antag t ex att ett driftstopp varar i 50 timmar och att baslastenheten har en effekt motsvarande 10 % av systemets maximala effektbehov, enligt Figur 4. Då måste $0.4 \times 50/2700 = 0.74$ % av årsenergibehovet kunna laddas ur under kort tid.

När det finns flera baslastenheter på systemet kan dessa agera som reserv för varandra, varför lagrets roll i mellantidsperspektivet minskar. Ersättningen för sommaravställningar bortfaller helt. Ersättningen för oplanerade driftstopp halveras vid en ökning från en till två baslastenheter, eftersom någon ersättning inte är aktuell när belastningen är mindre än den en panna klarar. Då blir i de ovan angivna exemplen ökningen av baslastenergianvändningen bara ca $1.5\%/2 = 0.75$ % mot 3.3 % för ett system med bara en baslastenhet.

3. TOTALA VÄRDET AV LAGRING

För att illustrera betydelsen av lagring i mellantidsperspektivet enligt diskussionen i avsnitt 2.4 har i Figur 5 urladdningsenergin för säsongslagring och mellantidslagring sammanlagt redovisats som funktion av lagrets relativa storlek i förhållandet till systemets årsenergibehov. Två av kurvorna visar den årliga urladdningsenergin som procent av systemets årsenergibehov för system med 1 resp 2 baslastpannor, och de övriga två visar antalet omsättningar för lagret. Urladdning på grund av dygnslagring är ej medräknad i dessa kurvor, eftersom vi antagit att man i den händelse man inte investerar i det stora lagret skaffar en ståltank som dygnsackumulator. Beräkningsgången framgår av Tabell 4.

Kurvorna visar klart att små lager utnyttjas mer effektivt än stora, men att stora lager totalt sett omsätter mera energi och sålunda sparar mera dyrt bränsle.

I Figur 6 har informationen från Figur 5 utnyttjats för att beräkna den maximalt motiverade investeringen i lagret per kWh lagringsförmåga för följande fall

Långstreckade kurvor:

för ett system med "fri" laddningsenergi från spillvärme med en resp två spillvärmeproduktionsenheter,

Kortstreckade kurvor:

för ett system med laddningsenergi från en resp två kolpannor,

Som synes är de motiverade investeringarna per kWh stora - särskilt för "underdimensionerade" lager,

dvs lager där man avsiktligt minskat säsongslagringsförmågan för att öka antalet omsättningar med mellantidslagringens hjälp. Dock tenderar sådana lager även att vara dyrare per kWh än rena säsongslager som vi skall se.

4. HUR KLARAR OLIKA LAGERTYPER DE FRAMRÄKNADE KOSTNADSMÅLEN?

Innan vi försöker att kvantitativt illustrera hur vissa lagertyper klarar de uppsatta kostnadsmålen kan några allmänna kommentarer beträffande olika lagertypers egenskaper vara på sin plats.

4.1 Allmänna egenskaper av olika lagertyper

De typer av lager som bearbetas i Sverige faller mera allmänt i följande tre grupper:

- 1) Lager där en volym **vatten** (eller vatten och stenblock) är inslutna inom ett skal och utgör lagringsmediet. Till dessa hör ståltankar, vattenfyllda och blockfyllda bergrum och berggropar och jordgropar, se Figur 7. Som grupp har de goda termiska egenskaper, t ex god temperaturskiktningförmåga, hög effektuttagningsförmåga, god temperaturdegradering mellan laddning och urladdning, men förhållandevis hög specifik kostnad. Därför passar de bäst för korttids- och mellantidslagring, även om de i vissa fall även kan användas för säsongslagring, och fordrar dessutom relativt högt temperatursving, ΔT .

Inom gruppen har ståltankar och jordgropar de lägsta kostnaderna och lägsta värmeförlusten vid små enheter (de är de enda som kan isoleras) och är vanligtvis de enda som kan användas som rena dygnslager. Samtliga kan användas som högtemperaturlager, dock med vissa maximitemperaturer, sär-

skilt för jordgropslagret där tätningmembranet utgör begränsningen (ca 90°C för närvarande).

- 2) Lagertyper där själva **marken** utgör lagringsmediet, som värms och kyls genom djupa vertikalkanaler (borrhålsлагret resp lerlagret, se Figur 8.1 resp 8.2) eller där vatten injekteras genom brunnar i porösa skikt (akviferlagret, se Figur 9.1).

I lagren med vertikala kanaler leder den stora volymen mark per m kanal till låga kostnader per m³ - omkring 10 kr/m³ vid låg temperatur, exklusive hjälputrustning och markberedning, något mera vid hög temperatur.

En fjärde variant av marklager, som man börjat studera inom en CTH-grupp, är det s k "HYDROCK-lagret". Det består av ett centralt borrhål för inmatning av vatten, några perifera hål för utmatning (eller vice versa), och ett antal ungefär horisontella sprickor för det radiella vattenflödet mellan dessa borrhål (Figur 9.2). Sprickorna induceras genom lokala hydrauliska övertryck - så kallad "hydraulisk spräckning". Klarar man uppgiften att inducera sprickorna där man vill och att få en jämn sprickvidd, kan detta bli ett effektivt och billigt lager. Dock återstår åtskilligt utvecklingsarbete innan dessa frågor kan noggrant bedömas (Ref 14, 15).

Alla varianter av typen 2) har mycket låga kostnader per kWh vid tillämpning till ren säsongslagring i lämplig mark, och passar därför bra för rena säsongslager. Borrhålsлагret kan användas såväl för höga som för låga temperaturer. Även relativt små temperatursving kan användas utan att kostnaderna överstiger de tidigare definierade kostnadsmålen.

Marklagren har däremot svårt att klara stora effektuttag och är även ur andra tekniska synpunkter mindre flexibla än vattenlagren - t ex sämre ur temperaturskiktningssynpunkt.

- 3) **Kombinationslager** där man försöker utnyttja ett marklager för säsongslagringsfunktionen och ett vattenlager för korttids- och mellantidsfunktionen. Ett borrhållager med vattentunnlar (Figur 10) är ett exempel av denna typ där dessutom tunnlar även har en funktion vid själva byggandet av borrhållsdelen av lagret. Vid sådana lagertyper kan förhållandet volym mark:volym vatten anpassas till det krav som ställs på lagret av säsongslagrings- och mellanlagringsuppgifterna.

4.2 Jämförelse mellan olika lagertyper för höga temperaturer

4.2.1 _ _Kostnadsfunktioner

För att kunna bedöma hur väl olika typer av lager passar för olika uppgifter behövs uttryck som relaterar investeringskostnaden, I , till de viktigaste egenskaperna som fordras för konkurrenskraft - dvs särkostnad per kWh lagrad energi, särkostnad per kW effekt och inverkan av lagrets storlek. Vill man dessutom ha ett relativt enkelt uttryck är följande formel lämplig i de flesta fall - om än över ett begränsat storleksområde:

$$I = A + BP + CV \quad (7)$$

där

$V =$ lagrets volym, m^3

$P =$ maximal effekt lagret kan överföra under definierade förhållanden (t ex max temperaturdegradering), kW

$A, B, C =$ konstanter för en given lagertyp, vars storlek dock i vissa fall kan påverkas av andra parametrar, t ex avstånd mellan kanalerna när det gäller borrhållslager och lerlager.

Att volymkomponenten, CV, är viktig beror på att de flesta lagertyper har stora kostnadsposter som är direkt proportionella mot volymen, t ex mängden stål i ståltanken vid atmosfärstryck dimensionerade för ett visst statiskt tryck, sprängnings- och urladdningskostnaderna för bergrum, urgrävningens kostnader för jordgrop, och kostnader för borrhning och kanalerna i borrhålslager och lerlager - dock bara för givet avstånd mellan kanalerna.

Den initiala kostnaden, A, beror på att man för många lager måste göra vissa förberedelsearbeten hur litet än lagret blir - t ex tillfartstunnlar och geotekniska förundersökningar för bergrum eller borrhålslager med vattentunnlar. Det är givetvis inte korrekt att denna kostnad är helt konstant - för mycket små lager lönar det sig att minska bredden av tillfartstunnlarna trots ökade urlastningstider, men över en viss minimumstorlek kan A betraktas som konstant. För andra lagertyper som ståltankar eller jordgrop är denna post mera ett uttryck för att vissa kostnadsposter ej varierar direkt med volymen, men istället med en lägre potens av volymen, t ex poster som är beroende av lagrets yta såsom kostnaden för isolering, tätande membran m m . Detta kan över ett begränsat storleksområde beaktas genom kostnadsposten A.

Den effektberoende kostnaden, BP, representerar kostnaden för värmeväxlare (där sådana behövs), pumpar, rörledningar, vattenfördelningssystem m m. Även dessa komponenter är inte i verkligheten exakt proportionella mot effekten, eftersom rörledningar blir billigare per kW vid ökande effekt, men denna tendens kan i viss utsträckning beaktas genom initialkostnadskomponenten, A.

För vissa lagertyper, såsom borrhålslager med tunnlar, måste inom volymdelen, borrhålsdelen och tunneldelen behandlas separat.

Det är givet att ett uttryck av denna typ bara är tillämbart över ett visst storleksområde. I Tabell 6, där vi försökt sätta upp ekvationer av denna typ för ett antal olika högtemperaturlager har vi därför angivit vissa korrektioner till A och B för lager som faller utanför detta storleksområde.

I Bilaga 1 har vi analyserat kostnaden för ett antal byggda och projekterade lager och jämfört med kostnaderna som formeln ger. Ett antal exempel sammanfattas i Tabell 7. Underlaget är givetvis bäst för lagertyper där man har erfarenhet från byggandet av ett eller flera relativt stora lager och därutöver projektering av andra - t ex stål-tankar (Värtan, Uppsala m fl), bergrum (Lyckebo för 100 000 m³ samt ett projekterat lager för 530 000 m³), lerlager (Sunclay, 85 000 m³ och Kullavik, byggda, Karl Staffsgatan, projekterat). Även för borrhålslager har man fått ett gott underlag genom ett större antal lågtemperaturlager som projekterats, offererats och i två fall beställts utöver de byggda demonstrationsprojekten Sigtuna (15 000 m³, låg temperatur) och Luleå (100 000 m³, hög temperatur). Därutöver har stora borrhålslager med vattentunnlar (2 à 3 miljoner m³) projekterats för flera tillämpningar (Göteborg, Högdalen m fl).

När det gäller jordgropar har två mindre lager byggts i Studsvik (Ref 8) och Danmark (Ref 9), och kostnader för stora lager beräknats i flera arbeten där olika företag varit inblandade (Ref 19, 20). Akviferlager har inte byggts i Sverige hittills, men man har projekterat sådana t ex för

Hedemora, och eftersom tekniken ligger relativt nära den som man använder i annan vattenhanteringsteknik anses hyggligt bedömningsunderlag föreligga.

Även när det gäller blockfyllda bergrum finns inte direkt erfarenhet från byggda projekt, varför man måste lita till översättning av erfarenhet från ett annat område - gruvtekniken - för att få underlag. På det sättet har man fått underlag för kostnadsberäkningen för ett projekterat lager rapporterat i litteraturen (Göteborg), Ref 4).

Denna korta beskrivning visar att underlagets kvalitet varierar för olika typer av lager men torde ändå vara tillräckligt för att medge en belysning av kostnadstrenden. Jämförelsen mellan kostnaden för de olika byggda och projekterade anläggningarna (uppdaterat till 1983) och de kostnader som formeln i Tabell 6 ger (se punkt 16 i tabellen) visar att vi lagt formeln så att den vanligtvis ger några procent lägre kostnad än för de byggda eller projekterade projekten. Anledningen är att man i de flesta fall har viss möjlighet kvar att genom erfarenheter från de första projekten, framsteg eller konkurrens, få viss kostnadssänkning i kommande generationer av lager. Eftersom vi dock stannat vid bara några % kostnadsreduktion är detta antagande ej väsentligt för slutsatserna.

För att sedan översätta kostnaderna till en kostnad per lagrad energienhet måste man utöver den totala kostnaden för lagren även beakta lagermaterialets specifika värme per volymandel och känna till temperatursvinget ΔT som utnyttjas för lagringsmaterialet. Denna påverkas såväl av systemets egenskaper som av optimeringen och lagertypen.

För att underlätta en jämförelse har i Tabell 6 ett exempel belysts som är relativt representativt för svenska fjärrvärmenät. Skillnaden ΔT_V mellan temperaturen på framledningsvatten tillgängligt för laddning och returledningsvatten tillgängligt för urladdning har satts till 50°C , motsvarande t ex 100°C framlednings- och 50°C returlednings-temperatur. Sedan har för olika typer av lager ΔT beräknats som en brukdel av ΔT_V där ΔT representerar det verkliga temperatursvinget lagringsmaterial utsetts för. För ståltankarna utan värmväxlare blir $\Delta T = \Delta T_V$ så länge framledningstemperaturen ligger några grader under 100°C , så att man inte överstiger gränsen satt av atmosfärstrycket, eftersom man då kan fylla tanken med framledningsvatten i laddat tillstånd och returvattnet i urladdat tillstånd. Eftersom vi antog 100°C framledningstemperatur sattes ΔT något lägre än ΔT_V , dvs 46°C motsvarande 96°C laddningstemperatur. För berggrum som fordrar värmväxlare begränsas $\Delta T / \Delta T_V$ till ca 0.92 på grund av temperaturskillnader i värmväxlaren (vid den antagna storleken på värmväxlaren) och för jordgropar sjunker den ytterligare till ca 0.64 om den maximala tillåtbara temperaturen begränsas av fodermaterial.

För borrhålslagret är värdet ca 0.78 på grund av de temperaturskillnader som fordras mellan vattnet i kanalerna och berget vid laddning och urladdning vid den dimensionering som t ex valts för Göteborgslagret, men påverkas i praktiken även av avståndet mellan borrhålen och laddnings- och urladdningstiden (ökat avstånd och minskad tid minskar $\Delta T / \Delta T_V$).

Slutresultatet av Tabell 6 är en kostnadsfunktion med komponenter proportionell mot lagrad energi, överförd effekt och en konstant del för olika

lagertyper. Värdena gäller för den aktuella tillämpningen till ett fjärrvärmesystem med $\Delta T_v = 50^\circ\text{C}$. Reservationerna beträffande giltighetsområdet av uttrycken får givetvis beaktas vid tillämpningen.

4.2.2 Kostnadsjämförelse vid tillämpning till _ _ _ _ _ 1_000_GWh/år-system _ _ _ _ _

I Figur 11 resp 12 visas resultatet av tillämpningen av metodiken i Tabell 6 till ett lager med varierande storlek för ett system med 1 000 GWh/energibehov för en resp två baslastpannor. Bilaga 2 innehåller de tabulerade beräkningarna.

Figuren visar att ståltanken är den billigaste för rena dygnslager (15 à 30 omsättningar/år) där just frånvaron av värmeväxlaren fäller utslaget och jordgropen inom mellanlagringsområdet (5 till 10 omladdningar per år). Skillnaderna i kostnader mellan dessa två lagertyper är dock begränsade, varför geotekniska förhållanden m m kan avgöra valet i det aktuella storleksområdet, 0.1 till 2.5 GWh, motsvarande ca 2 000 till 40 000 m³ volym.

För större lagringsbehov än ca 2.5 GWh slår den relativt höga volymberoende kostnaden igenom för dessa lagertyper, varför borrhålslager kompletterade med vattentunnlar blir billigare.

Bergrummen fyllda med vatten eller stenblock och vatten blir i dessa figurer utkonkurrerade av ståltankar och jordgropar för de mindre lagerstorlekarna och av borrhålslager plus vattentunnlar för de större lagren. Anledningen är att kostnaden för tillfartstunnlarna m m - 4 à 5 Mkr - är så hög att lagret måste vara stort för att reducera denna post per m³ lagervolym eller kWh till ett accepta-

belt värde. För stora volymer däremot blir berg-
rummen utkonkurrerade av borrhålslagren.

Det bör dock sägas att denna slutsats gäller för
de antaganden för vilka figurerna ritats. Dessa
antaganden premierar inte bergrumslager för deras
bättre egenskaper när det gäller temperaturdegra-
dering av energin (dvs minskningen av temperaturen
vid vilken energin laddas ur i förhållande till
inladdning), vilket ju inte har någon betydelse
när energikällan är okänslig för temperatur - t ex
en sopförbränningspanna eller kolpanna eller hög-
temperatur-spillvärme, men har viss betydelse när
energikällan är t ex en värmepump vars värmefaktor
påverkas, eller ett mottryckskraftverk med flera
kondensorsteg. Dessutom kan resultaten påverkas av
den antagna disponibla tiden för laddning resp
urladdning, varvid en förkortning av dessa tider
bestraffar borrhålslagret och därigenom förskjuter
jämförelsen.

Ändå gäller den allmänna trenden som figurerna
åskådliggör nämligen att bergrumslager är hårt
inklända mellan ståltankar och jordgropar å ena
sidan (mindre lager) och borrhålslager plus kort-
tidslager med vatten (större lager) å andra sidan.

Figur 13 visar den kapitaliserade vinsten som
uppnås för den bästa typen av lager för dessa
fall. Det syns klart att lagring är ekonomiskt
över hela området av relativa lagerstorlekar samt
att de största lagren även ger största beräknad
kapitaliserad vinst.

Figur 14 visar motsvarande pay-off tider, dvs
förhållandet mellan investeringskostnaden och re-
duktionen i den årliga driftkostnaden, exklusive
underhåll. Tiderna är mycket korta överlag - 1.2 à

2 år vid användning av fri spillvärme som laddningskälla och 2 à 7 år vid användning av kol. Givetvis kan dessa resultat påverkas av lokala förhållanden, t ex bli längre om det fordras relativt långa anslutningsledningar till lagret.

4.2.3 _ _Inverkan av systemets storlek

I Figur 15 har vi redovisat motsvarande resultat för ett system med bara 100 GWh/år energibehov, motsvarande ett maximalt effektbehov kallaste dag på ca 37 MW. Eftersom effektbehovet är mindre på dessa system får ståltanken ej full utdelning för sin låga effektkostnad (avsaknad av värmeväxlaren), varför jordgropsmagansinet ger den lägsta kostnaden upp till ca 1 GWh/år (25 000 m³). För lager för mera än 1 GWh ger borrhålslager, kompletterat med en ståltank för korttidslagring, den lägsta kostnaden.

För mycket stora system, t ex 2 000 à 4 000 GWh/år (motsvarande 740 à 1 500 MW max effektbehov), kan bergrum få en begränsad nisch mellan ståltankar och jordgropar och mellantidslagring, dvs omkring 8 omsättningar per år, eftersom detta fordrar relativt stora lager, dvs 5 à 12 GWh/år motsvarande 100 000 à 600 000 m³ för bergrum. Då har man råd med tillfartstunnlarna och inget pressande behov för en borrhålsdel.

För lager med 1 à ca 12 GWh/år laddningsförmåga ger borrhålslager kompletterade med ståltankar som korttidslagring den lägsta kostnaden för system av denna storlek. Ståltanken är då så liten att den medför en begränsad merkostnad, och den undviker kostnaden för tillfartstunnlar i ett borrhålslager med tunnlar.

För de största lagren på detta system > 12 GWh blir dock åter borrhålslager med tunnlar de billigaste lagren, eftersom dessa har en lägre volymberoende kostnad än ett borrhålslager borrarat från marknivå. Anledningen är att man undviker foderör, borrar genom mer homogent berg, kan utnyttja hela borrhålslängden för värmeöverföring (istället för bara delen ovanför grundvattennivån), minskar kostnaderna för markberedning och utnyttjar tunnlar som returvattensystem. I praktiken finns osäkerhet angående den exakta storlek där borrhålslagret med tunnlar blir billigare än borrhålslager kompletterat med ståltank eller grop, eftersom skillnaderna är små och kan påverkas av de lokala förhållandena.

Borrhålslager kompletterat med ståltankar undersöktes även för det större systemet med 1 000 GWh årsenergibehov. På detta system blev dock ståltankarna så stora att varianten blev dyrare än borrhålslager med tunnlar. (Se Bilaga 2 och Tabell 2.5).

Allmänt kan sägas om Figurerna 11 till 15 att den beräkningsmetodik som är beskriven i Tabell 5, 6 och Bilaga 2, använder vissa schabloner, t ex att värmeförlusterna är 25 % av lagrets urladdningsförmåga. Detta stämmer för olika berglager av medelstorlek, men är optimistiskt för de minsta lagren och pessimistiskt för de största. Antagandet har mycket liten praktisk betydelse för figurerna, eftersom de minsta lagren har så många omsättningar att värmeförlusten uttryckt per kWh urladdat per år ändå blir liten. Syftet med figurerna är att illustrera allmänna trender snarare än att ge mycket noggranna numeriska resultat.

5. LÅGTEMPERATURLAGER OCH DERAS EKONOMI

5.1 Typ av lager

Lager används vid låga temperaturer antingen därför att lagringsmaterialet - t ex lera - inte tål höga temperaturer eller att värmeförlusterna blir för höga när höga temperaturer används. Det senare är fallet för akviferlager i typiska grusåsar, där konvektionsströmmar i vattnet leder till höga procentuella värmeförluster vid höga temperaturer även vid mycket stora volymer, för borrhålslager i mellanstorlek, t ex mindre än några 100 000 m³ och för små lerlager - mindre än ca 10 000 m³ - eftersom lera har lägre värmeledningsförmåga och högre volymetrisk specifik värme än berg.

Det faktum att lagret används vid låg temperatur begränsar det maximala temperatursvinget ΔT för lagringsmaterialet och utesluter sålunda lagertyper som har en hög specifik kostnad per m³, eftersom dessa fordrar ett högt temperatursving för att få låga kostnader per kWh. Denna egenskap förstärks av det faktum att dylika lagertyper måste ha en värmepump för att kunna överföra energin från lagret till värmesystemet. Dess höga effektberoende kostnad innebär att lagret måste kunna laddas ur under en lång tid varje år för att få ett måttligt bidrag till kostnaden per kWh. Detta **utesluter användning av lågtemperaturlager med dygns- eller mellantidslagring som huvuduppgift.** Huvuduppgiften blir istället **säsongslagring.**

Användning som säsongslager samt begränsningen i temperatursvinget ΔT medför i kombination att bara lager med mycket låga kostnader per m³ kan komma ifråga.

Detta inskränker valet till -

- 1) Borrhålslager
- 2) Lerlager
- 3) Lager i torv
- 4) Akviferlager,

varvid de första tre i huvudsak använder vertikala kanalar för att överföra energin till och från marken.

Av dessa typer har 1) den största potentialen vad beträffar förekomsten av lämplig geologi; även 2) och 4) har relativt frekventa förekomster, däremot att torv av lämplig beskaffenhet inte ofta förekommer nära befolkningscentra och energikällor. Dessa frågor diskuteras i Ref 23, 24 och 25.

5.2 Motiverad investering: några exempel

För att få ett begrepp om vad ett dyligt lager inklusive värmepump maximalt får kosta, kan vi ta följande förenklade exempel:

Antag att systemet används för att ersätta lätt olja för flerfamiljshus vid en kostnad av 0.32 kr/kW, att man använder sommarel som kostar 18 öre/kWh som drivenergi för en värmepump med värmefaktor 3.0 och att lagret har en verkningsgrad av 80 %. För $f = 0.088$ får då lagret kosta

$$\left[0.32 - 0.18/(3 \times 0.80)\right]/0.088 = 2.8 \text{ kr/kWh.}$$

I denna analys antas att elenergin som fordras vintertid för att urladda lagret kostar lika mycket som oljan den ersätter, vilket är rimligt med de relativt höga elpriser som gäller under vintern.

5.3 Erforderlig investering

Borrhålslager kostar typiskt 15 kr/m^3 vid låga temperaturer exklusive hjälpsystem och har en specifik värme på ca $0.64 \text{ kWh/m}^3\text{°C}$. Används ett temperatursving på 23°C blir den specifika kostnaden $15/(0.64 \times 23) = 1.0 \text{ kr/kWh}$.

Lerlager i ca 35 m djupa lerkörtlar kostar ca 12 kr/m^3 (att döma av tre något olika uppgifter i Tabell 7 kol 6.1 och 6.2) och har en specifik värme på 0.9 à $1.0 \text{ kWh/m}^3\text{°C}$. Kostnaden fördubblas vid en minskning av djupet till 12 à 15 m. Sålunda har vid $\Delta T = 15\text{°C}$ lerlager kostnader mellan $12/(1 \times 15) = 0.8 \text{ kr/kWh}$ och $24/(0.9 \times 15) = 1.8 \text{ kr/kWh}$.

Till dessa kostnader måste man lägga den ekvivalenta kostnaden för enerikollektorn, värmepumpen, rörledningarna och elanslutning - typiskt ca $2\,000 \text{ kr/kW}$ vid ett luftbatteri som energikollektor. Har värmepumpen en utnyttjningstid under urladdning av $3\,000 \text{ h/år}$ och medför fasta årskostnader av $0.126/\text{år}$ av investeringen* mot $0.088/\text{år}$ för lagret som har större livslängd och lägre underhållskostnader, bidrar värmepumpen med $(2\,000 \text{ kr/kW})/(3\,000 \text{ h/år}) \times 0.126/0.088 = 1.0 \text{ kr/kWh}$. Totalt blir den ekvivalenta kostnaden av lagret plus värmepump sålunda mellan 1.8 och 2.8 kr/kW för de ovan berörda exemplen. Detta ligger under eller lika med den maximalt försvarbara investeringen.

Exemplen visar att dylika system kan bli lönsamma. I vissa fall blir lönsamheten betydligt bättre än så, t ex när energikollektorn består av kylboxar i en stormarknad så att dess kostnad bortfaller och

* 15 års livslängd, 6 % realränta, 1 % per år stigande realpriser för olja, 3 % underhåll.

drivenergin redan är betald, eller när den består av rörslingan för en isbana betald genom andra anslag.

Även tillgång till förmånligare lån eller längre avskrivningstider än de som antagits förbättrar ekonomin.

5.4 Finansiering m m

Just innan Bostadsstyrelsens energilån med låg ränta avskaffades den 31 mars 1984 har man för ett antal dylika projekt sökt lån och beräknat en god ekonomi förutsatt att lånen beviljas. I ett annat fall (borrhållager med kylboxar) är den beräknade ekonomin så god att anläggningen beställts av Konsum i Finspång från projektören (Scandenergy) med helt konventionell finansiering utan statligt stöd (annat än BFR-stödet till förstudien).

Dessa exempel ger en indikation över dagsläget. Med ytterligare minskning av kostnader genom erfarenheter och vidareutveckling kommer säkerligen många projekt med lågtemperaturlager att bli lönsamma även utan förmånliga lån.

Det faktum att lågtemperaturlager ofta är mindre än högtemperaturlager gör det även lättare att få fram beslut angående investeringen.

6. SLUTORD

Denna undersökning visar att värmekällor av många slag - spillvärme, sopor, fasta bränslen, mottrycksvärme, naturvärme - lämpar sig väl för säsongslagring, och att flera typer av lager kan möta de kostnadskrav som ställs för god ekonomi.

För högttemperaturlager förbättras dock ekonomin vanligtvis i betydande grad om lagren utformas så att de även kan utnyttjas för mellantidslagring och dygnslagring.

Ekonomin för högttemperaturlager är förvånansvärt god, uttryckt som återbetalningstid, särskilt för stora system, eller när det gäller lager med fler omsättningar, även mellanstora och mindre system. Även lågttemperaturlager har i många fall god eller acceptabel ekonomi och kan tillämpas redan i relativt små system, vilket underlättar besluten. Redan nu har system beställts utan statligt stöd. Sålunda bör tiden för ett mera allmänt kommersiellt införande av energilager nu stunda.

Det är viktigt att man väljer rätt typ av lager för varje uppgift och att lagren dimensioneras och utnyttjas optimalt, inte enbart för säsongslagring, utan även för de viktiga kompletteringsuppgifterna av korttidslagring och mellantidslagring.

Trots att undersökningen visar vilken grupp av lagertyp som är mest intressant för givna typer av uppgifter, undviker den inte behovet av att i varje enskilt fall undersöka flera lagertyper som har kostnader relativt nära varandra, eftersom lokala geotekniska förhållanden eller energisystemens speciella egenskaper där ofta kan fälla av görandet.

7. REFERENSER
1. Peter Margen
Ekonomi av värmelagring i berg, jord, lösmassor och vatten.
Kurs i Oslo: "Värmelagring i fjell, lösmassor og vatten, Norske Sivilingeniørers Forening m fl.
Februari 1984.
 2. Peter Margen
Värmelagrets roll i samhället
Nordiskt samarbete om säsongslagring av värme.
NBS-seminarium, oktober 1983, R21:1984.
 3. Peter Margen
Förstudie betr säsongslagring av värme vid Högdalens sopförbränningsverk.
Studsvik/EI-83/65.
 4. Gunnar Nilsson
Lagring av spillvärme i bergrum och borrhållslager i Göteborg.
BFR-projekt 820637-3, april 1984.
 5. Peter Margen och Per Ingre
Sunstorelager för lagring av spillvärme i Göteborg.
Studsvik/EI-82/190.
 6. Peter Margen
Storage of High Temperature Heat in Channelled Rock.
International Conference on Subsurface Heat Storage, Stockholm, June 6-8 1983.
D16:1983.
 7. Bengt Perers, Rutger Roseen
The Experience from the Central Solar Heating Demonstration Plant at Studsvik.
Ibid.
June 1983.
 8. Elisabeth Kjellsson
Lyckeboprojektet.
Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores.
NBS-seminarium, oktober 1983.
R21:1984.
 9. Preben N Hansen, Kurt K Hansen, Vagn Hussig
Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores (Construction and Testing of 500 m³ Store).
Ibid.
 10. Ingvar Bogdanff
Blockfyllda bergrum och berggropar.
BFR-seminarium: Högtemperaturlagring under mark, december 1982.
R104:1983.

11. Bo Nordell
Projekt Luleåvärme.
Seasonal Heat Storage in Underground Warm
Water Stores.
NBS-seminarium, oktober 1983.
R21:1984.
12. Stefan Olsson
Värmelagring i lera, projekt Sunclay och
Kullavik.
Ibid.
13. Olof Andersson
Storskalig värmelagring i torvmarker.
BFR-seminarium "Lagring av värme i mark
vid låg temperatur".
R105:1983.
14. K G Eriksson, S Å Larsson, Ö Haag, CTH
Hydrock - en ny metod att lagra värme i
berg.
Ibid.
15. P Margen, G Hellström, B Nordell, B Åberg,
T Åbyhammar
Hydrock - värmelager i spräckt berg:
systemstudie och ekonomi.
BFR-projekt 830338-8, januari 1984.
16. Central Solar Heating Plants with
Seasonal Storage. Cost Data and Cost
Equations for Heat Storage Concepts.
IEA, Solar Heating and Cooling Programme,
Task VII.
17. Per Ahlström
Personlig kommunikation, april 1984.
18. Hans Hydén
Borrhållager i berg för säsongslagring
av lågtemperaturvärme.
BFR-seminarium: Lagring av värme i mark
vid låg temperatur.
R105:1983.
19. Heimo Zinko et al
Earth Pits for Large Scale Central Solar
Heat Applications.
International Conference on Subsurface
Heat Storage, Stockholm, June 6-8 1983.
D16:1983.
20. P Margen, A Wesslén, L Engvall, C Ström,
Per Axenborg
Stora solvärmesystem: geoteknik, områdes-
planering, ekonomi.
R20:1982.

21. PC Karl Staffsgatan: lerlager och vindkolektor.
Låneansökan till BFR.
22. Hans Hydén
Personlig kommunikation, april 1984.
23. Conny Sjöberg
Förekomsten av lämpligt berg.
BFR-seminarium "Lagring av värme i mark vid låg temperatur".
R105:1983.
24. K Gösta Ericsson
Jordlager som kan användas för energilagring.
Ibid.
25. Hans Hydén
Energilagring - var finns lämplig mark?
Ibid.

Övrig litteratur:

Markvärme: utvinning och lagring.
BFRs markvärmegrupp. Underlag för BFRs verksamhetsplan 1984-87.
G4-1984.

Tabell 1. Värmebalans, stort mottryckskraftverk

	% av energin i bränslet	kWh per kWh mottrycksvärme
Elproduktion	33.5	0.65
Mottrycksvärme	51.5	1.00
Förluster	<u>15.0</u>	<u>0.29</u>
Totalt	100.0	1.94

Tabell 2. Max försvarbar investering i lager vid säsongslagring (en gång/år) enbart, exklusive effektvärde. (1983 års kostnadsnivå)

Laddningskälla	Ersatt energi	Kostnad av laddnings- c_L kr/kWh	Kostnad av ersatt energi c_U kr/kWh	Lagrets verkningsgrad η -	Max motiverad investering* I_M kr/kWh
STORA HÖGTEMPERATURSYSTEM					
1. Spillvärme eller sopförbränning	E05	0	0.16	0.8	1.82
2. Kol	E05	0.07	0.16	0.8	0.83
3. Värmepumpar** eller mottrycksvärme***	E05	0.04	0.16	0.8	1.25
MINDRE HÖGTEMPERATURSYSTEM					
4. Värmepump	E03	0.05	0.22	0.7	1.69
5. Ved, torv	E03	0.12	0.22	0.7	0.57
SMÅ LÅGTEMPERATURSYSTEM					
6. Värme från kylboxar	E01	0	0.32	0.7	3.4****
7. Luftvärmepump	E01	0.06	0.32	0.8	2.8****

Antaganden:

* Årskostnadsfaktor $f = 0.088$ motsvarande 20 års livslängd, 6 % realränta, 2 %/år realkostnadsstegring för bränsle, 0.8 %/år underhåll, med undantag för siffrorna inom parentes som baseras på 0.05, vilket ungefär representerar villkor för energisparlån.

** Utgår ifrån att värmepumpen redan finns för andra (vinter)uppgifter. Antagen elkostnad under sommaren 12 öre/kWh. Successivt kommer under 90-talet elkostnaden att stiga, vilket minskar försvarbar investering i lager.

*** Gäller med skattade elpriser och kolpriser vid mitten av 90-talet. Mindre värde på c_L och försvarbar investering innan dess, större därefter.

**** Motiverad investering för lager + värmepump.

Tabell 3. Ökning i energi från baslastenhet på grund av lagring av dygns- och mellantidsvariation i belastningen

1. Relativ effekt av baslastenhet	P_b/P_M	0.25	0.35	0.45	0.55	0.65
2. Varaktighet från Figur 3	T, timmar	5 460	4 320	2 770	1 480	670
3. Skillnad i T mellan angränsande kolumner						
= δT , timmar		1 140	1 550	1 290		810
4. Medelvärde av P_b/P_M inom intervallet		0.3	0.4	0.5		0.6
5. $1/\tan \alpha = \delta T/0.1$	timmar	11 400	15 500	12 900		8 100
A. DYGNLAGRING:						
6.	$\Delta T_d = 0.28 P_b/P_M \tan \alpha$	timmar	898	1 736	1 806	1 360
7.	Antal omsättningar av lagret per år* = $\Delta T_d/(24 \text{ h} \times 3)$	kWh/kWh	12.5	23.8	25.0	18.6
8.	Ökning i baslastenergi per år som % av systemets energibehov per år = $(0.14 P_b/P_M)^2/6 \tan \alpha \div 2\,700 P_M$, %		0.12	0.30	0.39	0.36
B. MELLANTIDSLAGRING						
9.	$\Delta T_m = 0.5 P_b/P_M \tan \alpha$		1 710	3 100	3 230	2 420
10.	Antal omsättningar av lagret per år = $\Delta T_m/(6 \times 24 \text{ h} \times 3)**$		4.5	8.0	8.4	6.3
11.	Ökning i baslastenergi per år som % av systemets energibehov per år = $(0.25 P_b/P_M)^2/6 \tan \alpha \div 2\,700 P_M$, %		0.04	0.95	1.24	1.12

* Lagrets storlek = $0.14 P_b \times 6 \text{ h}$

** Lagrets storlek = $0.25 P_b \times 6 \times 6 \text{ h} = 11$ gånger dygnslagrets storlek.

Tabell 4. Årlig urladdningsenergi och antal omsättningar av lagret vid kombinerad säsongs- och mellantidslagring

<u>A. En panna</u>								
1. Lagerstorlek: % av årsenergibehovet	%	0.01	0.1	0.3	1	3	8	16
2. Kompensation av								
a) korttidsbelastningsvariationer		0.28	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
b) mellantidsbelastningsvariationer		0.12	0.4	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3
3. Urladdad under sommarav- ställningar av baslastpanna	%	0.015	0.15	0.3	1.0	1.8	1.8	1.8
4. Kompensation av oplanerade stopp av baslastpanna	%	0.06	0.6	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5
5. Total urladdningsenergi (1)+(2)+(3)+(4)	%	0.48	2.05	2.8	5.1	7.9	12.9	20.9
6. Antal omsättningar av lagret per år = (5)/(1)		48.5	20.5	9.33	5.1	2.63	1.61	1.31
<u>B. Två pannor</u>								
7. Kompensation av oplanerade pannstopp	%	0.33	0.3	0.5	0.75	0.75	0.75	0.75
8. Total urladdningsenergi (1)+(2a+2b+7)	%	0.44	1.6	2.3	3.35	5.35	10.35	18.35
9. Antal omsättningar av lagret per år = (7)/(1)		44	16	6.9	2.35	1.78	1.29	1.15

KOMMENTARER TILL TABELL 4

Allmänt antas att effekten av baslastenheten,
 $P_b = 0.4 P_M$, dvs 40 % av systemets maximala effektbehov,
 enligt illustrationen, Figur 4.

Punkt 2: Korttidsbelastningsvariationer:

Ett dygnslager dimensionerat så att det klarar 6h
 dygnseffekttopp på 14 % av P_b får storleken
 $0.14 \times 0.4 P_M$. Som brukdel av systemets energibehov,
 $2\ 700 P_M$ blir lagerstorleken $0.14 \times 0.4 / 2\ 700 = 0.0124$ %.

Enligt Tabell 3 får ett dylikt lager 24 omsättningar och
 omsätter sålunda årligen 0.24 % $\times 24 =$ ca 0.30 % av
 energin. Den ökas knappast även vid ökning av lagrets
 storlek eftersom storleken på dygnsvariationerna är
 relativt enhetligt. Vid en minskning av lagrets storlek,
 från 0.124 % till 0.1 % minskar däremot årsomsättningen
 totalt något från 0.3 % till uppskattningsvis 0.28 %.

Punkt 3: Mellantidsbelastningsvariationer:

Ett mellantidslager dimensionerat så att det klarar en
 36 h effekttopp av storlek $0.25 P_b$ enligt analysen i
 Tabell 3 få en storlek $0.25 \times 0.4 P_M / 2\ 700 P_M = 0.133$ %
 av årsenergin för systemet. Enligt Tabell 3 får den
 8 omsättningar per år och omsätter sålunda
 8×0.133 % = 1.06 % av årsenergin. Vid ökning av lagrets
 storlek ökar detta värdet något med ett skattat tak på
 1.3 %. Vid en minskning av lagrets storlek till 0.1 %, minskar den marginellt till uppskattningsvis 0.9 %. Vid en minskning till 0.01 % omsätts lagret ca 12 gånger motsvarande 0.12 % av systemets energi per år.

Punkt 4: Oplanerat stopp av baslastpanna:

Effektbehovet under sommaravställningen är ca $0.1 P_M$. Vid 3 veckors avställning per år ger detta

$$\frac{0.1 P_M \times 3/52}{0.308 P_M} = 1.87 \%$$

($0.308 = 2\,700 \text{ h} / 8\,760 \text{ h} = \text{medeleffektbehovet} / P_M$)

I tabellen och texten har värdet rundats av till 1.8 %.

Punkt 7: Oplanerade pannstopp vid två pannor:

Enligt förklaringen i texten blir detta hälften av värdet för en panna.

Tabell 5. Antaganden för beräkning av informationen i Figur 6,

-
1. Energi levererad av olja resp kolpannor kostar 0.16 resp 0.07 kr/kWh.

 2. Lagrets verkningsgrad, η , beräknas ur formeln

$$\eta = 1.0 - 0.2 (Q/60)^{-1/3} \text{ GWh}$$
 där Q = urladdningsenergin för ren årstidslagring, GWh/år

 För t ex $Q = 60$ GWh/år blir $\eta = 0.8$, vilket stämmer väl överens med beräkningar för Göteborgslagret (borrhål med tunnlar), genomsnittet under 20 år, om anvärmningsenergin första året inkluderas i laddningsenergin. Bergrum har mindre volym men ofördelaktigare höjd/bredd-förhållanden, varför förlusten bör vara ungefär lika. Dock måste formeln betraktas som en grov approximation. Inga förluster har antagits tillkomma för mellan- och korttidslagring.

 3. Fasta årskostnader $f = 0.088$ av investeringen.

 4. Erforderlig mellantidslagringsförmåga för en panna av storlek lika med systemets medeleffektbehov =

$$= (50 \text{ h} \times P_p = 50 \times 0.4 P_M = 50 \times 0.4 \times 370 \text{ MW} = 7.4 \text{ GWh}.$$
 För två pannor blir behovet hälften = 3.87 GWh.

 5. Erforderlig värmväxlareffekt = $7.4 \text{ GWh}/50 \text{ h} = 148 \text{ MW}$ vid en baslastpanna, $148/2 = 74 \text{ MW}$ för två baslastpannor på systemet.

Tabell 6. Förenklade kostnadsekvationer för tre typer av energilager i berg (1983 kr).
(och ett i jord)

	STÅLTANK vid atmosfärs- tryck**	BERGRUM		BORRHÅLSLAGER MED TUNNLAR ¹⁾			JORDGROP** Vatten- fylld
		Vatten- fylld	Block- fylld	Borrhåls- del	Minsta tunnlar	Marginal- kostnad tunnlar	
1. INITIALDEL: Tillfartstunnlar m m = A Mkr	0.6***	5*	5*	5*			0.4***
2. EFFEKTDDEL: Värmeväxlare, pumpar, anslutningsrör, grovfördelning = B kr/kW	15****	40	40	44			40
3. VOLYMDDEL: Sprängning, förstärk- ning, borrhålskanaler, injekte- ring, finfördelningsrör eller mot- svarande = C kr/m ³	180	90	60	12 ²⁾	180	120 à 90 ³⁾	90
4. Specifik värme	kWh/m ³	1.16	1.16	0.91	0.66		1.16
5. Temperatursving, ΔT för ΔT _v = 50°C	°C	46	46	46	39	46	32 ⁷⁾
6. Energiinnehåll per m ³ 0.9 ⁴⁾ x (4) x (5)	kWh/m ³	48	48	37.5	23.1	48	33.4
7. Kostnad av volymsandel per kWh (3)/(6)	kr/kWh	3.75	1.88	1.6	0.52	3.75	2.69
				0.58 ⁵⁾			

*) Gäller vid ≥ 3 GWh; 4 Mkr vid 1 GWh på grund av minskad dimension av tillfartstunnlar. Lagertypen är ej aktuell vid mindre än 1 GWh.

**) Gäller för lager ca $\geq 100\ 000$ m³

***) Multipliceras med (GWh)^{0.6} för GWh < 1 (motsvarar volym < 30 000 m³).

****) Multipliceras med faktorn (0.5 + 75 000/P) där P = effekt kW, för P > 150 000 kW.

1) Tillämpningsexempel, lager för HögdaLEN, Tabell 7 kol 4.3 och Ref 3:

$$5 \text{ Mkr} + 80\ 000 \text{ kW} \times 44 \text{ kr/kW} + 2.6 \times 10^6 \text{ m}^3 \times 12 \text{ kr/m}^3 + 52\ 000 \text{ m}^3 \times 180 \text{ kr/m}^3 + 14\ 000 \text{ m}^3 \times 120 \text{ kr/m}^3 = (5 + 3.5 + 32 + 9.4 + 1.7) \text{ Mkr} = 51.6 \text{ Mkr}.$$

2) 146 kr/m kanal/(3.5 m)² bergvolym.

3) 120 kr/m³ vid måttliga öknningar av tunnelvolymen; 90 kr/m³ vid ökning till stora tunneltvärsnitt.

4) 10 % värmeförlust under urladdningsfasen, motsvarar $\eta = 0.8$.

5) $0.52 + 0.02 (3.75 - 0.52) = 0.58$

6) $1.92 = (2.50 - 0.58)$; $1.30 = (1.88 - 0.58)$

7) På grund av jordgropens begränsade maximumtemperatur antas ΔT_i sjunka till 35°C vilket ger $\Delta T = 32^\circ\text{C}$.

Tabell 7. Kostnadsdata för olika energilagrar och jämförelse med formerna i denna rapport.

1. Typ av lager	1 Stål- tank	2.1 Vattenfylt bergrum	2.2 Göte- borg	3 Bilockfylt bergrum	4.1 Lågt temp	4.2 Borrhålls- lager Högtemp	4.3 Högtemp + vattentunnlar	5 Jordgrop	6.1 Lerlager	6.2 Kar1 Staffs- gatan	7 Akviser
2. Projektnamn	Värtan Stockh	Lyckebo Uppsala	Göte- borg	Göteborg	Diverse**	Luleå	Göteborg & Högdalen	Studsвик	Sunclay Kungsbacka	Karl Staffs- gatan	Hedemora
3. Status	Färdigt 1981	Färdigt 1982/83	Projekt- studie	Projekt- studie	Projekterat/ beställt	Färdigt 1982	Projekt- studier	Studie***	Färdigt 1980	Projekterat 1983/84	Projekterat
A. Projektdata & kostnad											
4. Volym	40 000	100 000	530 000	874 000	40 000 a 300 000	115 000	2.65 x 106	40 000	85 000	86 000	4 x 106
5. Djup	33	30	30	96	90 a 120	65	30 + 150	8	35	35	16
6. Max temperatur	95	90	108	108	35	70	4 000	70/95	15	11	1 000
7. Max vattenflödet	10 000	1 000	40	40		1	80	2			5
8. Max effekt	500	8.5	40	40		50/(32)**	20.4 & 20.1	(82/121)	12 resp 17	(17.4)	(2.5)
9. Kostnad*	281	150	100.4	69.1	(15)	1982	82 resp 83	1983	1980	83/84	1983
10. Kostnad uppräknad till 1983	331	156	108.4	71.7	15	54/34	22.0 & 20.4	82/120	15 resp 9	(16.7)	2.5
11. Referens	16,17	16, 8	4	4	18	11,15,16	4,5 resp 3	19	16 resp (12)	21	25
B. Kostnad enligt formel											
Tabell 6 (eller text)											
12. Initial del	15	58	3.0	1.8			1.9	(10)			
13. Effektdel	177	3	9.4	5.7			1.3	(2)			
14. Volymdel	180	90	90.0	60.0			11.8 + 4.2	(90)			
15. Totalt	317	143	102.4	67.5	15	(98)	19.2	(102)	(12)	(12)	(2.5)
16. Förhållandet (15)/(10)	0.96	0.92	0.94	0.94	1.0	(0.56)	0.87/0.94	1.24/0.84	0.8 resp (1.3)	(0.72)	1.0

* Inklusive värmeväxlare, pumpar och rörsystem till en gemensam punkt vid märkylan inklusive ränta under byggnadstiden med undantag för uppgifterna från Ref 4.

** Uppgifterna inom parentes gäller exklusive ev värmeväxlare, pumpar, reglersystem, men inklusive vattenledningar till gemensam punkt.

*** Reduktion i ledningsdiametern har lett till något lägre kostnad för Högdalen än den äldre kalkylen för Göteborg.

**** Med erfarenheter från mindre prototyp m m, även Referens 22.

BILAGA 1

KOMMENTARER TILL ANALYSEN AV KOSTNADEN FÖR OLIKA
TYPER AV LAGER1.1 Allmänt

Såsom framgår av texten har vi försökt att representera kostnaden för lager genom ett uttryck av typ

$$I = A + BP + CV$$

Över ett visst storleksområde för olika typer av lager för att underlätta analysen av de uppgifter olika typer av lager bäst passar för. Som huvudmaterial för analysen har de byggda och projekterade projekten angivna i Tabell 7 använts. Därutöver har dock även information från andra källor utnyttjats enligt kommentarerna i denna bilaga.

1.2 Den effektberoende kostnaden

När det gäller värdet av kostnadsfaktorn B (kr per kW effektbidrag) har vi i det fall lager fordrar värmeväxlare utgått från kostnader för stora värmeväxlare (40 à 200 MW) som är dimensionerade för 5°C temperaturskillnad mellan primärsidan och sekundärsidan. Sådana värmeväxlare kostar enligt offertunderlag rapporterat bl a i Ref 5 ca 110 kr/°C/kW, motsvarande 110/5 = 22 kr/kW vid 5°C temperaturskillnad. Med tillägg för pumpar, rörledningar m m erhålls då 40 kr/kW. Detta gäller för den maximala dimensionerande effekten. Vid tillämpning till långtidslagring kan samma värmeväxlare oftast prestera lägre temperaturskillnader än 5°C.

För borrhålslager med tunnlar har vi ökat denna post med 10 % på grund av vissa tillkommande ventiler m m för att medge en flexibel koppling, och för ståltankar med atmosfärstryck där inga värmeväxlare behövs, men i gengäld relativt detaljerade anordningar för en jämn vattenfördelning, har beloppet reducerats till 15 kr/kW.

Resonemanget visar att man i verkligheten för olika projekt kan få avvikelser från dessa värden beroende på den dimensionerande temperaturskillnaden samt även längden på erforderliga ledningar.

1.3 Ståltankar vid atmosfärstryck

Flera budgetpriser angående stora ståltankar för ren årstidslagring (så att kostnadskomponenten BP blir mycket liten i förhållande till övriga komponenter) har bekräftat antagandet att kostnaden för sådana tankar är omkring 200 kr/m^3 och att ca 90 % av detta är volymberoende. Dessa antaganden har sedan kontrollerats med tankarna för Värtan (Tabell 7, kol 1) och Uppsala, och visat sig ge bra överensstämmelse om man antog att effektkomponenten hade en i Tabell 7 angiven storlek, dvs ca 15 kr/kW vid storlekar omkring 100 MW avtagande till ca 10 kr/kW vid den för Vårtaackumulatorn aktuella effekten, 500 MW.

Trots att tekniken för ståltankar vid atmosfärstryck är relativt konventionell har bara ett fåtal stora tankar byggts, varför några procents marginal för ytterligare kostnadsreduktioner har bedömts kvarstå.

1.4 Bergrum

Storleken på kostnadsposterna A och CV för bergrum fyllda med vatten är beräknade dels från de i Tabell 7, kol 2.1 och 2.2 angivna projekten (Lyckebo, byggt resp Göteborg, projekterat), dels uppgiften från olika undersökningar (bl a Ref 20, samt projektering av bergrumslager för Partille) att tillfartstunnlar vanligtvis kostar ca 5 Mkr.

När det gäller bergrum fyllda med stenblock utgör studien för Göteborgsprojektet det enda mera genomarbetade underlag vi kunnat få fram. Med antagandet att tillfartstunnlar kostar lika mycket som för vattenfyllda bergrum och några procents reduktion för vidareutveckling erhålls då volymkomponenten vi angivit i tabellen. Med hänsyn till den stora avvikelsen mellan tidigare praktiserad teknik och tekniken som här antas, får dock dessa uppgifter anses vara mindre säkra än för övriga lagertyper.

1.5 Borrhålslager

För borrhålslager vid lågtemperatur finns nu från ett antal projekt i storleken 40 000 till 300 000 m³ som projekterats (Stora Skuggan, Sun-court, Nacka, Finspång m m) kostnadsuppgifter baserade på budgetofferter från underleverantörer och i vissa fall bindande offerter, som visar att kostnaden är omkring 15 kr/m³ när man inkluderar vattenuppsamlingssystemet till en gemensam punkt, däremot ej hjälputrustning som pumpar värmeväxlare m m (se bl a Ref 18). Ett av dessa projekt byggs för närvarande (Stora Skuggan), ett har beställts (Finspång), och flera har lett till ansökan om bostadslån. Underlaget bedöms sålunda som tillförlitligt. Kostnadsuppgiften gäller vid avstånd på

ca 3.7 à 4 m mellan kanalerna vid berg i eller relativt nära dagen så att bara ett fåtal foderrör behövs. Den påverkas givetvis av kanalavståndet.

Vi har bedömt att man för högtemperaturlager av ungefär samma typ bara behöver använda något dyrare material för ledrör och kopplingar, vilket ökar kostnaden bara marginellt till ca 18 kr/m³ för samma kanalavstånd. Detta är väsentligt lägre än vad som åstadkommit för Luleå (32 kr/m³ med samma definition av omfånget enligt konstruktörens representation i Ref 15), vilket dock delvis kan förklaras av ogynnsammare geotekniska förhållanden (behov av foderrör för samtliga kanaler) samt extra flexibilitet inbyggd i demonstrationsprojektet (varje kanal har avtättningsanordningar vid marknivå som medger såväl drift som öppet som slutet system, dvs med övertryck i förhållande till grundvattnet).

För borrhålslager med tunnlar har resultaten av främst projekteringen för Högdalslagret utnyttjats. Borrhålsdelens lägre kostnad i förhållande till kostnaden för borrhålslager anlagda från marknivå beror på

- lägre kostnader för markberedning, eftersom dessa ersätts av kostnaden för tunnlar som tas upp särskilt,
- lägre kostnad för borrhning på grund av det mera homogena berg man möter när borrhningen börjar ca 40 m under marknivå,
- undvikandet av att rörsystem för uppsamling av vatten eftersom denna funktion övertas av tunnlar,
- större skala.

1.6 Jordgrop

Studsvik har byggt ett mindre jordgropslager (640 m³, Ref 7). Med underlag från denna erfarenhet samt parametriska studier (Ref 20) där även VIAK deltog, projekterades ett lager för 40 000 m³ som enligt Ref 19 kostar 82 à 121 kr/m³ beroende på den typ av foder som används inom olika temperaturområden. 40 000 m³-lagret har isolerat lock och isolering på den övre delen av sidorna men ingen isolering i botten och den lägre delen av sidorna.

Värdet vi använt som utgångspunkt för kostnadsformeln, 102 kr/m³ totalt, representerar en interpolation mellan de ovan citerade värdena anpassade till den antagna maximitemperaturen, 85°C. De medger användning av ett tätningsmembran av flera lager stabiliserad polyeten.

Resultaten jämfördes med data från Danmark för ett projekt projekterat mot bakgrund av erfarenheter från den första danska prototypen på 500 m³. Det större projektet rapporterat bl a i Ref 16 bedömdes kosta \$ 20/m³ i 1980 \$ vid en volym av 50 000 m³. Konverterat vid den då aktulla kursen av 4.1 svenska kronor per \$ och uppräknat med 8 % per år, motsvarar detta 100 kr/m³, dvs ungefär samma värde som vi använt.

1.7 Lerlager

Kostnadsuppgifter föreligger dels för det 85 000 m³ Sunclay-projektet som enligt Ref 16 kostat 12 kr/m³ 1980 för ett lager med 2 m kanalavstånd, motsvarande 15 kr/m³ 1983, dels för ett nyligen projekterat lager.

I diskussionen till Ref 12 uppgavs kostnaden vara ca 1 000 kr per kanal för såväl Sunclay med 35 m djup som det mindre Kullavik-projektet med 10 m djup. För Sunclay-projektet med 2 m kanalavstånd och 35 m djup motsvarar $1\ 000/(4 \times 35) = 7 \text{ kr/m}^3$, men torde då inte inkludera några övergripande kostnadsposter. Kommentaren att djupet bara i liten utsträckning påverkar kostnaden per kanal har föranlett kommentaren i texten att kostnaden per m^3 vid djup på 12 à 15 m lära vara ca dubbla den för 35 m.

Det nyligen projekterade lagret (Ref 22) rapporteras kosta 18 kr/m^3 i kostnadsläget årsskiftet 83/84, motsvarande ca 16.7 kr/m^3 kostnadsläget 1983. Förhållandena uppges vara något svårare än för Sunclay-projektet i Kungsbacka.

1.8 Akvifer

Kostnaden för akviferlager består i huvudsak av kostnaden att anlägga brunnar för att tillföra och dra ur vatten vid laddning och urladdning. Dessa kostnader är i huvudsak vattenflödesberoende och sålunda för ett givet temperatursving av lagret i huvudsak effektberoende. Hedemora-projektet beräknas kosta 10 Mkr för 4 miljoner m^3 och ger en maximal effekt på ca 5 MW, och hade sålunda kunnat rapporteras som $2\ 000 \text{ kr/kW}$ istället för 2.5 kr/m^3 , eller ännu bättre relaterats till vattenflödet per timme. Siffrorna visar klart att denna typ av lager är olämplig som korttidslager, men kan ge mycket låga kostnader per kWh vid långtidslagring.

BILAGA 2

BERÄKNING AV KOSTNAD FÖR ENERGILAGRING

Denna bilaga innehåller de tabulerade kostnadsberäkningar som använts för att rita Figur 5 och 6 samt Figur 11 till 15 i huvudtexten. De gäller ett fjärrvärmesystem med 2 700 h/år utnyttjningstid - vilket numera betraktas som "standard" av Värmeverksföreningen.

Tabell 2.1 beräknar vad lager av skilda storlekar uttryckt som % av systemets årsenergibehov är värda, och gäller oberoende av systemets storlek. Däremot gäller kostnaderna för olika typer av lager, Tabell 2.2, samt kapitaliserad vinst och pay-off tid, Tabell 3.3, för ett system för 1 000 GWh/år och kostnaderna för olika lagertyper, Tabell 2.4, för ett system med 100 GWh/år energi-behov. Dessa värden motsvarar 370 MW resp 37 MW maximalt effektbehov för värmeproduktion på systemet.

Tabellerna är baserade på kostnadsdata i Tabell 6 i huvudtexten.

Tabell 2.2 Kostnader för fem typer av lager från förenklade ekvationer, Tabell 6. 1 000 GWh-system.

Lagerstorlek, % av årsenergibehovet	GWh %	0.1 0.01	1 0.1	3 0.3	10 1	30 3	80 8	160 16	
1. Effektbehovet vid a) en baslastpanna b) två baslastpannor	MW MW	25 25	56 56	120 74	148 74	148 74	148 74	148 74	
A. Kostnad för vattenfyllt bergrum									
2. Initialkostnad	Mkr	Ej	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
3. Effektkostnad à 40 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr	aktuell	2.2	4.8/3.0	5.9/3.0	5.9/3.0	5.9/3.0	5.9/3.0	
4. Volymkostnad à 0.88 kr/kWh	Mkr		1.9	5.6	18.8	56.4	150.4	300.8	
5. Total kostnad a) en panna b) två pannor	Mkr Mkr		8.1 8.1	15.4 13.6	29.7 26.8	71.3 68.4	161.3 158.4	311.7 308.8	
B. Kostnad för blockfyllt bergrum									
6. Reduktion i volymdelen jämfört med A) ca 0.28 kr/kWh	Mkr	Ej aktuell	0.3	0.8	2.8	8.4	22.4	44.8	
7. Total kostnad = 5) - 6) a) 1 panna b) 2 pannor	Mkr Mkr		7.8 7.8	14.6 12.8	26.9 24.0	62.9 60.0	138.9 136.0	266.9 264.0	
C. Kostnad för borrhålslager & tunnlar									
8. Initialkostnad	Mkr	Ej	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
9. Effektkostnad à 44 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr	aktuell	2.5	5.3/3.3	6.5/3.3	6.5/3.3	6.5/3.3	6.5/3.3	
10. Volymkostnad à 0.58 kr/kWh	Mkr		0.6	1.7	5.8	17.4	46.4	92.9	
11. Kostnad för ökning av tunnel- volymen relativt minsta volymen = (1.3 à 1.9 kr/kWh) (0.74 GWh-lagerstorlek)	Mkr		1.2	0.6	-	-	-	-	
12. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr		8.3 8.3	12.6 10.6	17.3 14.1	28.9 25.7	57.9 54.7	104.3 101.1	
D. Kostnad för gropmagasin									
13. Initialkostnad	Mkr	0.1	0.4	0.4					
14. Effektkostnad à 40 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr	1.0	2.2	4.8/3.0			Flera gropar behövs		
15. Volymkostnad à 2.69 kr/kWh	Mkr	0.3	2.7	8.1					
16. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr	1.4 1.4	5.3 5.3	13.3 13.3					
E. Kostnad för stältank									
17. Initialkostnad	Mkr	0.15	0.6	0.6					
18. Effektkostnad à 15 kr/kWh	Mkr	0.4	0.8	1.8/1.1			Flera tankar behövs		
19. Volymkostnad 3.75 kr/kWh	Mkr	0.4	3.8	12.5					
20. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr	0.95 0.95	5.2 5.2	14.9 14.9					
F. Specifika kostnader									
21. Vattenfyllt bergrum,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	62 62	8.1 8.1	5.13 4.53	2.97 2.68	2.38 2.26	2.02 1.98	1.95 1.93
22. Blockfyllt bergrum,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	62 62	7.8 7.8	4.86 4.27	2.69 2.40	2.10 2.00	1.74 1.70	1.67 1.65
23. Borrhålslager + tunnlar,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	76 76	8.3 8.3	4.2 3.4	1.73 1.41	0.96 0.86	0.72 0.68	0.65 0.63
24. Jordgrop,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	14 14	5.3 5.3	4.43 3.83			Flera gropar	
25. Stältank,***	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	9.5 9.5	5.2 5.2	4.92 4.73			Flera tankar	

* $0.14 P_b + 20\% \text{ marginal} = 0.14 + 148 \text{ MW} \times 1.2 = 25 \text{ MW}$ ** $0.25 P_b + 50\% \text{ marginal} = 0.25 + 148 \text{ MW} \times 1.5 = 56 \text{ MW}$

*** Vid atmosfärstryck

Tabell 2.1 Beräkning av maximalt motiverad investering (exklusive inbesparad panneffekt) för fjärrvärme-system.

Lagerstorlek, % av årsenergiebehovet	GWh %	0.1	1	3	10	30	80	160
		0.01	0.1	0.3	1	3	8	16
1 baslastpanna								
1. Urladdningsenergi (Tabell 4 pkt 5)	kWh/år per kWh lagerstorlek	48.5	20.5	9.33	5.1	2.63	1.61	1.31
2. Laddningsenergi = (1) + 0.25	"	48.75	20.75	9.58	5.35	2.88	1.86	1.56
3. Kapitaliserat värde av urladdnings- energin för $C_U = 0.16$ kr/kWh* och $f = 0.088 = (1) \times 0.16/0.088$ (= värdet av lagret vid $C_L = 0$)	kr/kWh	88.2	37.2	16.96	9.27	4.78	2.93	2.38
4. Kapitaliserad kostnad av laddnings- energin vid laddning med kol, $C_L = 0.07$ kr/kWh = (2) $\times 0.07/0.088$	kr/kWh	38.6	16.5	7.62	4.25	2.29	1.48	1.24
5. Netto kapitaliserat värde av lagret vid laddning med kol = (3) - (4)	kr/kWh	49.6	20.7	9.34	5.02	2.49	1.45	1.14
2 baslastpannor								
6. Urladdningsenergi (Tabell 4 pkt 9)	kWh/år	44.0	16.0	6.90	3.35	1.78	1.29	1.15
7. Laddningsenergi = (6) + 0.25	kWh/år	44.25	16.25	7.15	3.60	2.03	1.54	1.30
8. Kapitaliserat värde av urladdnings- energin för $C_U = 0.16$ kr/kWh* och $f = 0.088: (6) \times 0.16/0.088$ (= värde av lagret vid $C_L = 0$)	kr/kWh	80.0	29.1	12.54	6.09	3.24	2.35	2.09
9. Kapitaliserad kostnad av laddnings- energin vid laddning med kol = (8) $\times 0.07/0.088$	kr/kWh	35.2	12.9	5.68	2.86	1.61	1.22	1.03
10. Netto kapitaliserat värde av lagret vid laddning med kol = (8) - (9)	kr/kWh	44.8	16.2	6.86	3.23	1.63	1.13	1.06

Tabell 2.3 Kapitaliserad vinst och pay-offtid vid val av billigaste lagertyp. 1 000 GWh-system.

Lagerstorlek, % av årsenergi behovet	GWh %	0.1	1	3	10	30	80	160
		0.01	0.1	0.3	1	3	8	16
Totalt kapitaliserat värde av lagring (från Tabell 1.1, pkt 3, 8, 5, 10)								
1. En baslastpanna, spillvärme	Mkr	8.82	37.2	50.9	97.2	143	234	381
2. Två baslastpannor, spillvärme	Mkr	8.00	29.1	37.6	60.9	97.2	188	334
3. En baslastpanna, kol	Mkr	4.96	20.7	28.0	50.2	74.7	116	182
4. Två baslastpannor, kol	Mkr	4.48	16.2	20.6	32.3	48.9	90.4	170
5. Billigaste typ av lager								
			Stål- tank	Ståltank (o jordgrop)		Borrhålslager + tunnlar		
6. Lagerkostnad								
Vid 1 baslastpanna	Mkr	0.95	5.2	12.6	17.3	28.9	57.9	104.3
Vid 2 baslastpannor	Mkr	0.95	5.2	10.6	14.1	25.7	54.7	101.1
Kapitaliserad vinst								
8. Laddning med spillvärme								
a) 1 baslastpanna	Mkr	7.87	32.0	38.3	75.4	114.1	176.1	277.3
b) 2 baslastpannor	Mkr	6.05	23.9	27.0	46.8	71.5	133.3	232.9
9. Laddning med kol								
a) 1 baslastpanna	Mkr	4.01	15.5	15.4	32.9	45.8	58.1	77.7
b) 2 baslastpannor	Mkr	3.53	11.0	10.0	18.2	23.2	35.7	68.9
Pay-off tid								
10. Laddning med spillvärme								
a) 1 baslastpanna = (6)/0.088 (1) år		1.2	1.6	2.8	2.1	2.3	2.8	3.1
b) 2 baslastpannor = (6)/0.088 (2) år		1.3	2.0	3.2	2.6	3.0	3.3	3.4
11. Laddning med kol								
a) 1 baslastpanna = (7)/0.088 (1) år		2.2	2.6	5.1	3.9	4.4	5.7	6.5
b) 2 baslastpannor = (7)/0.088 (2) år		2.4	3.6	5.8	5.0	6.0	6.9	6.8

Tabell 2.4 Kostnader för fem typer av lager från underlag, Tabell 6. 100 GWh per år system.

Lagerstorlek, % av årsenergibehovet	GWh %	0.1 0.01	1 0.1	3 0.3	10 1	30 3	80 8	160 16	
1. Effektbehovet vid a) en baslastpanna b) två baslastpannor	MW MW	2.5 2.5	5.6 5.6	12 7.4	14.8 7.4	14.8 7.4	14.8 7.4	14.8 7.4	
A. Kostnad för vattenfyllt bergrum									
2. Initialkostnad	Mkr	Ej aktuell			4.0	5.0	5.0	5.0	
3. Effektkostnad à 40 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr				0.6/0.3	0.6/0.3	0.6/0.3	0.6/0.3	
4. Volymkostnad à 0.88 kr/kWh	Mkr				1.9	5.6	15.0	30.1	
5. Total kostnad a) en panna b) två pannor	Mkr Mkr				6.5 6.2	11.2 10.9	20.6 20.3	35.7 35.4	
B. Kostnad för blockfyllt bergrum									
6. Reduktion i volymdelen jämfört med A) ca 0.28 kr/kWh	Mkr				0.38	0.8	2.2	4.5	
7. Total kostnad = 5) - 6) a) 1 panna b) 2 pannor	Mkr Mkr				6.2 5.9	10.4 10.1	18.4 18.1	31.2 30.9	
C. Kostnad för borrhålslager & tunnlar									
8. Initialkostnad	Mkr				4.0	5.0	5.0	5.0	
9. Effektkostnad à 44 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr				0.7/0.3	0.7/0.3	0.7/0.3	0.7/0.3	
10. Volymkostnad à 0.58 kr/kWh	Mkr				0.6	1.7	4.6	9.3	
11. Kostnad för ökning av tunnel- volymen relativt minsta volymen = (1.3 à 1.9 kr/kWh) (0.74 GWh-lagerstorlek)	Mkr								
12. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr				5.3 4.9	7.4 7.0	10.3 9.9	15.0 14.6	
D. Kostnad för gropmagasin									
13. Initialkostnad	Mkr	0.03	0.1	0.2	0.4	0.4			
14. Effektkostnad à 40 kr/kWh, 1 resp 2 pannor	Mkr	0.10	0.2	0.5/0.3	0.6/0.3	0.6/0.3			
15. Volymkostnad à 2.69 kr/kWh	Mkr	0.03	0.3	0.8	2.7	8.1			
16. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr			1.5 1.3	3.7 3.4	9.1 8.8			
E. Kostnad för stältank									
17. Initialkostnad	Mkr	0.04	0.15	0.3	0.6	0.6			
18. Effektkostnad à 15 kr/kWh	Mkr	0.04	0.08	0.2/0.1	0.2/0.1	0.2/0.1			
19. Volymkostnad 3.75 kr/kWh	Mkr	0.11	0.38	1.1	3.8	12.5			
20. Total kostnad a) 1 baslastpanna b) 2 baslastpannor	Mkr Mkr	0.19	0.61	1.61 1.5	4.6 4.5	13.3 13.2			
F. Specifika kostnader									
21. Vattenfyllt bergrum,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh				6.5 6.2	3.73 3.63	2.58 2.54	2.23 2.21
22. Blockfyllt bergrum,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh				6.2 5.9	3.46 3.36	2.30 2.26	1.95 1.93
23. Borrhålslager + tunnlar,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh				5.3 4.9	2.46 2.33	1.29 1.23	0.94 0.91
24. Jordgrop,	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	16	6	5	3.7 3.4	3.03 -	- -	- -
25. Stältank,***	1 panna 2 pannor	kr/kWh kr/kWh	19	6.1	5.3	4.6 4.5	4.43 -	- -	- -
26.			-	-	-	4.4	2.03	1.30	1.09

* $0.14 P_b + 20\% \text{ marginal} = 0.14 + 148 \text{ MW} \times 1.2 = 25 \text{ MW}$ ** $0.25 P_b + 50\% \text{ marginal} = 0.25 + 148 \text{ MW} \times 1.5 = 56 \text{ MW}$

*** Vid atmosfärstryck

Tabell 2.5 Beräkningar för borrhålslager plus ståltank (en baslastpanna)

a) Systemet 1 000 GWh/år

Såsom i de övriga fallen antas att man skapar ett mellantidslager som har lägst 7.4 GWh/år lagringsförmåga (klaras $P_b = 148$ MW under 50 timmars avställning), för alla fall där lagret har en större lagringsförmåga, dvs för lagerstorlekar av 10 till 160 GWh.

En dylik tank har kostat följande:

Initialkomponent = $0.6 \text{ Mkr} \times (10/7.4)^{-0.6} =$	0.5 Mkr
Effektkomponent = $148 \text{ MW} \times 15 \text{ kr/kW} =$	2.2 Mkr
Volymkomponent = $7.4 \text{ GWh} \times 3.75 \text{ kr/kWh} =$	<u>27.7 Mkr</u>
Totalt	30.4 Mkr

Lagrets totala storlek, Q	GWh	10	30	80
Kompletteringsbehov för borrhålsdelen (Q - 7.4)	GWh	2.6	22.6	72.6
Kostnad à 0.87 kr/kWh (dvs 1.5 ggr volymkomponenten för borrhålsdelen av lagret med tunnlar)	Mkr	2.3	19.7	63.2
Kostnad inklusive kostnaden för ståltanken	Mkr	32.7	50.1	93.6
Specifik kostnad	Mkr	3.27	1.67	0.79
Kommentar		Kan ej konkurrera med borrhålslager med tunnlar		

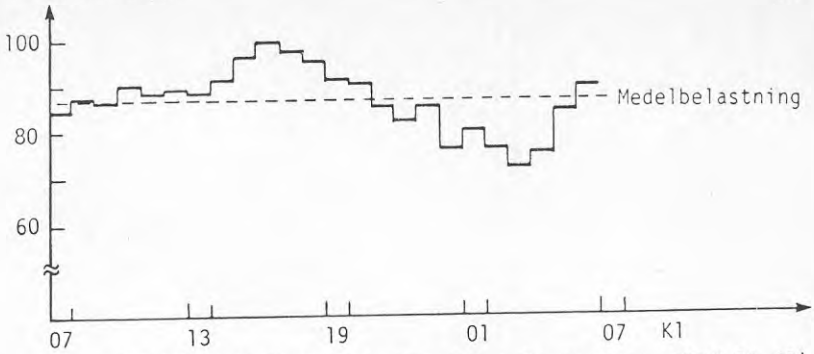
b) Systemet 100 GWh/år

Det skapas ett mellantidslager för lägst 0.74 GWh/år lagringsförmåga.

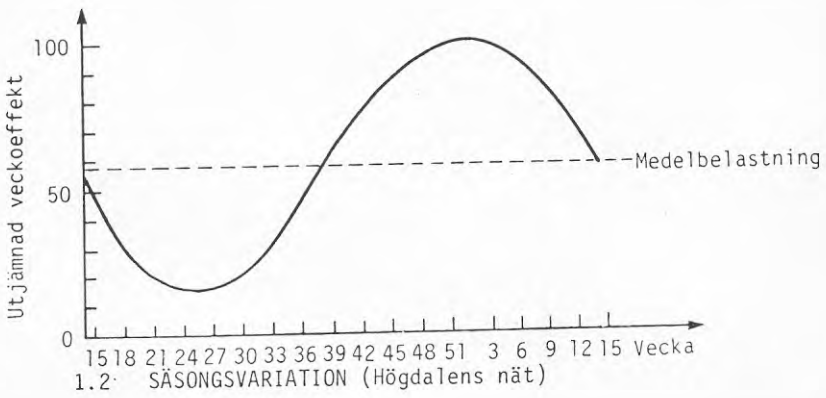
En dylik tank har kostat följande:

Initialkomponent = $0.6 \text{ Mkr} \times (10/0.74)^{-0.6} =$	0.12 Mkr
Effektkomponent = $148 \text{ MW} \times 15 \text{ kr/kW} =$	0.22 Mkr
Volymkomponent = $0.74 \text{ GWh} \times 3.75 \text{ kr/kWh} =$	<u>2.77 Mkr</u>
Totalt	3.11 Mkr

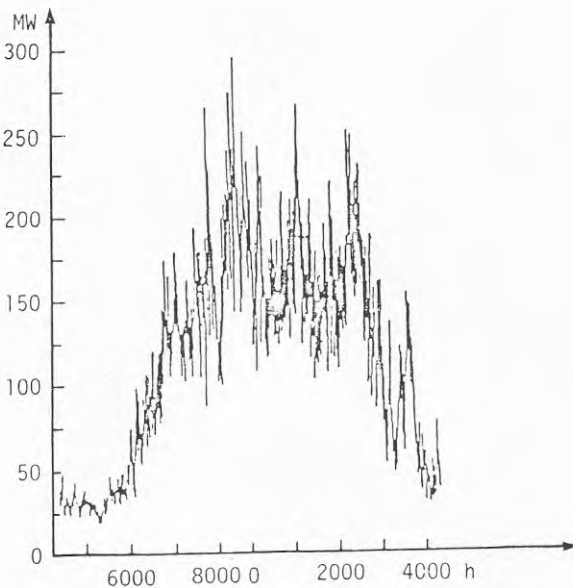
Lagrets totala storlek, Q	GWh	1	3	8	16
Kompletteringsbehov för borrhålsdelen (Q - 0.74)	GWh	0.26	2.26	7.26	15.26
Kostnad à 0.87 kr/kWh	Mkr	0.23	1.97	6.32	13.3
Kostnad inklusive kostnaden för ståltanken	Mkr	3.34	5.08	9.43	16.4
Specifik kostnad	kr/kWh	3.34	1.69	1.18	1.02
Högsta kostnad, Tabell 1.4	Mkr	3.70	2.46	1.29	0.94
Besparing	Mkr	0.36	0.77	0.11	-



1.1 DYGNVARIATION (Stockholms fjärrvärmesystem, 1972-01-28)



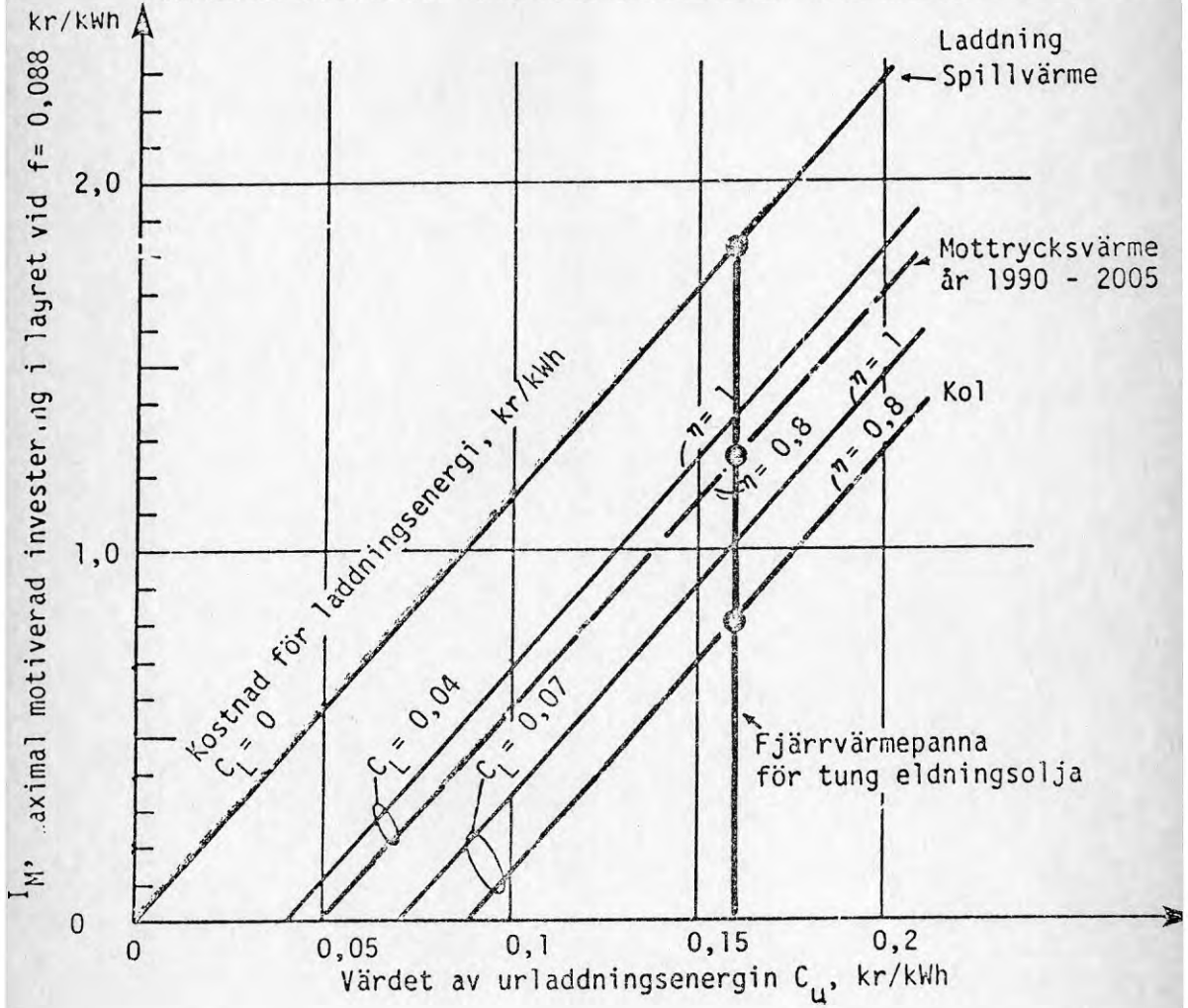
1.2 SÄSONGSVARIATION (Högdalens nät)



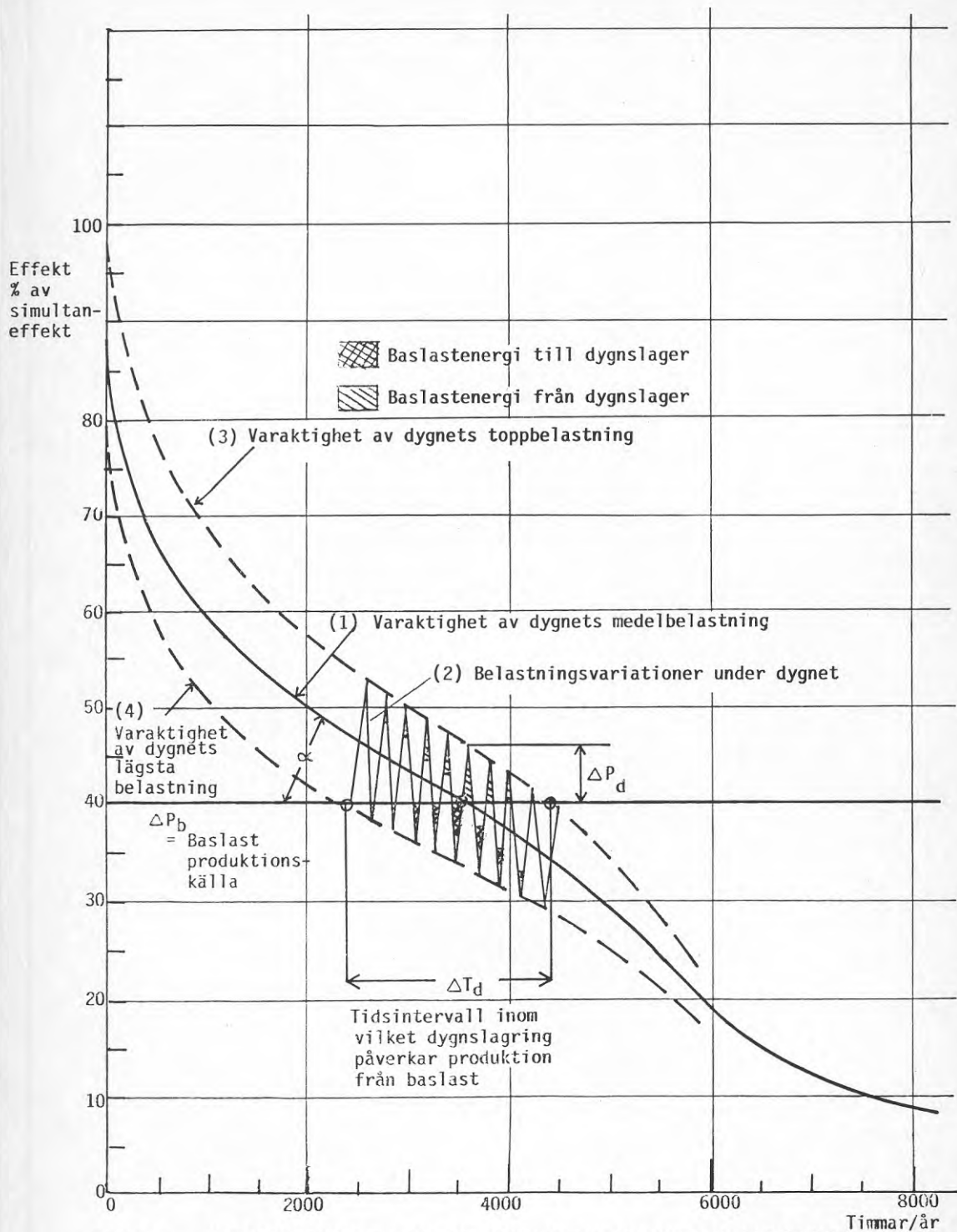
1.3 EFFEKTVARIATIONER UNDER ETT ÅR (Stockholm)

FIGUR 1. BELASTNINGSVARIATIONER FÖR FJÄRRVÄRMENÄT.

MAXIMALT MOTIVERAD INVESTERING VID ENBART ÅRSTIDSLAGRING

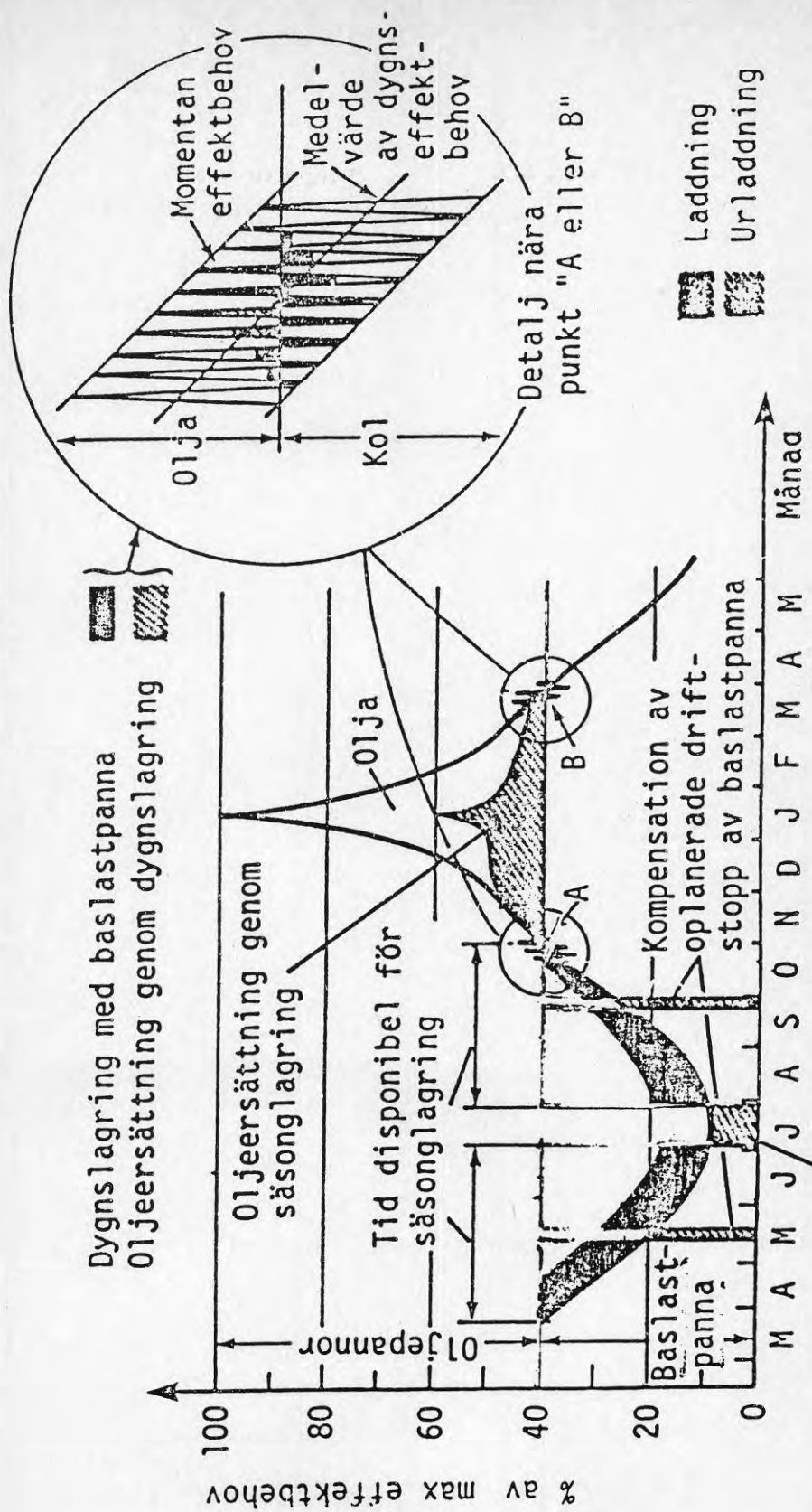


FIGUR 2. MAXIMALT MOTIVERAD INVESTERING VID ENBART ÅRSTIDSLAGRING (EFFEKTVÄRDEN AV LAGRET FÖRSUMMAT)

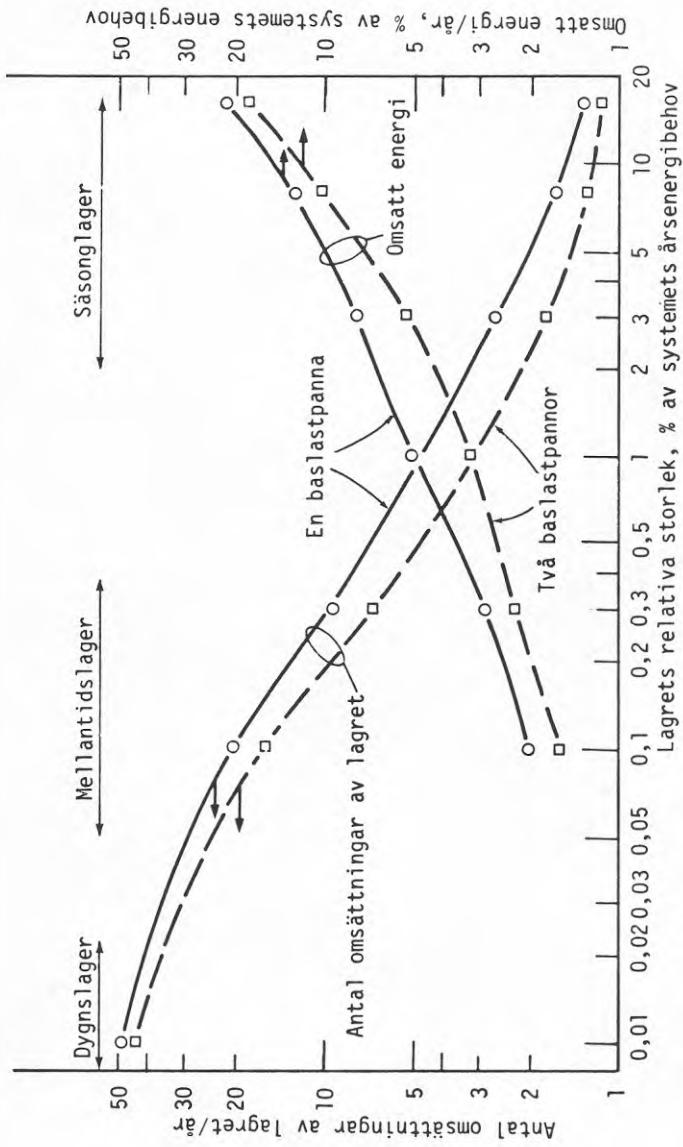


FIGUR 3. VARAKTIGHETSKURVOR SOM ILLUSTRERAR DYGNSLAGRING AV BASLASTENERGI.

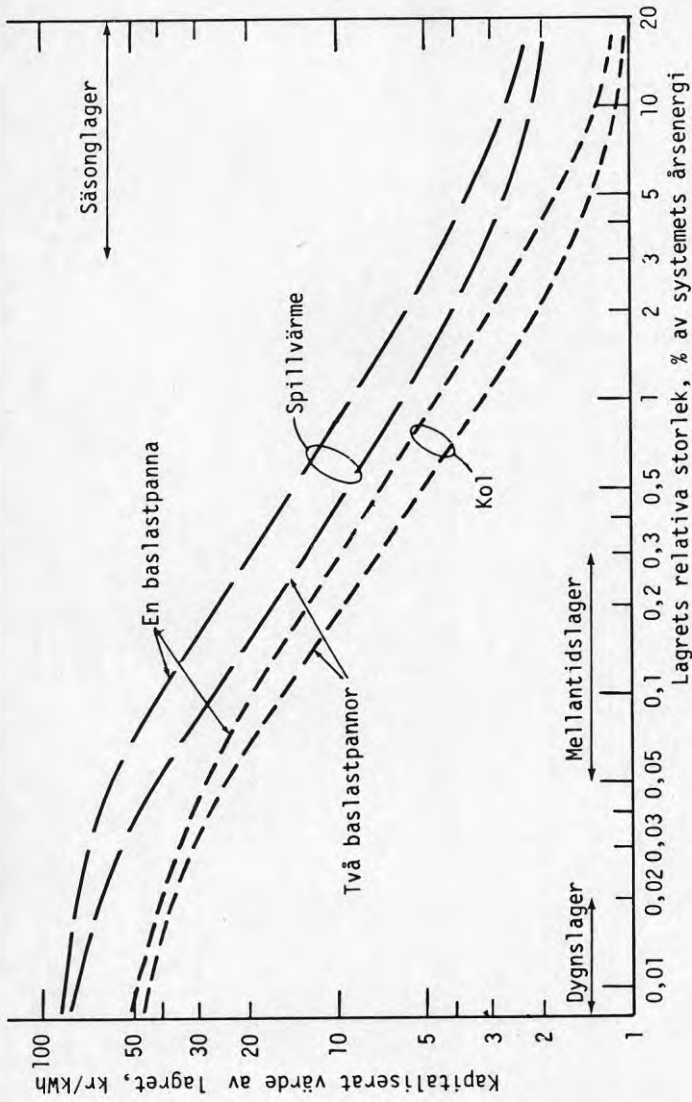
FIGUR 4. SYSTEM MED I .SLAST ANNA OCH LAGER



Sommaruppehåll av baslastpanna

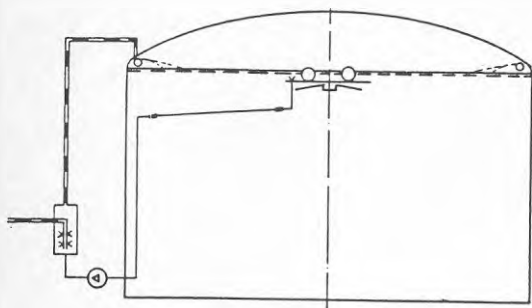


FIGUR 5. Årligt energiuttag och antalet omsättningar av lagret som funktion av lagrets relativa storlek.

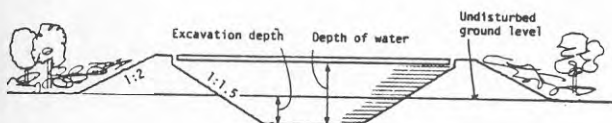


FIGUR 6. Kapitaliserat värde av lagring per kWh lagerstorlek (exkl ersättning av panneffekt).

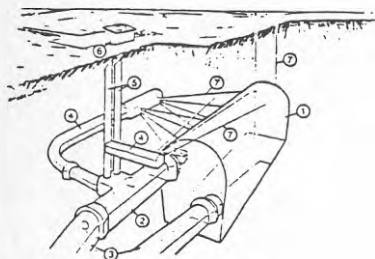
- 7.1 Isolerad ståltank vid atmosfärstryck, ovan mark (används redan idag för dygnslagring och viss mellantidslagring).



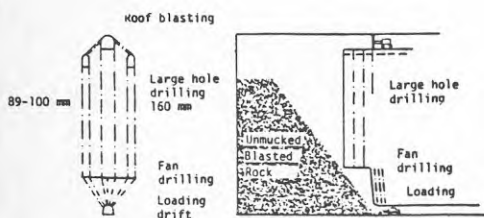
- 7.2 Gropmagasin med flytande isolerblock med eller utan isolering mot marken (prototyp finns i Studsvik (Ref 7,8) och i Danmark (Ref 8)).



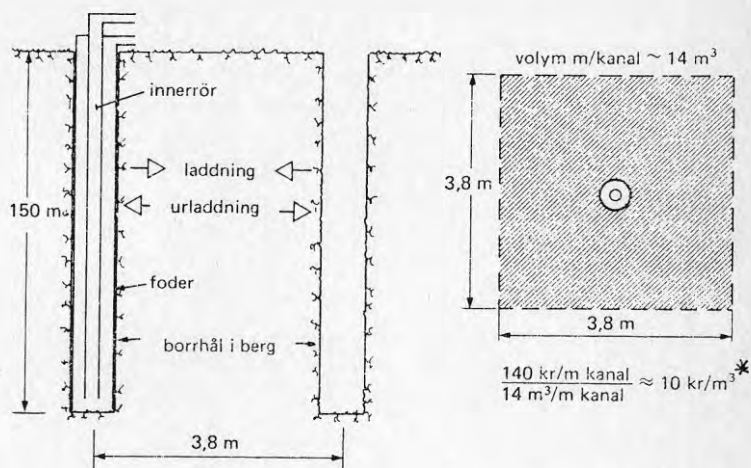
- 7.3 Oisolerat bergrumsmagasin fyllt med vatten (bilden visar demonstrationsanläggning vid Avesta. Större anläggning finns i Lyckebo, Uppsala, Ref 9).



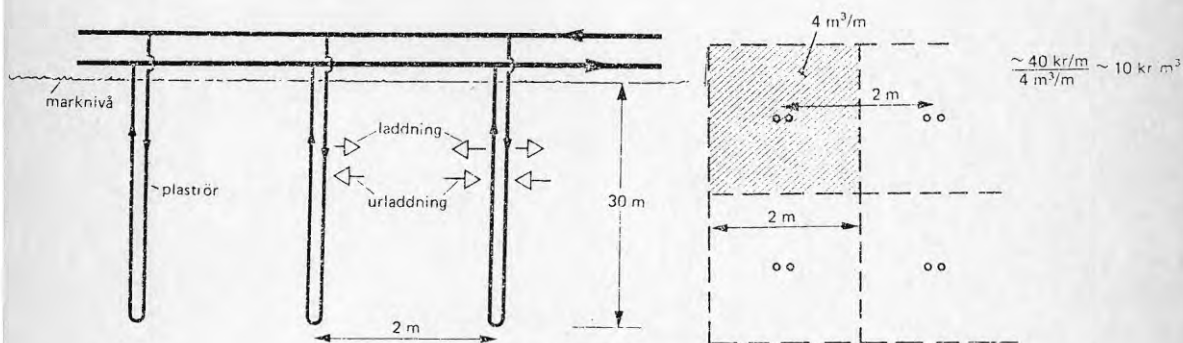
- 7.4 Oisolerat blockfyllt bergrum (förslag. CTH och Hagconsult, Ref 10).



FIGUR 7. VÄRMELAGER MED VATTEN I AVTÄTAD BEHÅLLARE SOM LAGRINGSMEDIUM



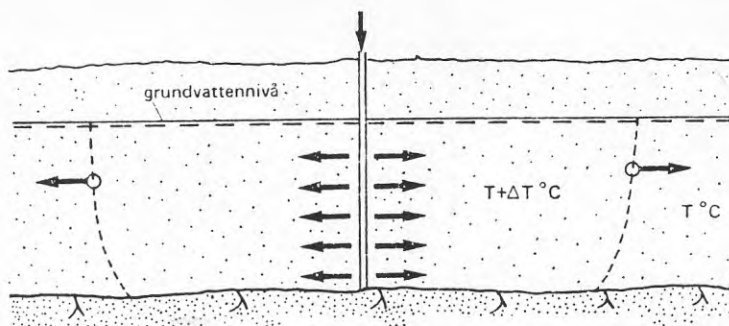
8.1 Borrhålslager
(experimentlager i Sigtuna; prototyp i Luleå, Ref 11)



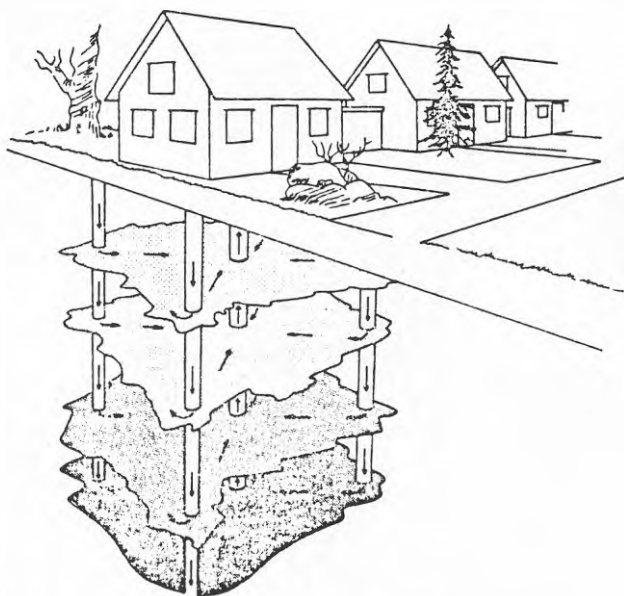
8.2 Lager i lera
(prototyp finns i Kungsbacka, Ref 12)

* Kostnad vid goda förhållanden, exkl markberedning, pumpar, värmväxlare, kulvert m m. Totalt ofta 15 à 18 kr/m³.

FIGUR 8. MARKLAGER MED VERTIKALA KANALER
(Sunstore® metoden)

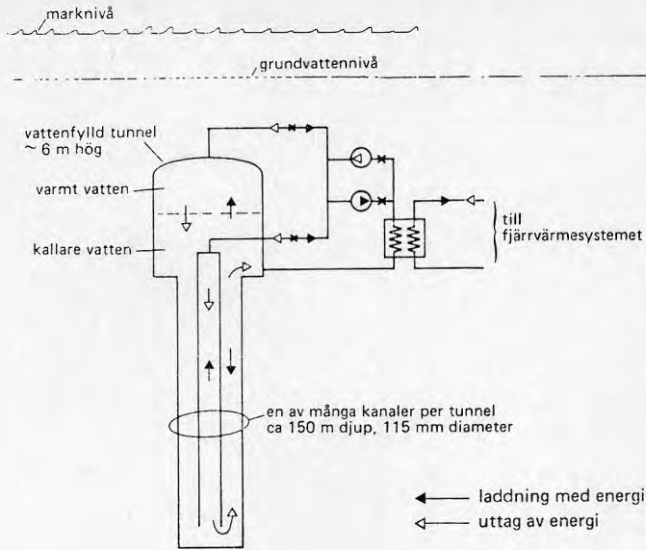


9.1 Akviferlager med vertikal front och inlagring genom en centralbrunn.

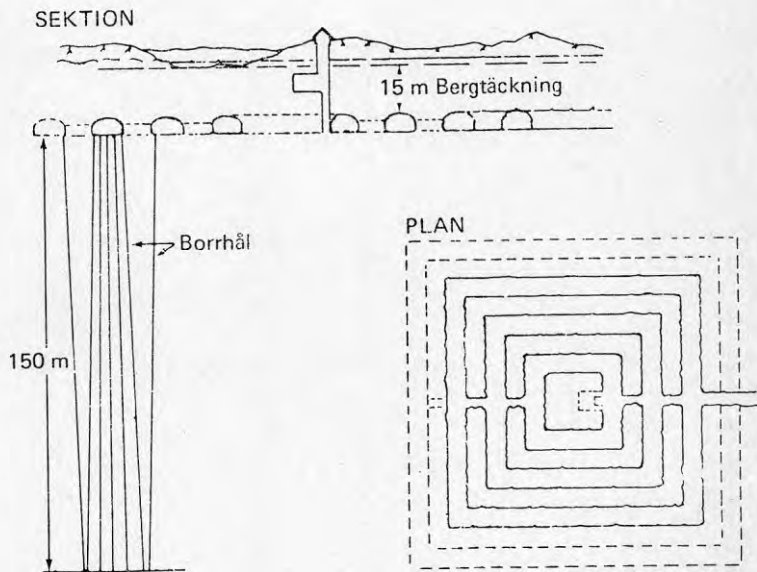


9.2 HYDROCK-systemet (CTH), Ref 14

FIGUR 9. ÖVRIGA MARKLAGER

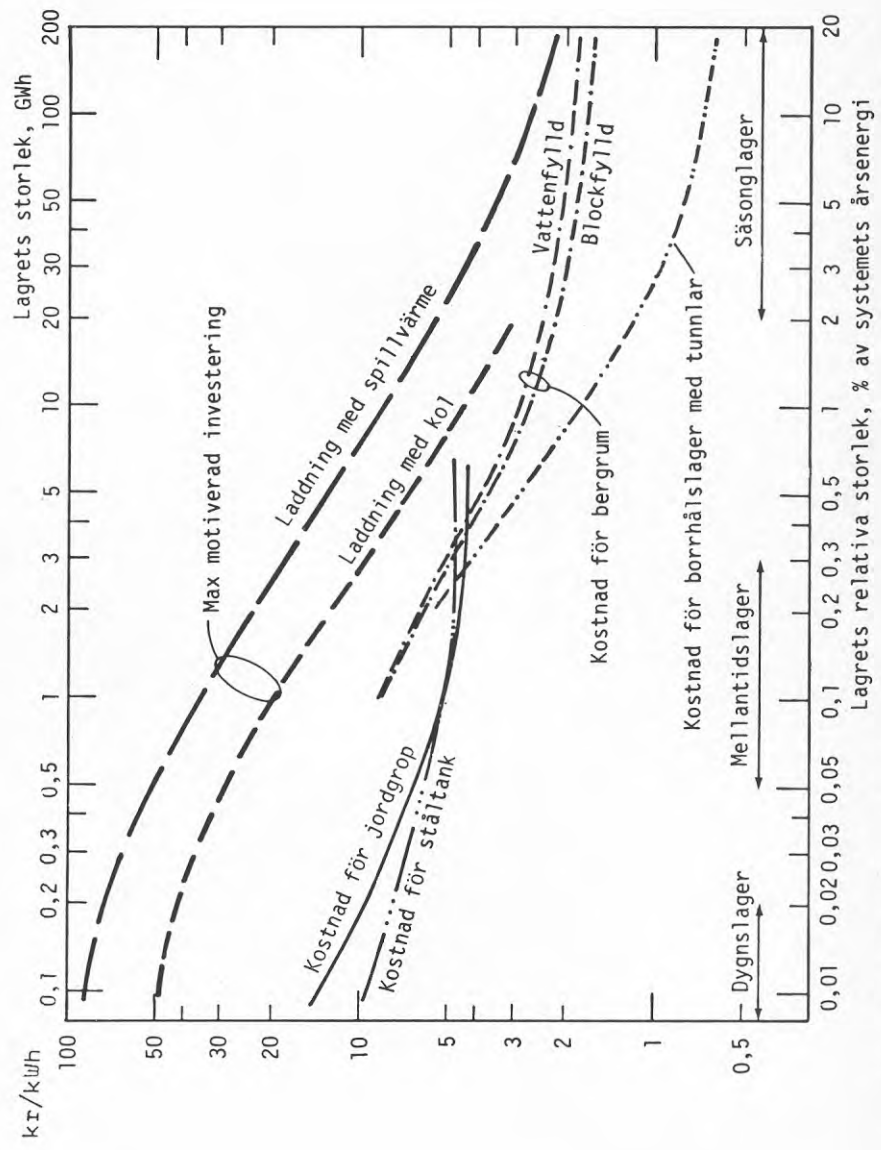


10.1 Förenklat schema.

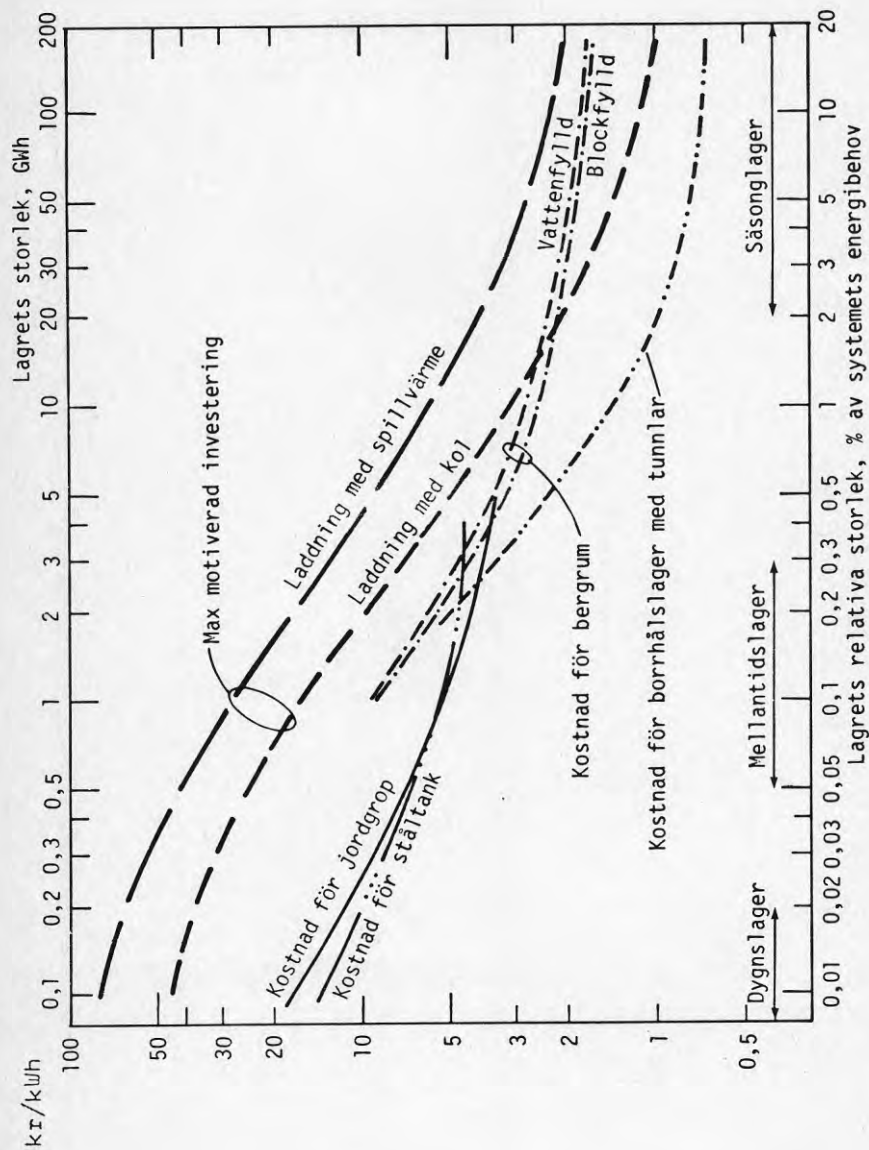


10.2 Sektion och plan för lager för 60 GWh.

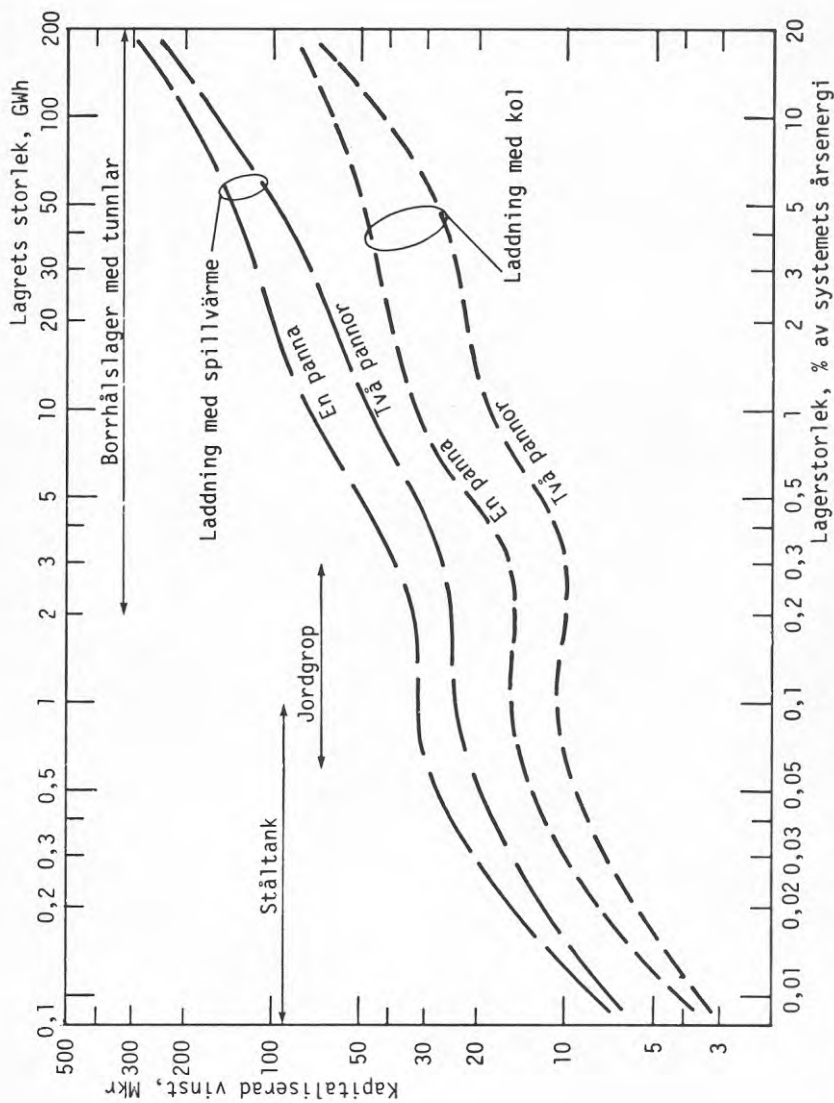
FIGUR 10. KOMBINATIONSLAGER FÖR SÄSONGSLAGRING (BORRHÅL) OCH KORTTIDSLAGRING (VATTENTUNNLAR). (Ref 3,5,6)



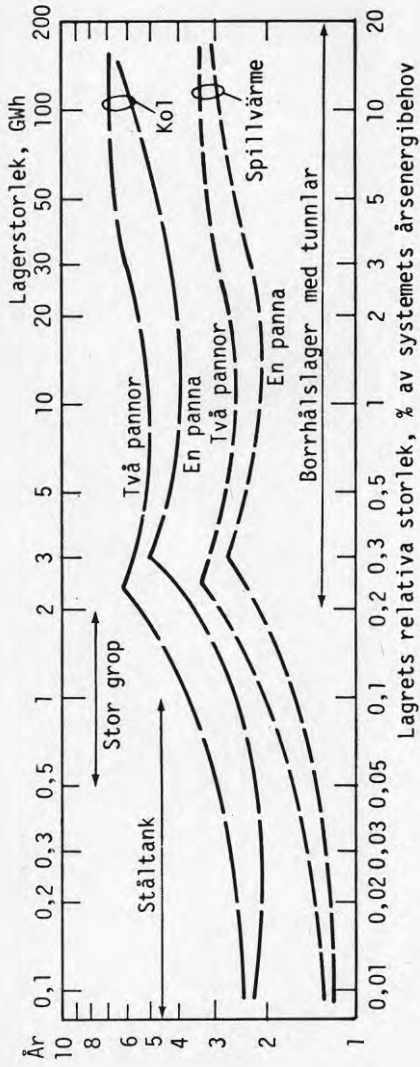
FIGUR 11. Motiverad resp erforderlig investering för olika typer av lager - en baslastpanna för laddning; 1 000 GWh/år-system.



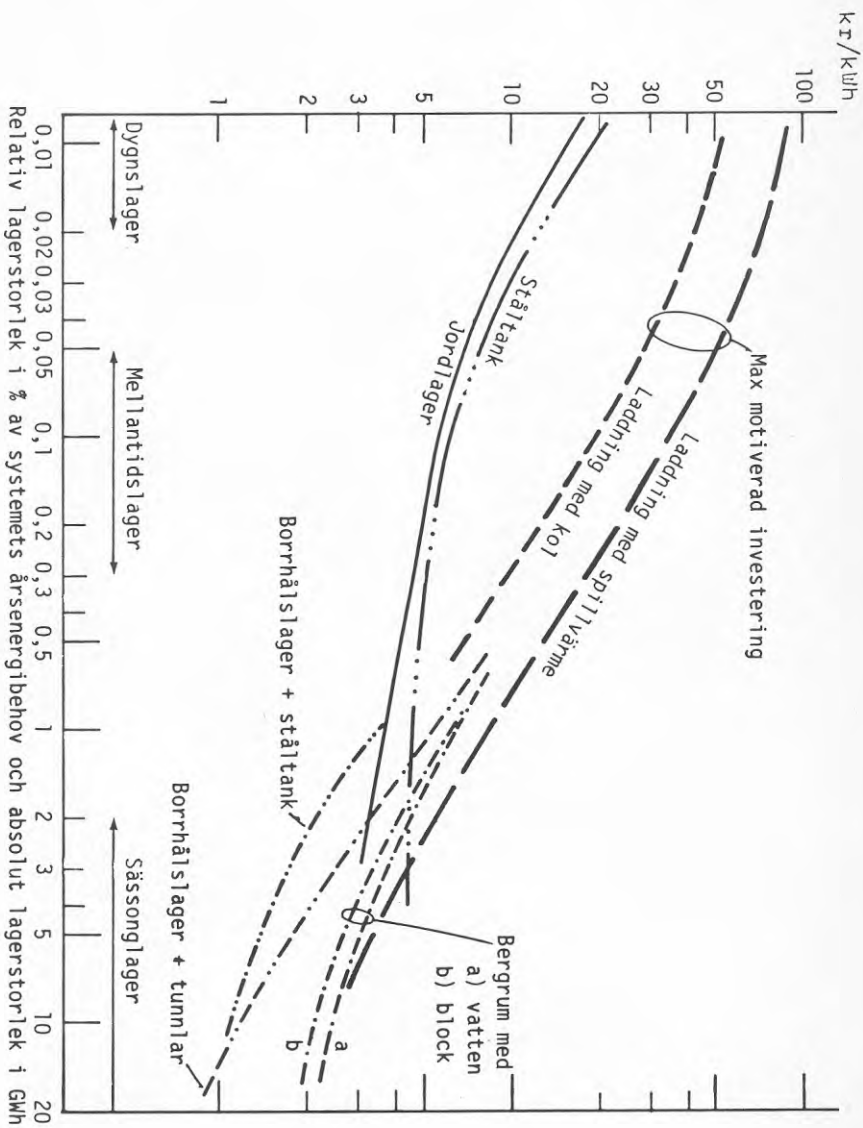
FIGUR 12. Motiverad resp erforderlig investering för olika typer av lager - två baslastpannor för laddning. : 1000 GWh/år system



FIGUR 13. Kapitaliserad vinst på grund av lagring som funktion av lagrets storlek (vid val av billigaste lagertyp) (1 000 GWh/år-system)



FIGUR 14. Pay-off tid för billigaste lager som funktion av storlek (1 000 GWh/år-system).



FIGUR 15. Motiverad resp erforderlig investering för olika typer av lager: en baslastpanna för laddning; 100 GWh/år-system.



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 830555-7
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen
Consult, Nyköping.**

Art.nr: 6705003

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

R3: 1985

ISBN 91-540-4308-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Cirka pris: 35 kr exkl moms