

SÄSONGVÄRMELAGER I KRAFTVÄRMESYSTEM



Rapport | 2008:1



SÄSONGVÄRMELAGER I KRAFTVÄRMESYSTEM

HEIMO ZINKO

ALEMAYEHU GEBREMEDHIN

ISBN 978-91-7381-006-7

© 2008 Svensk Fjärrvärme AB

FÖRORD

Syftet med projektet är att analysera såväl tekniska som ekonomiska förutsättningar för att använda långtidsvärmelager i kraftvärmesystem. Målet är att kunna använda överskottsvärme under kalla perioder och ersätta exempelvis olja för att minska andelen fossila bränslen.

Studien har gjorts av Heimo Zinko och Alemayehu Gebremedhin och ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn som finansieras av Svensk Fjärrvärme och Energimyndigheten. Fjärrsyn ska stärka konkurrenskraften för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för det hållbara samhället till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtidens teknik.

Eva-Katrin Lindman

Ordförande i Teknikrådet

Rapporten redovisar projektets resultat och slutsatser. Publicering innebär inte att Svensk Fjärrvärme eller Fjärrsyns styrelse har tagit ställning till innehållet.

FÖRFATTARNAS FÖRORD

Denna rapport baseras på två examensarbeten, ett om värmelagring av Daniel Sandborg (referens [6]) och ett avseende systemsimulering av kraftvärmesystem med värmelagring av Johan Andersson och Stefan Nilsson (referens [7]), som genomfördes hösten 2006 vid Energisystem på Linköpings Tekniska Högskola.

Tack

Projektet genomfördes under aktiv medverkan av Lena Nordenstam och Marcus Nilsson från Tekniska Verken i Linköping AB och Urban Eklund, ENA Energi AB som inte bara ställde sina företags databaser till förfogande utan ställde upp med mycket praktisk information kring företagets kraftvärmedrift. Lena Nordenstam och Urban Eklund utgjorde även referensgruppen till detta projekt.

Annan nyttig information kring kraftvärmedrift fick vi också från Vattenfall AB – Nyköping, Borås Energi AB samt EON Värme Sverige, Örebro och Norrköping som vi vill tackar på detta sätt.

Ett stort tack riktas även till Bo Nordell, Luleå Universitet, Hans Pilebro, Skanska, Bengt Heikne, E.ON Norrköping, Anders Hedbäck, AB Tore J. Hedbäck som alla har bidragit med viktiga fakta angående värmelagring.

Till slut vill vi tacka Svensk Fjärrvärme och Tekniska Verken i Linköping AB för finansiell support av projektet.

Sökord

Fjärrvärme, kraftvärme, värmelagring, långtidsvärmelager, säsongvärmelager, kraftvärmeoptimering.

SAMMANFATTNING

Det blir alltmer aktuellt i Sverige att öka användning av kraftvärmeverk för samtidig värme- och kraftproduktion. En viktig förutsättning för detta är att det finns lämplig värmelast. I den här studien undersöks möjligheten att använda långtidsvärmelagring som last för kraftvärmesystem. Därför undersöks i rapporten även förutsättningar för att realisera långtidsvärmelager baserade på de kunskaper som på slutet av nittonhundratalet etablerades för solvärmesystem i Sverige.

Långtidsvärmelager hade sin utvecklingstekniska storhetstid på 1980- och 1990-talen. Värmelagren byggdes som gropar eller bergrum för vatten som lagringsmedium eller som borrhålsvärmelager och akviferer med främst berg, mark eller sten som värmelagringsmedium. I rapporten presenteras principen hos de olika lagren och driftserfarenheter från Sverige och Tyskland. Vidare görs en kostnadsberäkning för de lagertyper som anses vara mest lämpliga att användas i kraftvärmesystem. Det krävs att värmelagret tillåter hög in- och urladdningseffekt. Det mest lämpliga lager som motsvarar dessa krav är bergrum som kan byggas med stora volymer upp till flera miljoner m³ med rimliga kostnader. En annan intressant lagertyp är borrhålslagret som dock bör vidareutvecklas för att kunna täcka stora in- och urladdningseffekter.

För att undersöka användningen i kraftvärmesystem analyseras flera driftfall för fjärrvärmenäten i Enköping och Linköping. Modeller för värme- och elproduktion har konstruerats i Microsoft Excel och sedan har systemsimuleringar genomförts för system med olika lagerstorlekar, baserade på ett helt driftår. På så sätt har tre basfall undersökts:

- a) System med biobränslebaserad kraftvärme och biobränsle som topplast (ENA Energi AB)
- b) Kraftvärmesystem baserat på avfall-, olja och biobränsle samt topplast med flis och olja (Tekniska Verken i Linköping AB - (TVAB))
- c) Avfalls- och naturgasbaserad kraftvärme med olja i toppen (fiktivt system hos TVAB).

Som resultat av dessa beräkningar kan nämnas att den bästa ekonomin finns i system med oljepannor som topplast. Att ersätta topplastoljan (60 MW) vintertid är den mest ekonomiska systemlösningen för långtidslager i Linköping. För detta räcker 200 000 m³ bergrum, systemet har en återbetalningstid på ca 8 år. Ett sådant lager kan ersätta all värme som produceras i HVC med olja. Lönsamheten är även stabil ifall oljepriset skulle sjunka. Vill man ersätta oljedriften i kraftvärmeverket med sommarvärme från Gästads behövs ett bergrumlager på 3 000 000 m³, vars lönsamhet dock är betydligt mindre, dvs avskrivningstid på ca 20 år. Ett annat alternativ är naturgasbaserad kraftvärme med olja som topplast. I detta fall kan bergrum i olika storlekar upp till 4 000 000 m³ ersätta oljan med avskrivningstider runt 6-7 år.

När biobränsle används som topplast, vilket är fallet i Enköping, finns det med dagens energipriser dock inget självklart behov för långtidslagring. Analysen visar att lagerstorlekar upp till 400 000 m³ kunde ge avskrivningstider under 10 år för 2006 års höga elpriser, men ej för 2005. I detta fall måste den fortsatta prisutvecklingen avvaktas, innan beslut om långtidslager fattas.

Vidare undersöktes ett användningsexempel för Lingham utanför Linköping, där ett nytt område skulle kunna anslutas till det existerande nätet och där all värme kommer från billig sommar drift istället för att kyla bort överskottsvärme. Värmelagret och transitleddningen dimensioneras så att billig värme kan utnyttjas.

När sommarvärmen är gratis hittar man tillämpningar för värmelager när priset på lagret är 4 SEK/kWh eller lägre. Detta innebär att användning av bergrum är ekonomiskt tveksam, medan användningen av borrhålslager kan vara intressant.

Slutsatsen är att man borde undersöka, vilka förutsättningar som finns för att tillämpa markvärmelager baserat på borrhålstekniken i kraftvärmesystem.

SUMMARY

There is a rising interest in Sweden for the use of cogeneration power plants in district heating networks, generating both electricity and heat in a coupled operation. This type of cogeneration needs, however, the existence of suitable heat loads. In this study we investigate the use of large long-term heat storages for the cases that the DH-load is not sufficient. For this purpose, the technology of long-term storages is also reviewed based on the know-how developed for solar heating plants at the end of 20th century.

Long-term storages have been developed around the 1980ies and 1990ies. The storages have been built as pits in the ground or as caverns for the storage of hot water or as borehole storages and aquifers for heat storages in rock or ground material. In this report, the different techniques are described and operational experiences from Sweden and Germany are summarised. Furthermore, the storage costs for the different techniques are presented. In order to be of interest for application in cogeneration systems, it is necessary that the storage allows charging and discharging with high heat capacities. The most suitable storage type for that purpose is a rock cavern, which can be constructed in volumes up to millions of m^3 water with reasonable costs, as demonstrated in the 1970ies with strategic oil storages. Another interesting storage type is the borehole ground storage, as used in solar heating plants. However, in the application for cogeneration, this storage type must be further developed towards higher heat transfer rates.

For the analysis of storage applications in cogeneration systems, a number of operational cases from real cogeneration systems in Enköping and in Linköping have been studied. Models have been developed for calculation in Excel and operational years have been simulated and economically evaluated with different storage sizes. The following basic systems have been analysed:

- a) System with bio-fuel-fired cogeneration and bio-fuel top-load plants (ENA Energi AB Enköping).
- b) Cogeneration based on municipality wastes, oil and biomass fuels with oil and biomass-fired top-load plants (Tekniska Verken i Linköping AB – (TVAB))
- c) Cogeneration based on municipality wastes and natural gas with oil fired top-load plant (fictive system at TVAB).

As a result from these calculations we can state that good economy can be found in systems using oil in top-load plants and in cogeneration operation. The best economy was found for replacing the topping oil heating plants used in wintertime (60 MW) by heat from the cogeneration generated in summer time and stored in the storage until the winter. In Linköping, this can be reached with a rock cavern of 200 000 m^3 , resulting in an amortisation time of 8 years. The system will also be of interest in case that the oil price decreases by 30 %. Another possibility is to replace the use of the total oil in Linköping (top load plants and cogeneration plant). In this case, a cavern with a volume of 3 000 000 m^3 would be needed. The economy will be worse, however, the investment is still paid back in less than 20 years. Better economy is received in the case when cogeneration is based on natural gas and oil is used for the top-load. In principal all storage sizes up to 4 000 000 m^3 will give amortisation times around 6-7 years.

If on the other hand, biomass such as wood chips or pellets is used as top-load fuel as in Enköping, the situation is not so clear. The analysis shows that based on the (high)

electricity prizes of 2006, a storage size up to 400 000 m³ will give a positive payback within 10 years. On the other hand, for the much lower price level of 2005, the payback was negative. Hence, we have to wait and see how the future trends for the energy prices develop, before we can make a final decision about the investment in a long-term storage in such a system.

In a last example, we investigated the cases where a suburb at a distance of 5 km from the central network should be connected to the main DH net, as in the village of Linghem. The idea is to use cheap summer excess heat for heating a new subnet by installing a suitably dimensioned transit pipe and heat storage near the village to be connected.

In the case of neglecting heat costs it was shown that the storage costs must be less than 4 SEK per kWh recuperated from the storage. That means that the use of rock cavern is not economic in this case, but the use of borehole ground storage can be of interest, if the storage can be constructed in such a way that suitable high heat charging and discharging flows can be achieved.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. Inledning	10
2. Värmelager i kraftvärmesystem	11
2.1. Korttidsvärmelager	11
2.2. Varför behövs det långtidsvärmelager?	12
2.3. Hur använder man ett värmelager?	12
3. lämpliga värmelager	14
3.1. Vattenlager	14
3.2. Marklager	18
3.3. Lagerkostnader	21
3.4. Kostnader för stora bergrum	23
4. Värmelager i olika typer av kraftvärmesystem	24
4.1. Produktion och produktionskostnad för Linköping	24
4.2. Värmelager för naturgaseldad gaskombi i Linköping	29
4.3. Kraftvärme med biobränslen	32
5. Diskussion	38
6. Exempel på ett värmelager för ett nytt fv-område	
– säsongvärmelager för lingham	40
6.1. Projektidé	40
6.2. Värmeförsörjning Lingham	40
6.3. Kostnadskalkyl	43
6.4. Kostnadsjämförelse	44
7. Slutsatser	47
Värmelagerteknik	47
Värmelager i kraftvärmesystem	47
Värmelager i lokala fjärrvärmenät	48
8. Referenser	49

1. INLEDNING

De flesta fjärrvärmeproducenter har ett lågt värmebehov sommartid vilket gör att kraftvärme måste stängas av under flera månader: Det finns oftast helt enkelt ingen avsättning för de stora mängder fjärrvärme som kraftvärme levererar vid den lägsta möjliga effekten i ett mottryckssystem. Ett undantag kunde dock skönjas sommaren 2006, där elpriserna från NordPool var så pass höga att det var lönt att hålla kraftvärme igång genom att kyla bort värme till luft, vattendrag eller hav, överallt där det nu gick att kyla.

Om kraftvärmeverket avstängs, går istället en annan panna in för produktion av värme. Den här pannan är oftast dyrare i drift och producerar i regel ingen el. Å andra sidan finns det oftast toppplastpannor vintertid som eldas med olja vilket är det dyraste och ur miljösynpunkt sämsta sätt att producera värme. Den bortkylda värmen från sommaren skulle alltså kunna göra en mycket stor nytta om den används vintertid istället för oljepannorna.

Det finns alltså två huvudskäl för att använda värmelager:

- a) ökad elproduktion sommartid
- b) minskad användning av fossilt toppbränsle vintertid.

För att maximera värme- och elproduktionen då pannorna är i drift skulle man kunna lagra värmen i ett lager för att sedan ta ut den då den behövs.

Målsättning med projektet:

Syftet med det här arbetet är att analysera såväl de tekniska förutsättningarna som ekonomin för att använda långtidsvärmelager i kraftvärmesystem. Vidare ges ett exempel hur ett värmelager borde kunna användas i ett praktiskt tillämpningsfall.

2. VÄRMELAGER I KRAFTVÄRMESYSTEM

Värmelagring i kraftvärmesystem är en viktig åtgärd, som de flesta anläggningar med mottryckssystem idag tillämpar för att öka flexibiliteten. Nedan ges en kort redovisning av de viktigaste fördelarna med värmelager i kraftvärmesystem.

2.1. Korttidsvärmelager

Ökad elproduktion

I mottryckskraftvärme är produktionen av värme och el kopplade till varandra. En given eleffekt ger en given värmeeffekt. Behoven från de respektive konsumenterna av el resp värme är däremot oberoende av varandra, varvid produktionen i huvudsak väljs efter ett av behoven. I fjärrvärmeverk är det i regel värmebehovet som är styrande beroende på nuvarande värdering/prissättning av el- respektive värmeenergi. Ökad energilagringmöjlighet av värme ger en ökad elproduktion genom att överskottsvärme kan ackumuleras. Inte minst kan elproduktionen styras till perioder med stort elbehov, som ger högre elpriser. Elcertifikatet gör ytterligare större intäktsmöjligheter för kraftvärme baserat på biobränslen.

Minskad körning på dellast

Med ökad ackumulering kan produktionsenheterna köras på fullast (maximieffekt) i större utsträckning. Detta är speciellt intressant för enheter med dåliga dellastegenskaper. Vinsten blir minskade utsläpp, bättre verkningsgrad och mindre belastning på driftpersonalen.

Färre starter av spetslastenheter

Vid korta effekttoppar kan ett värmelager urladdas istället för att starta en extra panna. På detta sätt undviks start- och stoppkostnader samt eventuellt drift med ett dyrare bränsle.

Minskad andel fossilt bränsle

Kan ses som ett mervärde att andelen avfall och förnyelsebart bränsle ökar. En ackumulator kan sägas ersätta bestämda delar spetslastenergi med produktion från baslast. Sett ur längre perspektiv (exempelvis år) är denna andel ersatt spetslastenergi relativt konstant och förutsägbar beroende på att vårt klimat är stabilt över en längre tid.

Minskar behovet av reservkraft

Ett värmelager kan användas som reservkraft. Helt abrupta bortfall av enheter är naturligtvis svåra att förespå beroende på att ackumulatören kan vara tom, medan vissa fel tillåter att ackumulatören fylls innan det blir ett ”planerat” driftstopp.

Minskar behovet av spetslasteffekt

Eftersom abonnenternas effektbehov utjämnas av ackumulatortanken sänks behovet av spetslasteffekt.

Ersätter riskfulla investeringar för nya produktionsenheter

En ackumulator kan sägas ersätta en investering i ny produktionskapacitet under vissa förutsättningar till exempel om syftet är att ersätta fossil energi och det redan finns till-

räckligt med effekt (spetslast) att tillgå. Ofta är en investering i en ny produktionsenhet baserad på ett val av visst bränsle, ett koncept, beroende på att förbränning och rening skräddarsys. Detta gör den framtida investeringen känslig för politiska styrmedel och marknadspriser av enskilda bränslen. Reinvesteringar kan tvingas fram av exempelvis skärpta miljökrav.

En ackumulators lönsamhet baseras däremot på principer som är relativt stabila över tiden:

- att abonnenternas efterfrågan varierar över tiden
- att det finns en skillnad i produktionskostnad mellan energi från baslast och spetslast
- att det är förknippat med en kostnad att starta och stoppa enheter
- att elenergi värderas högt i förhållande till värmeenergi

I fallet med ackumulatoren kan politiska styrmedel sägas påverka indirekt. Reinvesteringar i ackumulatortankar är i det närmaste obefintliga beroende på enkel teknik och små förändringar i de lönsamhetsgivande principerna.

Fungerar som expansionskärl och vattenreservoar

Den befintliga tanken fungerar redan som tryckhållning för fjärrvärmenätet samt utgör oftast en reservoar med preparerat fjärrvärmevatten.

2.2. Varför behövs det långtidsvärmelager?

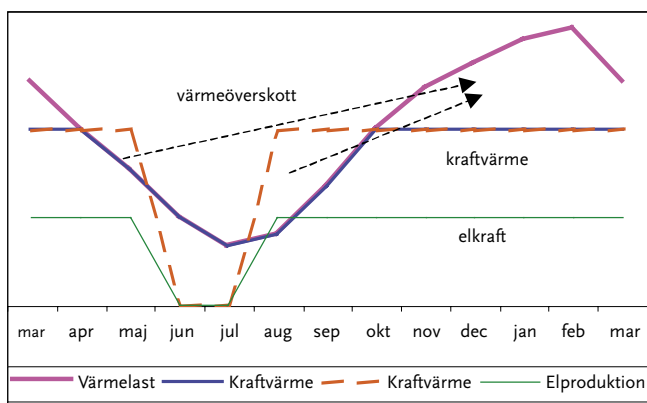
Med långtidsvärmelager (eller säsongvärmelager) menas ett värmelager som kan behålla inlagrad värme med god värmekvalitet under en längre period, t ex ett halvt år. Den typiska användningen av långtidsvärmelager är solvärmesystem där man har ett överskott av solvärme sommartid och ett underskott vintertid. För att jämna ut tillgången och lastens efterfrågan så lagrar man värme i ett säsongvärmelager.

I princip händer samma sak i kraftvärmesystem. Kraftvärmeverket skulle kunna producera mera el sommartid men saknar värmelast. Om säsongvärmelager finns, så kan man lagra in värme och köra kraftvärmeverket under sommaren för att få intäkter från elförsäljningen. Vintertid går det att använda lagret för att ersätta topeffektpannorna, som oftast är oljepannor. Vi har således en tvåfaldig ekonomisk vinst från värmelagret, vilket mer än väl borde räcka till för att täcka investeringen i lagret.

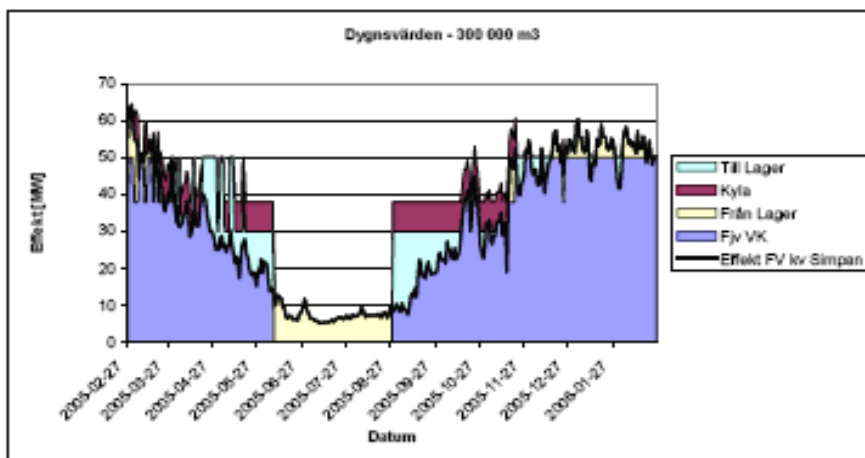
Från Figur 2.1 framgår hur vilken roll långtidsvärmelagret kan spela i systemet. Lite längre fram får vi se hur denna principbild ser ut i verkliga driftfall i olika system (se Figur 4.2 och Figur 4.3).

2.3. Hur använder man ett värmelager?

I denna rapportens analysdel används endast vattenlager och dessa i sådan storlek att värmeförlusterna relativt sett är små. Men även om huvudtillämpningen av ett värmelager är säsonal, så är ju lagret fysiskt kopplat till systemet på samma sätt som en mindre ackumulatortank. Värmelagret kan ju samtidigt användas för samma funktioner som en ackumulator, för att undvika start av en topplastpanna, för att utjämna lastvariationer, för att undvika dellastkörning, mm. Dvs. värmelagret kombinerar de långsiktiga och kortsiktiga lagringsbehoven. Till skillnad från ett solvärmelager, som endast används en



Figur 2.1: Principbild över hur ett långtidsvärmelager kan användas



Figur 2.2: Värmelager exempel från analys av Kraftvärme i ENA Enköping.

gång per år, kan värmelagret användas många gånger, och i analysen finner vi, att ett ekonomiskt långtidsvärmelager i genomsnitt används 2 – 4 gånger per år.

Ett exempel visas i Figur 2.2, där de ljusblåa fälten visar den till lagret tillförda värmen, medan de ljusgula fälten visar den från lagret återvunna värmen. I detta exempel med 300 000 m³ värmelager används lagret i genomsnitt 2,3 gånger.

3. LÄMPLIGA VÄRMELAGER

Ur värmelagringssynpunkt förekommer i huvudsak tre olika tekniker: Lagring i vatten, lagring i mark och berg samt lagring i form av någon kemisk förening. När det gäller lagring av stora mängder värme så kommer i dagsläget endast vatten eller mark/berg i fråga. Kemiska värmelager håller på att utvecklas men erbjuder få ekonomiska lösningar i större system.

3.1. Vattenlager

Vatten är ett utmärkt värmelagringsämne eftersom det är enkelt att distribuera, har goda värmelednings- och värmekapacitetsegenskaper och inte påverkar miljön på ett nämnvärt sätt, så länge det inte är försett med kemikalier. När det gäller distribution och lagring av stora effekter och värmemängder är vatten ett mycket lämpligt medium.

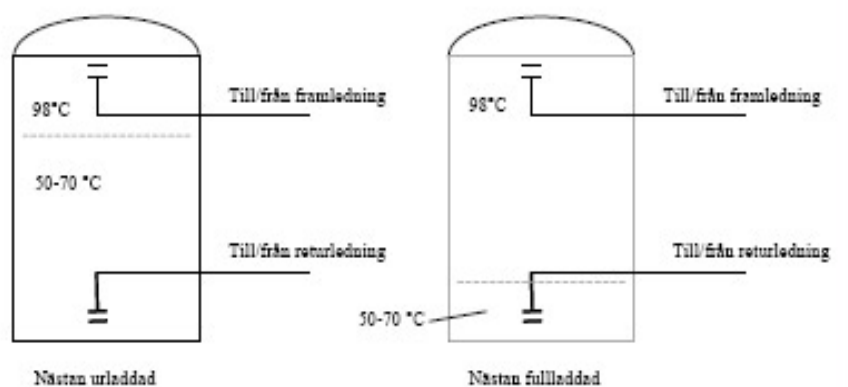
Akkumulatortankar i stål

Som nämnts ovan, så är ståltankar en vanlig komponent i kraftvärmesystem. De största ståltankar som förekommer i Sverige har en volym på ca 50 000 m³. Lagren används i fjärrvärmenäten för driftutjämning. I ackumulatorn lagras fjärrvärmevatten direkt.

Det finns två olika typer av ackumuleringstankar, nämligen trycksatta och trycklösa. Skillnaden består i att de trycksatta är konstruerade för övertryck och de trycklösa för atmosfärstryck. I Sverige är de trycklösa tankarna vanligast, främst för att det är möjligt att få en rimlig anläggningskostnad för en större lagervolym (över 10 000 m³). Laddning av tanken sker med vatten som har temperaturen 98°C. Detta är den högsta laddningstemperaturen för en trycklös ackumulatortank. Laddningen sker på så sätt att varmt framledningsvatten leds in i tanken genom ett rör vid toppen, samtidigt som motsvarande mängd kallare vatten från bottenkiktet matas till hetvattenpannan. Vattennivån i tanken varierar hela tiden och det beror dels på vattentemperaturen, och dels på att det är svårt att reglera laddning och urladdning med en konstant nivå i tanken.

För att korrosionsskydda tanken så är utrymmet högst upp i tanken oftast fyllt med mättad ånga (vid lägre temperaturer såsom de är vanliga i solvärmesystem kan en kvävgasatmosfär användas istället för ångan).

I alla värmelager sker en skiktning av vattnet beroende på hur varmt vattnet är. Skiktningen bygger på att vatten av olika temperatur har olika densitet. Då kallt vatten har högre densitet så kommer kallt vatten att finnas längst ner i tanken och varmt vatten högst upp. För att få en god skiktning mellan kallt och varmt vatten så är ackumulatortankar lämpligen höga. In- och utmatningssystemet är konstruerat så att det understödjer skiktningen bl a med hjälp av speciellt utformade dysor vid in- och utlopp av tanken. Skiktningen gör att vatten med prima temperatur står till förfogande när det så behövs, se Figur 3.1.



Figur 3.1: Skiktningssprincip i fjärrvärmekar (Stenlund).

Bergrum

Tekniken att lagra värmemedier i bergrum har använts länge, i Sverige sedan 1950-talet. Det som då lagrades var olja och andra petroleumprodukter. I Skandinavien finns runt 200 sådana oljelager och enbart i Sverige finns 140 anläggningar. I runt 80 av anläggningarna lagras petroleumprodukterna direkt på grundvattenytan i bergrum med råa bergssidor. De traditionella oljelagren är formade som långa tunnlar med bredden 15-20 meter och höjden ända upp till 30 m. Lagret ligger med hjässan cirka 20-30 m under marknivå. Ortens längd är i regel mellan 50-200 meter och har ofta anpassats till den geologiska situationen och produktionsmetoden på respektive byggplats. Vanligast är att flera lager är byggda bredvid varandra och de är anslutna genom en distributionstunnel. Taket och väggarna är ofta förstärkta. I Sverige ligger storleken på de oinklädda bergrummen mellan 50 000 till 2 000 000 m³ fördelade på ett eller flera bergrum [8].

Oljebergrummen i Sverige ägs av staten (Fortifikationsverket, SGU, SJ m fl) men även av landsting, samt kommunala och privata energibolag. Vissa av bergrummen ägs också av privata industriföretag och oljebolag. Lagren byggdes i första hand för beredskapslagring under kalla kriget mellan slutet av 50-talet och slutet av 70-talet. Flertalet av dessa anläggningar är idag under avveckling. I flera utredningar har man studerat hur dessa lager skulle kunna användas för värmelagring [9] och på vissa platser finns ett kraftvärmeverk nära oljelagren (t ex i Norrköping, Nynäshamn).

Konstruktion av stora bergrum är idag känd teknik. Problemet är snarare att tekniken håller på att "glömmas" eftersom endast få nya bergrumsprojekt pågår. Det är därför svårt att få aktuella kostnadsuppgifter för bergrum.

För att komma till den nivå där bergrummen skall anläggas måste först en tillfartstunnel sprängas ut. Denna används senare under byggtiden för uttransport av bergmassorna. Tunnelkostnaden är hög i förhållande till bergrumsutsprängningen så det gäller att inte göra tunneln längre än vad som är nödvändigt. När tunneln har nått nivå för den tilltänkta takhöjden börjar utsprängningen av takvalvet, eller galleriet som det också kallas. Arbetet fortsätter med etappvis utsprängning av bergrummet tills sulan

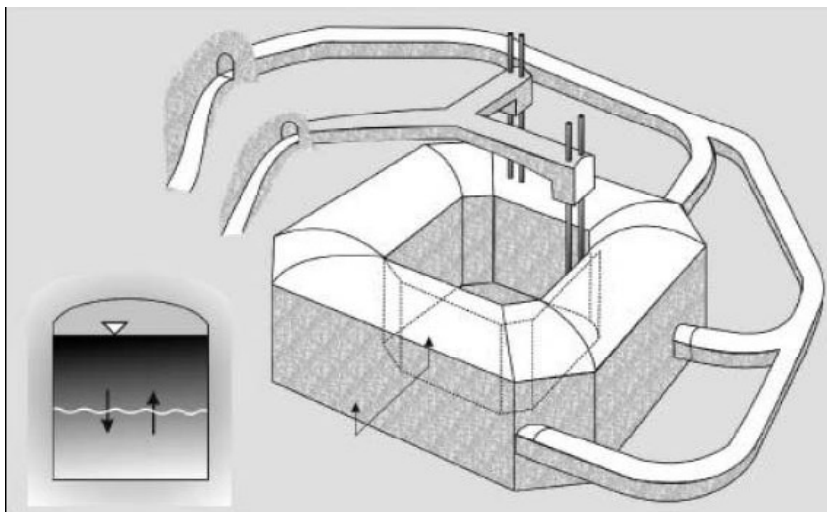
(bottennivån) har nåtts. Pallhöjden varierar mellan exempelvis 8-14 meter. Värmelager i berg måste i allmänhet byggas stora för att hålla nere energiförlusterna från lagret. Detta beror på att berg har ett relativt högt värmeledningstal och att bergrummen byggs oisolerade. Öppna bergrum med vatten har en hög lagringskapacitet eftersom vattnet, som nämndes tidigare, har hög värmekapacitet.

Om sprängsten lämnas kvar i bergrummet kan större bergrum byggas då sprängstenen kan stödja bergrummets väggar. Lagret blir på detta sätt även billigare eftersom all sprängsten inte behöver tas ur lagret. Nackdelen med detta är att lagrets värmekapacitet/m³ sjunker. Orsaken är att bergets värmekapacitet är ungefär hälften av vattnets (BFR, 1986). Se vidare även under akvifer.

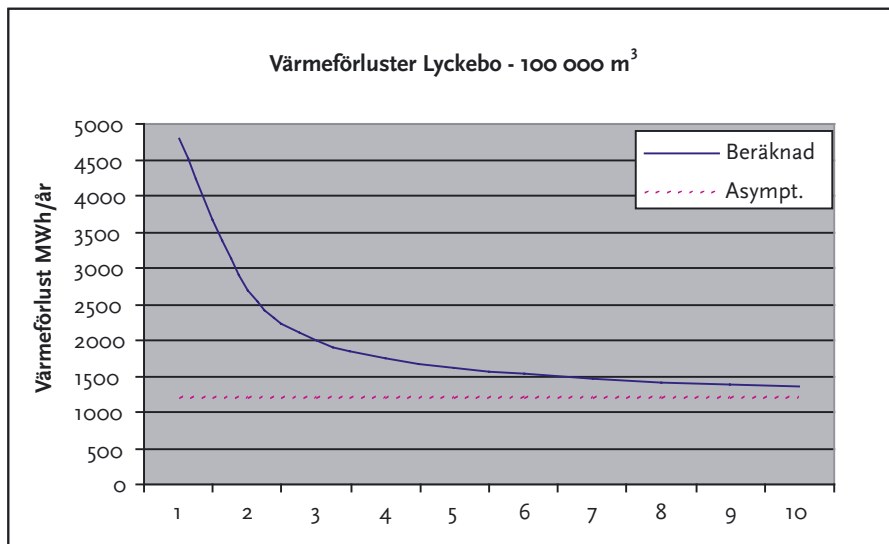
Ett välkänt exempel på ett värmelager i ett bergrum är solvärmelagret i Lyckebo utanför Uppsala, se Figur 3.2. Värmelagret byggdes 1982 som en toroid med en bergpelare i mitten.

Värmelagret är fortfarande i drift, men matas idag av en biobränslepanna. I Lyckebo uppmättes i början höga värmeförluster, som dock har stabiliserats till normal nivå sedan 1993. Beträffande anledningen till höga begynnelseförluster finns det flera teorier, men troligtvis var det självциркуляtionsprocesser genom sprickor som gav upphov till detta.

Värmeledningen för oisolerade bergrum i granit har utretts för Lyckebo. Figur 3.3 illustrerar faktumet att värmeförlusterna är stora i början och avtar med tiden, eftersom det omgivande berget har värmts upp. Efter ca 5 år får värmeförlusterna en slags fortfarande stillstånd. Värmeförlusterna under de första åren måste således ses som en del av investeringen, medan värmeförlusterna därefter tillhör driftkostnaderna. Bergrum större än 300 000 m³ kan dock utformas som de traditionella oljelagren med avlånga orter, där värmeförlusterna mellan rummen blir obetydlig, ca 10 % per år. Det är därför möjligt att återvinna prima energi även ur ett bergrumvärmelager.



Figur 3.2 Skiss på värmelager-bergrummet i Lyckebo



Figur 3.3: Beräknade värmeförluster från bergrummet i Lyckebo (ref [9]).

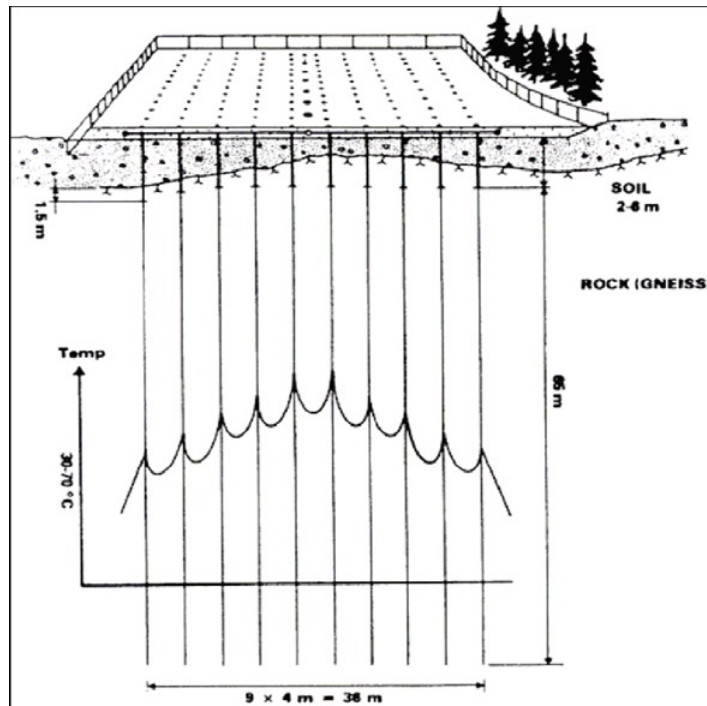
Gropvärmelager

Groplager består av en grävd eller utsprängd bassäng i vilken uppvärmt vatten lagras. I ett groplager upptas inte vattentrycket av tätskiktet utan av den omgivande marken. Tätskiktet kan därför bestå av ett tunt material som t ex gummi, plast eller metallfolie. Över gropan har man ett lock som ångspärr och isolering. Gropan kan liksom bergsrumslager vara blockfylld.

Lagring av värme i isolerade vattenfyllda gropar är en intressant energilagringss metod för mindre fjärrvärmesystem. Lagertekniken kan användas både för lång och kort lagring och har en betydande fördel om man jämför med ackumulatortankar. Här utnyttjar man marken som isolering och som uppbyggnad. Ursprungligen har man använt groplager i samband med solvärmesystem. Temperaturerna har då inte varit högre än 70°C och man har heller inte kunnat lagra så mycket varmare vatten i gropar. Från mitten av 80-talet har emellertid nya material testats för att groplagren ska kunna användas vid temperaturer över 90°C. (Calorstock Proceedings, 1994).

Geotekniskt sett finns det två olika metoder för att konstruera en grop i jord. Lagret kan dels grävas ut som en grop med väggens vinkel i markens rasvinkel, dvs inga markerade väggar. Det andra sättet är att gräva ut gropan och stötta denna utgrävning med vertikala väggar. Båda alternativen har sina för- och nackdelar vilket måste utredas från anläggning till anläggning. Om gropan anläggs utan väggar så är det grundläggande arbetet enklare. Däremot får man då problem med att locket blir stort och större krav ställs på lockets isolering. Värmeförlusten kan bli för stor om man inte lyckas med en bra lockkonstruktion.

Om utgrävningen av gropan görs med vertikala väggar så krävs det att väggarna är starka nog att hålla emot vatten- och jordtrycket. Fördelen med detta sätt att



Figur 3.5: Principbild för hur ett borrhålslager anläggs. Temperaturen är varmest i mitten och blir kallare ju längre ut mot kanterna man kommer [10].

Bilden visar även värmefördelningen i lagret med högsta temperaturen i mitten av fältet och runt hålen. Borrhålslagret laddas genom att varmt vatten cirkuleras genom rören och borrhålen, som därigenom avger sin värme till berget. Vid urladdning är förhållandet omvänt. Det cirkulerande vattnet tar då tillbaka värmen från det omgivande berget [11].

Det finns olika driftstrategier som kan användas vid såväl laddning som uttag av värme. I det enklaste fallet är samtliga hål parallellkopplade och då sker laddning eller urladdning samtidigt i hela bergvolumen. På så sätt uppnås hög laddningseffekt. Vid en annan strategi laddas lagret från centrum och radiellt utåt. Uttag sker i motsatt riktning, utifrån och in mot centrum. I detta fall är borrhålslagrets temperatur alltid högst i centrum. Till skillnad från det enklare fallet så är borrhålen här seriekopplade i radiella led. När man gör på detta sätt erhåller man en högre energi- och temperaturverkningsgrad. Arrangemanget medför dock en förhöjd anläggningskostnad jämfört med då man har parallellkopplade borrhål

Även i borrhålslagrets fall är det så att den relativa värmeförlusten minskar med ökad lagringsvolym. Lagrets geometriska form (sett ovanifrån) är oftast en rektangel eller en cirkel. Borrhålen placeras så att de är jämnt fördelade över lagrets yta för att få en så jämn temperaturutbredning som möjligt i marken. Borrhålens djup beror bland annat på bergets art och kvalitet. Vid dimensionering av borrhålslager i svenskt urberg finner man vanligtvis att det ur ekonomisk synpunkt är lämpligt att borra till ett djup av ca 120 m. Diametern på borrhålen är oftast 115 mm, som vid vanliga brunnborr-

ning. Avståndet mellan hålen varierar beroende på bergartens ledningsförmåga, men ligger vanligen på runt 4 meter för ett lager med utpräglad säsonglagringsfunktion.

Exakt hur anläggningen ska utformas beträffande avstånd mellan borrhålen och dess djup bör optimeras för varje anläggning. Det som gäller varje gång vid anläggning av borrhålslager är att man tittar på geologiska förutsättningar, t ex att jordlagret inte är för djupt. Man bygger alltid borrhålslager på en plan markyta.

Tekniken som används för att borra hålen är konventionell brunnborrning med en sänkbormaskin. När man borrar lager är dock hålets rakhet viktig och vissa förbättringar finns ofta på sänkborren för att garantera rakheten på det borrhålet. För att borra genom det översta jordlagret används en borrhålsborrningsteknik som kallas Odex-borrning. Vid borrhålsborrningen följer ett foderrör borrhålskronan genom jorden som skydd för borrhålet. Foderröret borrar ofta ned mellan 0,5 till 1,5 meter i berget för att det skall fästa ordentligt.

Borrhålen kan utformas som öppna eller slutna system. I det öppna systemet har vattnet direktkontakt med berget och uppnår således bättre värmeöverföring. Det slutna systemet, som alltid kan användas, medför att man enkelt kan variera markvärmeväxlarens utformning. Den kan exempelvis bestå av ett tillförselrör och tre returrör. Nackdelen är sämre värmeöverföring mellan värmebäraren och lagringsvolymen. Ett slutet system är ett måste då man har borrhålslager i lera eller i sand [11].

Jämfört med system med vattenlagring blir lager i berg trögare och kommer därför i fråga endast där behov av långtidslagring föreligger. Det är tekniskt möjligt att konstruera lagren så att stora effekter kan tas ut eller laddas in, men det kräver stora värmeväxlarytor, vilket i detta fall betyder fler borrhål med kortare inbördes avstånd. Lagret blir då dyrare än vad framgår nedan.

Akvifer

En akvifer, eller ett naturligt grundvattenmagasin, består av jord eller poröst berg vars hålrum är fyllt med fritt vatten. För att vara användbart för värmelagring ska vattnet vara rörligt i marken. Akviferlager karaktäriseras av vattnets egenskaper och har därför stora likheter med vattenlager. En stor skillnad är att lagerutrymmet redan finns i marken och inte behöver anläggas. Kostnaderna för lagret blir istället grundläggande undersökning av marken och för installationer för cirkulation av grundvattnet [3].

I Sverige finns geologiska förutsättningar för värmelagring i olika typer av isälvs-lagringar och i sandstenslager på större djup. Dessa grundvattenmagasin har stora geometriska dimensioner. Grundvattenmagasin i isälvs-lagringar är normalt 10-50 m djupa och för t ex rullstensåsar är en bredd av 100-500 m med flera kilometers längd vanlig. Sandstenslager på stora djup i sedimentär bergrund har som regel en utbredning i vertikal led på 40-100 m och till det kommer en stor utbredning

Lagring i akviferer förutsätter som regel en mycket storskalig tillämpning i storleksordningen 1 miljon m³ för att begränsa värmeförlusternas inverkan. Konstgjorda avgränsningar är vanligtvis inte aktuella av såväl tekniska som ekonomiska skäl. Dock så kan viss kontroll och styrning av grundvattenflödena tänkas ske. Lagring i konstgjorda akviferer i mindre skala med avgränsade tätskikt har dock studerats. Tillämpningarna av denna teknik har tidigare begränsats av svårigheter att finna lämplig tätningsmetodik, men detta problem löstes under 90-talet.

För värmelagring i ytliga grundvattenmagasin har i första hand låga temperaturnivåer runt 20-50°C studerats. Vid lagring vid högre temperaturer runt 60-90°C är det djupare magasin som gäller [12]. Hur stora effekter som en akvifer momentant kan klara beror dels på vilken hydraulisk effekt som brunnssystemet har och dels hur värmeväxlingen sker mellan akvifers fasta beståndsdelar och vattnet. I en sprickakvifer i berg lagras huvuddelen av värmen i berget. Ju glesare det vattenförande spricksystemet är desto trögare blir värmeväxlingen mellan berg och vatten. I en porakvifer är värmeväxlingen däremot mer eller mindre momentan.

Risken för kemiska utfällningar i akviferlager finns alltid. Exempelvis kan järnhaltigt vatten kräva att syretillförsel till det pumpade vattnet förhindras. Igensättningar av filtrationsbrunnar är vanligt och rensumpning är en normal skötselåtgärd. Akviferlager lämpar sig bäst som lågtemperaturlager. Erfarenheter från högtemperaturakviferer finns endast i begränsad omfattning från konstgjorda akviferer i Tyskland med en avgränsad vattenvolym. Det är därför osäkert, om högtemperaturakviferer, som returnerar prima värme, kan åstadkommas; (som alternativ borde man då överväga bergrum fyllda med sprängsten).

3.3. Lagerkostnader

För att kunna jämföra lagerkostnaderna på ett rättvis sätt är det bäst att jämföra samma kvalitet för olika lager, till exempel uttagbar energi. Denna kan variera dels pga olika lagringsämnen (vatten, mark) dels pga värmeförluster. Av Tabell 3.1 framgår den nödvändiga lagervolymen för att lagra 1 MWh värme i olika typer av lager.

Tabell 3.1: Lagerstorlek för att lagra 1 MWh värme vid temperaturdifferensen 50 °C.

Lagertyp	Volym (m ³)	Referens	Referensår
Akkumulatortank	17	A. Hedbäck	2006
Groplager	17	A. Gabrielsson	1991
Bergrum	20	H. Pilebro	1981
Borrhål	60	B. Nordell	1983

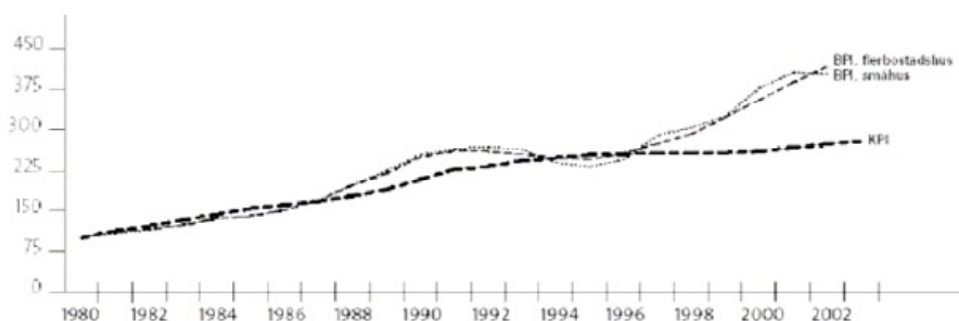
Kostnader för värmelager har tagits från olika referenser som gäller för olika tidpunkter. För att uppskatta dagens kostnader har de aktuella refererade kostnaderna uppräknats med byggkostnadsindex PBI (se Figur 3.6). Med undantag av gropvärmelager har samtliga kostnader diskuterats med experter för respektive teknik. Det bör nämnas att kostnader kan variera en hel del, beroende på olika omständigheter såsom konjunktur, lokalisering, antal beställningar, använd teknik mm. Men de baseras ändå på realiserade projekt. Figur 3.7 visar lagringskostnader som funktion av ekvivalent volym för olika typer av värmelager.

Som framgår av Figur 3.7 ligger bergrum och gropmagasin på ungefär samma nivå. För bergrum används två kostnadsnivåer. Gropvärmelager större än 12.000 m³ har oss veterligen dock aldrig byggts. Ståltankar är dyrare än gropvärmelager.

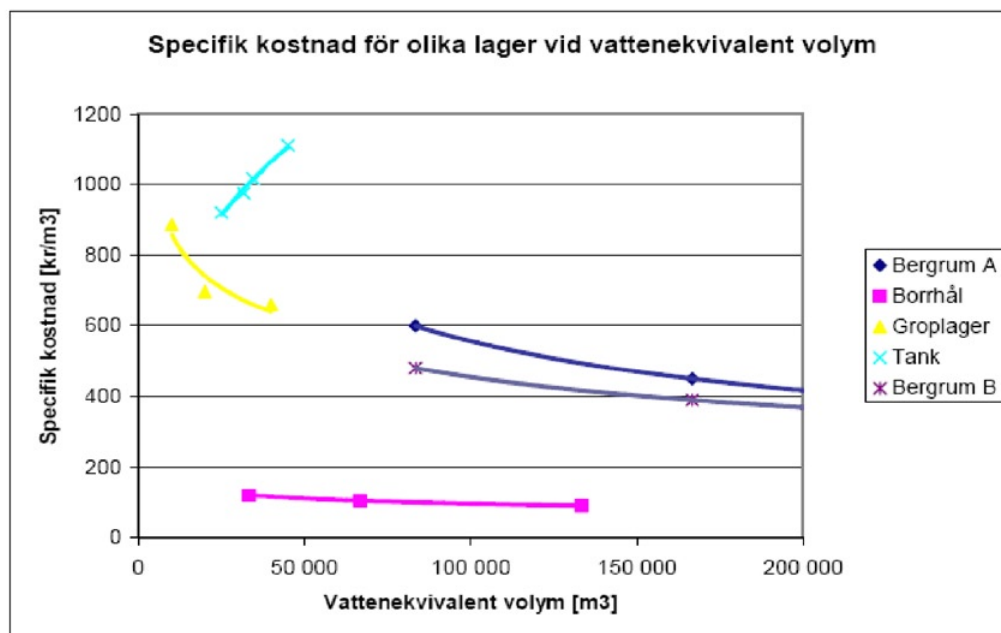
Borrhålslager är utan tvekan billigast. Stora borrhålslager är under uppförande i Tyskland. För att tillämpa borrhål för kraftvärme med krav på hög inlagringskapacitet bör man

dock överväga tätare placering av borrhål än vad som är fallet i dagens system (som oftast används i solvärmeprojekt). Prisskillnaden är dock så pass stor att man systematiskt borde undersöka, på vilket sätt borrhålslager skulle kunna användas i kraftvärmesystem.

Det bör också nämnas att man i Tyskland har gjort studier för artificiella akviferer där priset ligger vid ca 500 SEK/m³ vattenekvivalent (50 000 m³), ett pris som ligger i området mellan gropvärmelager och bergrum enligt Figur 3.7. Detta bekräftar kostnadsbilden för teknik där urschaktning av jordmassor förekommer.



Figur 3.6: Utveckling av byggkostnaderna. Byggprisindex PBI jmf med konsumentprisindex KPI (enligt Konkursverket).



Figur 3.7: Specifik kostnad för olika lager som funktion av vattenekvivalent volym.

3.4. Kostnader för stora bergrum

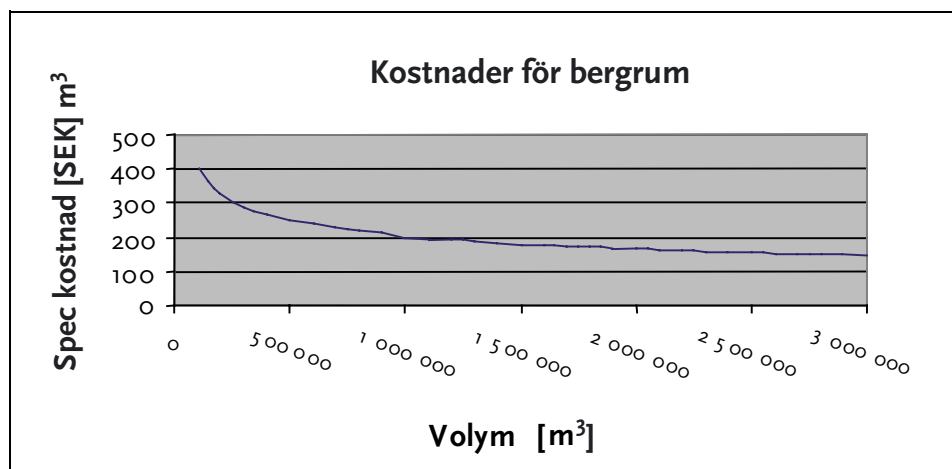
För den fortsatta analysen av värmelager i kraftvärmesystem förutsätts att endast berg-rum kommer till användning. Bergrumskostnader antas vara regressiva, dvs de specifika investeringskostnaderna minskar med ökande volym enligt följande samband:

$$K_{Lager} = K_{Lager(V_0)} * \left(\frac{V}{V_0} \right)^{eb} \quad [\text{SEK}/\text{m}^3].$$

Baserat på tidigare uppskattningar (ref [13]) och med hjälp av uppräkningsen enligt BPI (Figur 3.6) erhålls en kostnads/volym relation som framgår av Figur 3.8.

Följande kostnadsparameter gäller:

V_0 : 100 000 m³
 $K_{Lager(V_0)}$: 400 SEK/m³
 eb: -0,3.



Figur 3.8: Specifik kostnader för stora bergrum enligt referens [13].

4. VÄRMELAGER I OLIKA TYPER AV KRAFTVÄRMESYSTEM

I den följande analysen beskrivs hur värmelager kan komma till användning i kraftvärmesystem och hur ekonomin för värmeanvändningen ser ut. Vi kan ju utgå ifrån att det är önskvärt att använda sig av kraftvärmens värmeproduktion istället för att kyla bort värmen i vattendrag eller till omgivningsluften. I Sverige har man dessutom upplevt 2006 ett år med höga elpriser, vilket gjorde det synnerligen lönsamt att producera kraftvärme sommartid. Året innan (2005) var dock ett år med mera ”normala” priser där kraftvärmen ställs av under sommaren pga bristande lönsamhet. I båda fallen borde det dock under vissa förutsättningar vara lönsamt att ta hand om värmen och använda den vissa tider på året.

Nedan redovisas analyser av tre olika typer av kraftvärmesystem som alla har sina egna förutsättningar för värmelager. För att illustrera olika tillämpningsfall undersöks verkliga driftfall från fjärrvärmesystemen i Linköping och i Enköping. För Linköping analyseras dessutom ett fiktivt fall där man antar att kraftvärme produceras i en gas-kombi-anläggning.

4.1. Produktion och produktionskostnad för Linköping

TVAB har ett stort utbud av kraftvärme- och värmepannor med sammanlagt mer än 350 MW värme och ca 105 MW el, se Tabell 4.1.

Tabell 4.1: Kraftvärme- och värmepannor i TVABs FV-system.

Anläggning	Värmeeffekt (inkl rök-gaskylare) [MW]	Eleffekt [MW]	Produktionskostnad [SEK/MWh]
Gärstad P1-P3 (avfall)	66,3	16,1	-326
Gärstad P4 (avfall)	57,3	19,8	-326
KV Tornby Biopanna	105,6	33,1	-100
KV Tornby Oljepanna P2	105,7	34,9	356
Mjölby flis	24,3		223
Ljungsbro flis	3,9		170
HVC Olja	100		404

För dessa pannor finns det olika sätt att beräkna produktionskostnader. Beräkningsprincipen för värmeproduktionskostnaden är att man räknar med kostnader för tillfört bränsle och räknar bort intäkterna för elkraften från kraftvärme. På så sätt får elkraftproducerande anläggningar en negativ värmekostnad, medan värmepannorna får en positiv värmekostnad. Avfallbränslen i Gärstad har en negativ kostnad eftersom kunderna måste betala 142 SEK/MWh för att lämna avfall. I tabellen ovan har antagits ett elpris på 450 SEK/MWh och ett pris för elcertifikatet på 214 SEK/MWh. Nedan ges några exempel på kostnadsberäkningen för värmeproduktionen. *Inga* investeringar ingår i produktionskostnaden.

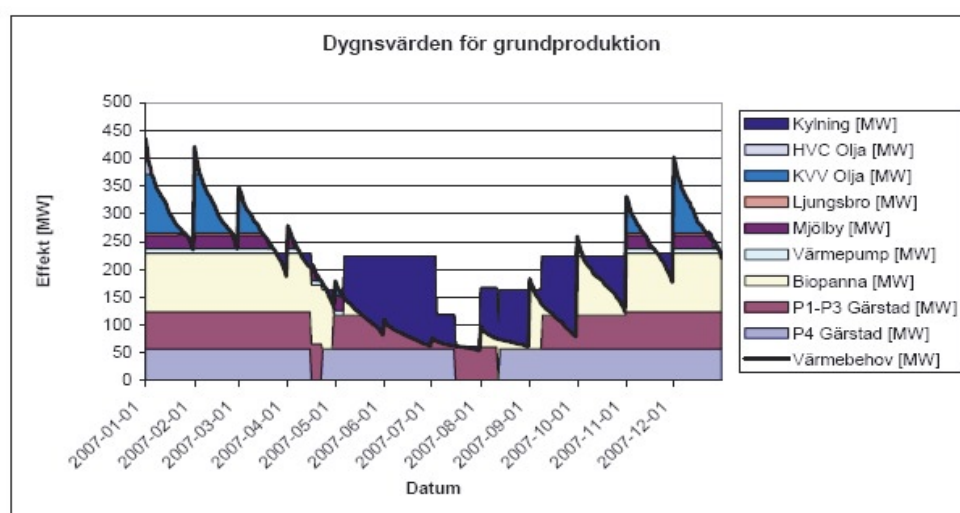
$$\text{Gärstad: } K_{\text{prod}} = -142 - 0,3 \cdot (K_{\text{el}} - (-164)) \text{ SEK/MWh (v)}$$

$$\text{KV Tornby bio: } K_{\text{prod}} = 137 - 0,45 \cdot ((K_{\text{el}} + \text{Cert}_{\text{el}}) - (137)) \text{ SEK/MWh (v)}$$

$$\text{KV Tornby olje: } K_{\text{prod}} = 384 - 0,33 \cdot (K_{\text{el}} - (365)) \text{ SEK/MWh (v).}$$

I Figur 4.1 nedan redovisas den prognostiserade grundproduktionen för TVAB för 2007 under förutsättningen att elpriset är 450 SEK/MWh. För att maximera vinsten produceras baslasten med de avfallseldade pannorna som finns på Gärsd. Sedan sker den mesta produktionen i biopannan och vid behov även i de andra anläggningarna. För att konstruera grundproduktionen har det antagits att pannorna P1-P3, P4 och biopannan står still fyra veckor för revision samt under en vecka några månader innan revisionen. Pannorna körs med full effekt för rök-gaskondenseringen. Vidare har det antagits att man på TVAB har en tillräckligt stor kylningskapacitet. För att få en bättre översikt har lasten sorterats efter effekt inom varje månad.

Värmebehovet för Linköping 2007 uppgår till 1 670 GWh Tabell 4.2 visar i siffror hur detta behov uppfylls för grundfallet samt för två storlekar på värmelagret.



Figur 4.1: Dygnsvärden för grundproduktionen i Linköping 2007.

Tabell 4.2: Producerad värme i grundfallet för TVAB samt för två olika storlekar på värmelager

Anläggning	Producerad värme [GWh]	Prod värme 200 000 m ³	Prod värme 3 000 000 m ³
P4 Gärsd	454	454	454
P1-P3 Gärsd	504	504	504
Biopanna	836	836	836
Värme från lager		47	164
Värmepump	31	35	24
Mjölby	74	73	46
Ljungsbro	12	10	7
KVV Olja	118	96	7
HVC Olja	7	0	0
Kyllning	-366	-341	-210

Anledningen till att kylningen är så hög som 366 GWh i grundfallet är att maximera elproduktionen sommartid då värmebehovet inte är lika högt som vintertid. Eftersom kylningen antas vara obegränsad finns det ingen anledning att inte låta pannorna som producerar el gå på maxeffekt även sommartid. Produktionskostnaden för att täcka värmebehovet enligt ovan angivna formler blir för grundfallet - 260 miljoner SEK.

Användning av värmelager

I Linköpingsfallet har investeringsalternativ för lagerstorlekar mellan 100 000 m³ och 5 000 000 m³ undersökts. Därför är det intressant att titta på hur olje användning och CO₂ utsläpp minskar för olika lager. Utsläppsminskningen för CO₂ vid minskad olje användning är 280 kg/MWh.

Tabell 4.3: Lageromsättning, oljeminskning och CO₂ -minskning för TVABs system med värmelager

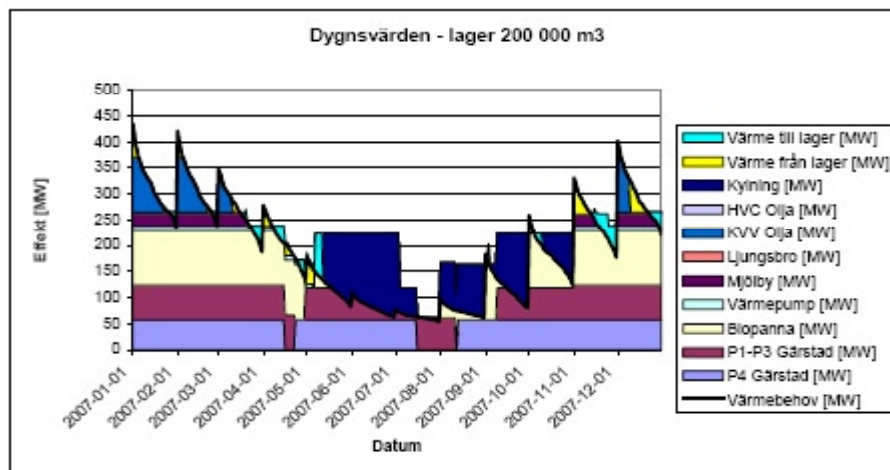
Storlek [m ³]	Storlek [MWh]	Omsättningar per år	Minskning olja [MWh]	Minskning CO ₂ [ton]
100 000	5 000	4,1	20 000	5 600
200 000	10 000	4,7	30 000	8 300
300 000	15 000	3,0	35 000	9 700
500 000	25 000	2,1	44 500	12 500
1 000 000	50 000	1,6	68 500	19 200
2 000 000	100 000	1,3	93 500	26 200
3 000 000	150 000	1,1	118 500	33 200
4 000 000	200 000	0,9	125 400	35 000

Det finns två lagerstorlekar som är intressanta att studera närmare, 200 000 m³ resp 3 000 000 m³.

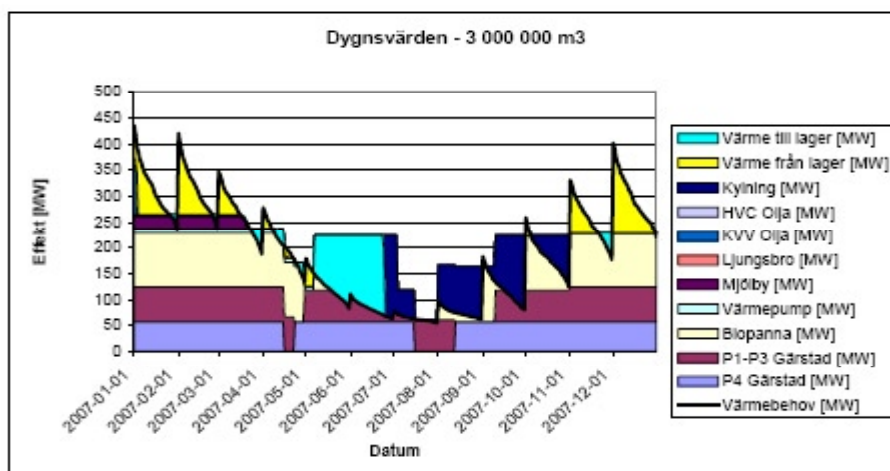
I ett lager med en storlek av 200 000 m³ kan det lagras 10 000 MWh värme och användningen av olja minskas med ungefär 30 000 MWh per år, motsvarande 8 300 ton CO₂.

En investering av ett lager med storleken 200 000 m³ skulle för TVAB generera ett investeringsutrymme på ungefär 11,1 miljoner SEK. I Figur 4.2 nedan redovisas hur energiproduktionen fördelas med ett lager på 200 000 m³.

Som framgår av Figur 4.2 kan redan ett lager på 200 000 m³ ersätta all värme som i grundfallet produceras med hetvattencentralens oljepanna. Om vi väljer att satsa på att ersätta all olje användning i TVABs kraftvärmesystem (jämför Tabell 4.2) och väljer ett stort värmelager på 3 000 000 m³, så skulle dessutom praktiskt all olje användning i TVABs fjärrvärmesystem försvinna. För att bedöma vilket värmelager som bör väljas, måste således en ekonomisk analys göras. Investeringen för värmelager större än 300 000 m³ överskrider 100 MSEK.



Figur 4.2: Lastdiagram baserat på dygnsvärden för TVAB med 200 000 m³ värmelager.



Figur 4.3: Lastdiagram baserat på dygnsvärden för TVAB med 3 000 000 m³ värmelager.

Ekonomisk analys av värmelager

Den ekonomiska analysen bygger på *investeringsutrymmet* som ges av besparingar jämfört med grundfallet och kostnader för värmelagret, rättare sagt *annuiteten för lagerinvesteringen*. Eftersom annuiteten beror på avskrivningstiden så finns det olika möjligheter att beräkna lönsamheten.

Ett enkelt sätt är att analysera återbetalningstiden, dvs att jämföra investeringsutrymmet med investeringen och räkna ut hur många år det behövs för att återbetala investeringen med besparingarna. Resultaten är sammanställda i Tabell 4.4. Vi ser att återbetalningstiden är mellan 5 och 10 år, alltså ej orimliga värden för energinvesteringar.

Tabell 4.4: Återbetalning av kostnaderna för värmelager

Storlek [m ³]	Investering [SEK]	Investeringsutrymme [SEK]	Återbetalningstid [år]
100 000	40 000 000	8 024 494	4,98
200 000	64 980 192	11 088 639	5,86
300 000	86 306 771	12 814 582	6,74
500 000	123 406 773	16 308 904	7,57
1 000 000	200 474 893	24 872 401	8,06
2 000 000	325 672 425	37 304 544	8,73
3 000 000	432 558 519	47 541 525	9,10
4 000 000	529 056 416	53 354 584	9,92

Ett mera rättvisande sätt är att ta hänsyn till räntekostnaderna under lånetiden. Man räknar ut annuiteten, dvs amortering plus räntekostnad för en viss låneperiod och betalar årligen ett konstant belopp tills hela skulden är betald.

Tabell 4.5 visar annuiteten för 10 resp 20 år samt ger en indikation på, om investeringen är lönsam eller ej. För att bättre beskriva lönsamheten på en investering kan kvotienten $\Xi = \text{Annuitet} / \text{investeringsutrymme}$ bildas. Om $\Xi > 1,0$, kan investeringen ses som lönsam för den betraktade avskrivningstiden.¹

I samma Tabell visas även differensen $\ominus$ mellan annuitet och investeringsutrymme. Som det framgår av Tabell 4.5, så är vid 10 års avskrivningstid investeringen i lagerstorlek upp till 300 000 m³ lönsam, medan vid 20 års amortering alla lagerstorlekar ger ett investeringsutrymme som är större än annuiteten, dvs investeringen ger ett överskott, som dock minskar med växande lagerstorlek.

Tabell 4.5: Ekonomisk jämförelse av olika lagerstorlekar

Volym	Annuitet [SEK]		$\Xi = \text{Investeringsutrymme} / \text{Annuitet}$		$\ominus = \text{Investeringsutrymme} - \text{Annuitet}$	
	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]
Storlek [m ³]						
100 000	5 434 718	3 487 382	1,477	2,301	2 589 776	4 537 112
200 000	8 828 726	5 665 269	1,256	1,957	2 259 913	5 423 370
300 000	11 726 325	7 524 618	1,093	1,703	1 088 257	5 289 964
500 000	16 767 026	10 759 165	0,973	1,516	-458 122	5 549 739
1 000 000	27 238 114	17 478 315	0,913	1,423	-2 365 713	7 394 087
2 000 000	44 248 447	28 393 606	0,843	1,314	-6 943 903	8 910 938
3 000 000	58 770 843	37 712 423	0,809	1,261	-11 229 317	9 829 103
4 000 000	71 881 815	46 125 549	0,742	1,157	-18 527 231	7 229 035

¹ I detta projekt antas avskrivningstiderna vara 10 resp 20 år. Lönsamheten av en viss åtgärd relateras till dessa tidsintervaller. Det betyder dock inte att en här lönsam åtgärd är lönsam för företaget. Ett företag kan ha olika investeringsalternativ, beträffande värmeproduktion kan avskrivningstider ligga mellan 5 och 7 år i många projekt som anses som lönsamma.

Om vi har för avsikt att investera i ett stort värmelager, så skulle 3 000 000 m³ vara en lämplig storlek, eftersom all olja då ersätts med värme från lagret. Överskottet efter 20 års avskrivning blir då ca 10 MSEK. Om vi vill investera i ett mindre lager, så är 200 000 m³ lagom för att eliminera den oljeeldade hetvattencentralen. Lagret ger ett överskott av 2 MSEK per år redan vid 10 års avskrivning.

Man kan i känslighetsanalyser undersöka, vad som händer vid ökande el- och oljepriser. Det är självklart så att investeringen blir mera lönsam med ökande oljepriser, t ex innebär ett oljepris som ligger 30 % över dagens nivå att alla investeringar upp till 3 000 000 m³ värmelager kan skrivas av på mindre än 10 år. För en oljeprisökning med 10 % går 10 års avskrivningsgränsen vid 1 000 000 m³.

Således kan man sammanfatta resultaten från dagens system i Linköping på följande sätt att investeringar i bergrum upp till 200 000 m³ är riskfria och att större värmelager upp till 3 000 000 m³ kan vara intressanta när man tillåter längre avskrivningstider (upp till 20 år), eftersom minskade oljepriser långsiktigt knappast är att förväntas.

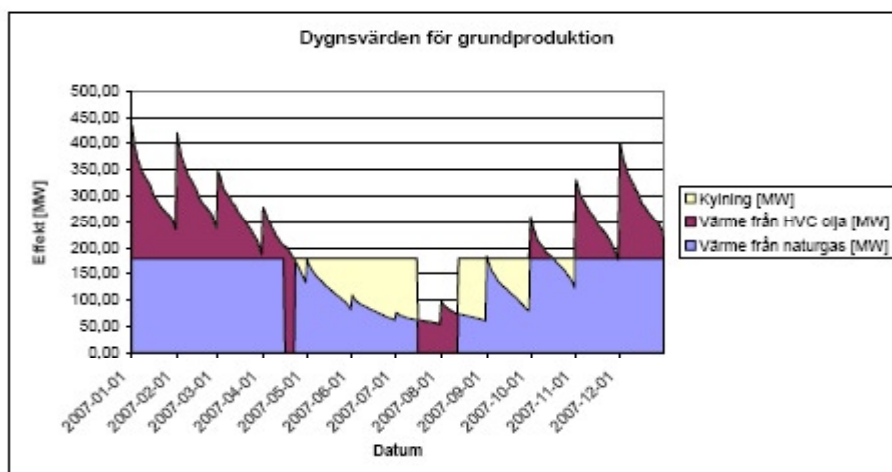
4.2. Värmelager för naturgaseldad gaskombi i Linköping

Som alternativ till det existerande systemet i Linköping skulle man kunna tänka sig att baslasten tillgodoses av en gaskombianläggning som går på maximieffekt, 179,6 MW, hela året förutom de fem veckorna den är avställd för revision. Topplasten består av en HVC oljepanna som körs så att värmebehovet täcks. När värmebehovet understiger 179,6 MW används bortkylning av värme.

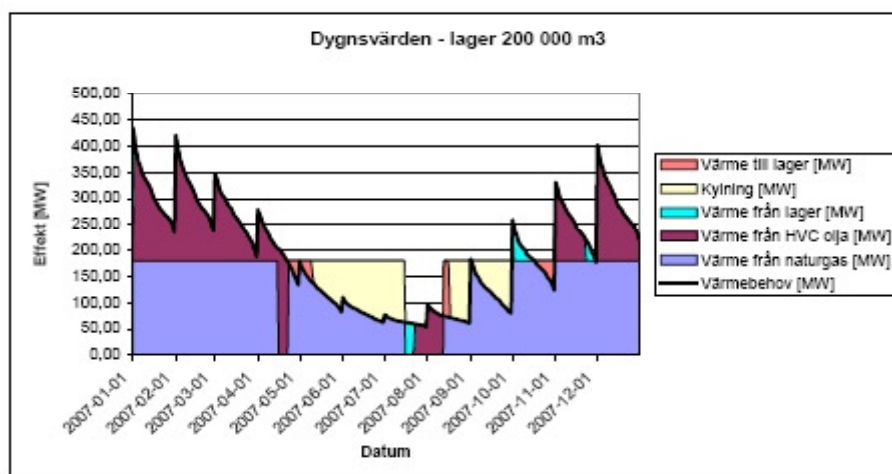
Grundfallet ser ut som framgår av Figur 4.4. Eftersom oljan används som topplast under merparten av vinterhalvåret så kan större värmelager bidra med en större oljesparing än vad som var fallet i dagens system hos TVAB. Tabell 4.6 visar oljesparingen och minskningen av CO₂ - utsläpp som funktion av lagerstorleken som för stora lager är nästan dubbelt så stor som i dagens system.

Tabell 4.6: Lageromsättning och minskning av oljeanvändning och CO₂ – utsläpp med gaskombi i TVAB- systemet

Lager -storlek [m ³]	Energi i lagret [MWh]	Omsättningar per år	Minskning olja [MWh]	Minskning CO ₂ [ton]
100 000	5 000	3	15 200	4 200
200 000	10 000	2,9	29 000	8 100
300 000	15 000	2,7	40 400	11 300
500 000	25 000	2,4	59 000	16 500
1 000 000	50 000	2,1	105 600	29 600
2 000 000	100 000	1,6	155 500	43 500
3 000 000	150 000	1,4	205 600	57 600
4 000 000	200 000	1,3	255 600	71 600



Figur 4.4: Dygnsvärden för grundproduktion i ett fiktivt gaskombikraftvärmeverk hos TVAB

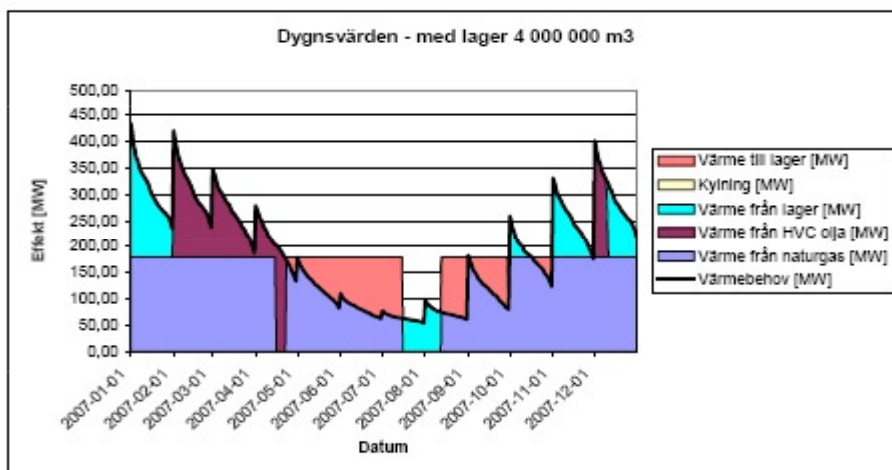


Figur 4.5: Årslasten baserad på sorterade dygnsdata för en gaskombianläggning hos TVAB med 200 000 m³ berggrumlager

De lager som är mest intressanta att studera är lager med storleken 200 000 m³ och 4 000 000 m³. Därför är det endast de som presenteras. Med ett lager på 200 000 m³ minskas oljeanvändningen med 29 000 MWh per år. Detta ger i sin tur att utsläppen CO₂ minskas med 8 100 ton per år. I Figur 4.5 visas hur de olika pannorna körs och hur man kan använda lagret.

Et lager på 200 000 m³ skapar ett investeringsutrymme på 11,7 miljoner SEK per år. Om man tömmer lagret en gång så kan man plocka ut 10 GWh. Detta lager används dock 2,9 gånger på ett år.

Med ett lager på 4 000 000 m³ minskas oljeanvändningen med 255 600 MWh per år. Detta ger i sin tur att CO₂ utsläppen minskar med 71 600 ton per år. Figur 4.6 visar hur de olika pannorna körs och hur man kan använda lagret. Man tar tillvara all pro-



Figur 4.6: Årslasten baserad på sorterade dygnsdata för en gaskombianläggning hos TVAB med 4 000 000 m³ berggrumlager

ducerad värme. Ingen värme kylv bort. Ett sådant lager skapar ett investeringsutrymme på 103,2 miljoner SEK per år. Om man tömmer lagret en gång så kan man plocka ut 200 GWh. Detta lager används 1,3 gånger på ett år.

I Tabell 4.7 redovisas vilken investeringskostnad, investeringsutrymme och återbetalningstid som gäller.

Tabell 4.7: Återbetalning av kostnader för värmelager i gaskombisystem

Storlek [m ³]	Investering [SEK]	Investeringsutrymme [SEK]	Återbetalningstid [år]
100 000	40 000 000	6 114 386	6,5
200 000	64 980 192	11 688 436	5,6
300 000	86 306 771	16 300 342	5,3
500 000	123 406 773	23 808 053	5,2
1 000 000	200 474 893	42 649 236	4,7
2 000 000	325 672 425	62 812 014	5,2
3 000 000	432 558 519	83 047 093	5,2
4 000 000	529 056 416	103 247 045	5,1

Den maximala vinsten som kan göras med ett lager är i detta fall 103 miljoner SEK. Detta eftersom naturgaspriset går på max med ett lager på 4 000 000 m³ och ingen värme behöver kylas bort samt att all olja är borttagen med hjälp av lagret.

I Tabell 4.8 redovisas kvoten Ξ samt differensen $\ominus$ mellan annuitet och investeringsutrymme. Man ser snabbt att flera av investeringarna är lönsamma även med korta avskrivningstider. Det senare värdet indikerar det årliga överskottet som investeringen genererar. Man ser dessutom att alla investeringarna är lönsamma även med avskrivningstider på 10 år. Det lagret som ger störst avkastning per investerad krona är ett lager med storleken 1 000 000 m³. Denna lagerstorlek på 1 000 000 m³ ger dessutom bästa

lönsamhet och positiv återbetalning när oljepriset sjunker med 30 %, ett tecken på att denna lagerstorlek kan anses som optimal för driften av en gaskombianläggning i TVABs fjärrvärmesystem.

Tabell 4.8: Ekonomisk jämförelse av olika lagerstorlekar i TVABs gaskombisystem

Volym	Annuitet [SEK]		☒ = investerings- utrymme/ Annuitet		☐ = investerings- utrymme – Annuitet	
	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]
100 000	5 434 718	3 487 382	1,125	1,753	679 668	2 627 004
200 000	8 828 726	5 665 269	1,324	2,063	2 859 710	6 023 167
300 000	11 726 325	7 524 618	1,390	2,166	4 574 018	8 775 725
500 000	16 767 026	10 759 165	1,420	2,213	7 041 026	13 048 888
1 000 000	27 238 114	17 478 315	1,566	2,440	15 411 121	25 170 921
2 000 000	44 248 447	28 393 606	1,420	2,212	18 563 566	34 418 408
3 000 000	58 770 843	37 712 423	1,413	2,202	24 276 250	45 334 670
4 000 000	71 881 815	46 125 549	1,436	2,238	31 365 230	57 121 496

4.3. Kraftvärme med biobränslen

Produktion och produktionskostnader hos ENA AB i Enköping

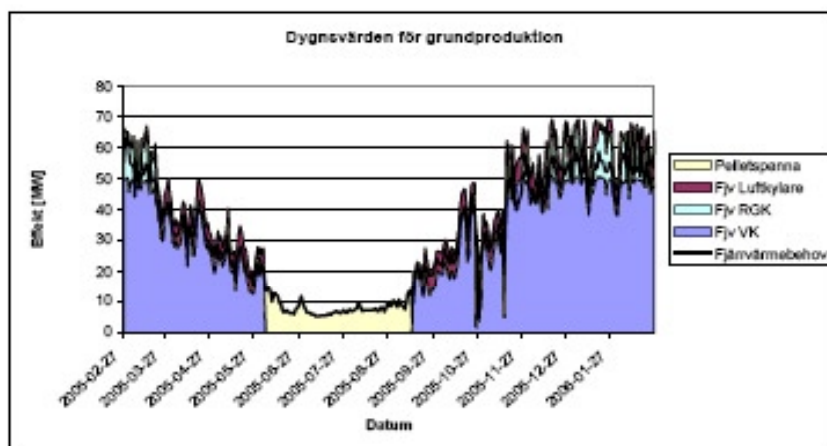
Som studieobjekt för biobränslebaserat kraftvärmesystem används fjärrvärmesystemet från ENA Energi AB i Enköping, som levererar fjärrvärme till nästan alla invånare i Enköpings kommun. ENA Energi AB levererar idag fjärrvärme till 1 400 fastigheter, varav 1 100 är villor. År 2005 producerade ENA Energi AB 230 GWh värme och 95 GWh el. Fjärrvärmesystemet som ENA Energi producerar kommer främst från ett biobränsleeldat kraftvärmeverk, men man använder även en biobränsleeldad hetvattenpanna under sommaren och vid topplast vintertid. Totalt finns det fem olika pannor samt en ackumulatortank. Den maximala värmeproduktionskapaciteten i Enköping är 263 MW men man behöver normalt endast 65 MW för att tillfredsställa värmebehovet. Det biobränsleeldade kraftvärmeverket producerar 55 MW värme plus rökgaserna från rökgaskondenseringen som levererar ca 20 MW värme. På sommaren är värmelasten så låg så att man inte kan köra kraftvärmeverket utan man använder en träpulvereldad hetvattenpanna på 22 MW. Denna används även som topplast de dagar som kraftvärmeverket inte klarar av att leverera den värmen som behövs, dvs vid utetemperaturer lägre än -6°C.

I Tabell 4.9 ser man vilka anläggningar ENA Energi AB har till sitt förfogande. Man har även en ackumulatortank som man idag använder för korttidslagring.

I Figur 4.7 redovisas hur grundproduktionen ser ut i nuläget hos ENA Energi AB. Den svarta linjen visar värmebehovet sorterat över ett år. De andra fälten visar hur detta behov uppfylls. I figuren kan man se att produktionen ofta ligger över behovet och det är framförallt p.g.a. värmeförluster i fjärrvärmesystemet som man alltid måste producera lite mer än behovet. Man ser också att ackumulatortanken ibland används.

Tabell 4.9: Produktionsanläggningar hos ENA Energi AB.

Anläggning	Värmeeffekt (inkl rök-gaskylare) [MW]	Eleffekt [MW]
Biobränsle (flis) kraftvärme	55	24
Träpulver - hetvattenpanna	22	
Hetvattenpanna (olja/gas)	50	
Hetvattenpanna (olja)	25	
Elpanna	36	
Akkumulator	25 (325 MWh)	
Värme från reningsverket	50	



Figur 4.7: Värmelasten baserad på dygnsvärden hos ENA AB

Produktionskostnaden beräknas i Enköping på ett annat sätt än vad som är fallet i Linköping. Nettointäkterna är differensen mellan intäkterna som härrör från värmeförsäljningen och från elkraftförsäljningen (inklusive certifikat) minus kostnader för bränsleinköp. Det genomsnittliga försäljningspriset för fjärrvärme år 2005 var 485 SEK/MWh. Intäkterna från elkraftförsäljningen följer NordPools kraftpriser, som största delen av år 2005 låg under 300 SEK/MWh för att mot slutet på året och de första två månaderna under 2006 klättra mot 450 SEK/MWh. Bränslet bestod till 10 % av salix, 40 % avverkningsrester, 20 % sågspån och 20 % bark från sågverksindustrin. De totala bränslekostnaderna uppskattades till 60 MSEK.

Inkomsterna för ENA Energi AB kommer från elförsäljning, försäljning av elcertifikat och fjärrvärmeförsäljning. All producerad el säljs till NordPool, dvs. det sker ingen leverans av el till slutkund. Kostnadsberäkningar tar inte någon hänsyn till utsläppsrätter utan berör endast elcertifikat, elpris, bränslepris och priset för fjärrvärme. Elpriset för tidsperioden är hämtat från NordPool medan priset på elcertifikat är hämtat från Svenska Kraftnät. Priset på ett elcertifikat är ett beräknat medelvärde för en längre tidsperiod och är 214 SEK/MWh. För fjärrvärmeförsäljning har ett fast värmepris för all försäljning antagits.

Den betraktade tidsperioden var 27 februari 2005 t o m 26 februari 2006. Under denna period hade ENA Energi AB inkomster från försäljning av el och värme på totalt 181 MSEK. Utgifterna för värmeproduktion uppgår i grundfallet till 59,6 miljoner SEK. Detta resulterar i nettointäkter på 121 miljoner SEK.

Användning av värmelager

Efter studier av grundfallet har vissa antaganden gjorts för att förenkla arbetet med de nya alternativen. Maxeffekten producerad värme i kraftvärmeverket antas vara 50 MW och den minimala effekt som kraftvärmeverket kan gå på är 30 MW. Tabell 4.10 visar de energiproduktionskvoter som gäller i vårt beräkningsfall.

Tabell 4.10: Kvoter mellan fjärrvärme, elkraft och bränslen i ENA system.

Kvoter ENA Energi AB	
Producerad el kraftvärmeverk/FV - kraftvärmeverk	0,420
FV - kraftvärmeverk/bränsle	0,645
Producerad el kraftvärmeverk/bränsle	0,275
Såld el/producerad el kraftvärmeverk	0,905

Med ett värmelager i ENA-systemet kan man minska användningen av den träpulerelade biopannan som inte producerar någon el. Användningstiden för kraftvärmeverket ökas och det kan köras på högre effekt när det väl används. För att kunna jämföra de olika alternativen med olika stora värmelager har det antagits att alla lager är halvfyllda den 26. februari och att samtliga värmelager ska börja tömmas den 1. juni varje år. Lagerstorlekar mellan 100 000 m³ och 800 000 m³ har undersökts.

I Tabell 4.11 redovisas hur många dagar varje lager skulle kunna försörja nätet samt hur många dagar kraftvärmeverket går på en viss effekt. Tabellen visar tydligt hur dagarna ökar då kraftvärmeverket kan köra på 50 MW vilket ger en högre elproduktion.

Tabell 4.11: Analys av kraftvärmeverket hos ENA Energi AB beroende på lagerstorlek.

Storlek [m ³]	Försörjer nätet [dagar]	Kraftvärmeverket [dagar]		
		50 MW	40 MW	30 MW
100 000	85	127	15	138
200 000	92	136	24	113
300 000	82	132	2	149
400 000	98	156	1	110
500 000	112	178	0	75
600 000	122	192	2	49
700 000	129	203	1	32
800 000	132	208	0	25

Tabell 4.12 redovisar hur många GWh värme varje värmelager kan lagra och hur mycket värme som kan ersättas med respektive lager samt hur många gånger per år som varje lager omsätts.

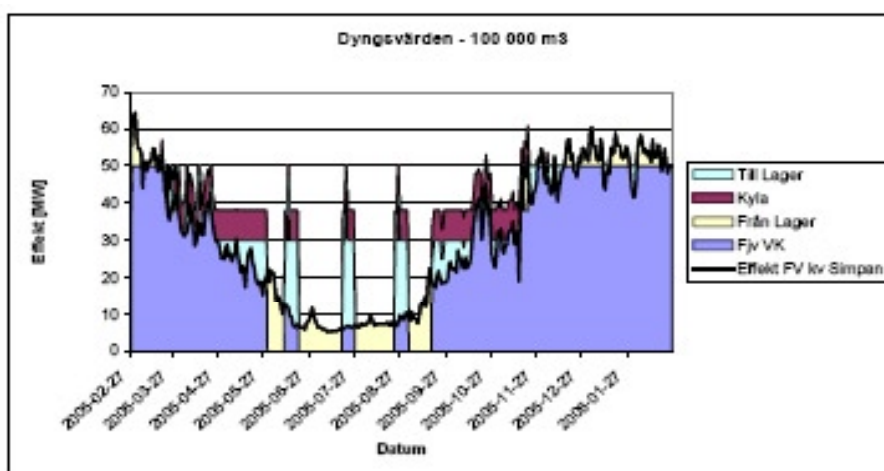
Tabell 4.12: Lagerstorlek och omsättningar/år

Storlek [m ³]	Storlek [MWh]	Ersätter [h]	Omsättningar/år
100 000	5 000	33,9	6,8
200 000	10 000	36,0	3,6
300 000	15 000	34,5	2,3
400 000	20 000	40,6	2,03
500 000	25 000	41,7	1,67
600 000	30 000	46,7	1,56
700 000	35 000	49,2	1,41
800 000	40 000	50,0	1,25

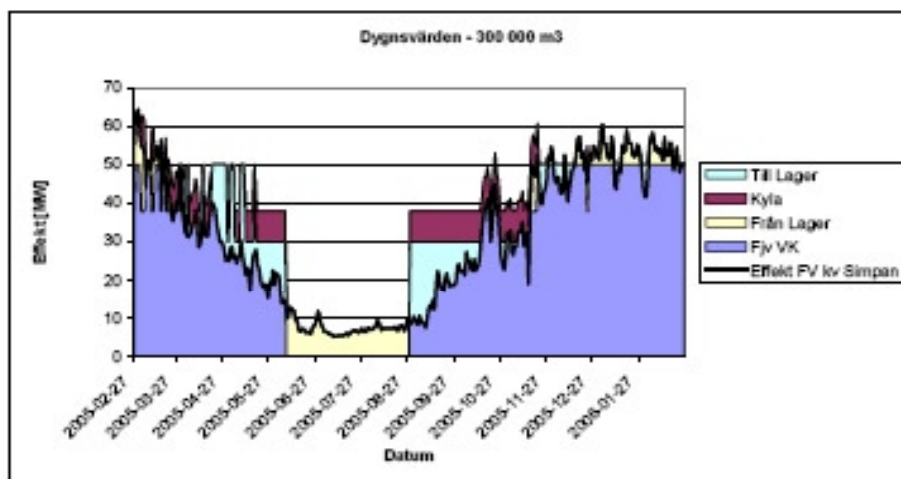
Anledningen till att användningen av 300 000 m³-lagret minskar i förhållande till de två mindre lagren är att det förra inte fylls på någon gång under sommaren och är för litet för att kunna försörja nätet mer än de två mindre lagren.

Nedan följer två exempel som visar lastprofilen för 100 000 m³-lagret respektive 300 000 m³-lagret.

I Figur 4.8 ser man tydligt att lagret fylls på tre gånger under sommaren medan man i Figur 4.9 kan se att lagret inte fylls på under sommaren utan man försöker istället maximera antal dagar med värme från lagret under sommaren. Alla lager som är större än 300 000 m³ fylls endast på innan sommaren och efter sommaren, inte under sommaren. I figurerna ses också tydligt att även topplasten vintertid helt täcks upp av lagren.



Figur 4.8: Dygnslasten för ENA med 100 000 m³ värmelager



Figur 4.9: Dygnslasten för EN A med 300 000 m³ värmelager

I Tabell 4.13 redovisas investeringskostnad, investeringsutrymme och återbetalningstid för de undersökta lagerstorlekarna. Tabellen visar tydligt vilket lager som är det mest lönsamma eftersom investeringsutrymmet inte ökar speciellt mycket för lager som är större än 100 000 m³. Detta reflekteras även i återbetalningstiden som är hög med undantag av lagerstorlek 100 000 m³.

Tabell 4.13: Återbetalning av kostnaderna för värmelager i biobränslesystem (ENA Energia AB)

Storlek [m ³]	Investering [SEK]	Investeringsutrymme [SEK]	Återbetalningstid [år]
100 000	40 000 000	3 214 667	12,4
200 000	64 980 192	3 358 270	19,3
300 000	86 306 771	3 310 068	26,1
400 000	105 560 673	3 506 895	30,1
500 000	123 406 773	3 570 155	34,6
600 000	140 205 764	3 592 432	39,0
700 000	156 181 151	3 553 106	44,0
800 000	171 483 754	3 554 729	48,2

Tabell 4.14 visar kvoten Ξ samt differensen $\ominus$ mellan annuitet och investeringsutrymme.

Tabell 4.14: Ekonomisk jämförelse av olika lagerstorlekar i ENA Energi ABs system, 2005

Volym	Annuitet [SEK]		Ξ = investerings- utrymme/ Annuitet		$\ominus$ = investerings- utrymme - Annuitet	
	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]
Storlek [m ³]						
100 000	5 434 718	3 487 382	0,592	0,922	-227 715	-308 711
200 000	8 828 726	5 665 269	0,380	0,593	-2 306 999	-1 362 470
300 000	11 726 325	7 524 618	0,282	0,440	-4 214 549	-2 960 025
400 000	14 342 308	9 203 257	0,245	0,381	-5 696 362	-4 161 970
500 000	16 767 026	10 759 165	0,213	0,332	-7 189 010	-5 395 213
600 000	19 049 471	12 223 777	0,189	0,294	-8 631 346	-6 593 364
700 000	21 220 014	13 616 584	0,167	0,261	-10 063 478	-7 793 284
800 000	23 299 148	14 950 735	0,153	0,238	-11 396 006	-8 903 379

Som framgår av Tabell 4.15 så genererar ingen lagerstorlek ett överskott i detta exempel, även om ett lager på 100 000 m³ ligger nära lönsamhetsgränsen. Vi kan därför konstatera att – baserat på 2005-års elpriser – endast ett bergrum på 100 000 m² eventuellt skulle kunna vara motiverbart för system som körs med biobränsle av ENA Energis ABs storlek.

Skulle man däremot använda samma analys på hela 2006 året, och tillämpa 2006 års elkostnader, så får man helt andra resultat, Tabell 4.15. Elpriset under 2006 nådde nämligen toppriser så höga som 680 SEK/MWh.

Tabell 4.15: Ekonomisk jämförelse av olika lagerstorlekar i ENA Energi ABs system, 2006

Volym	Ξ = investerings-utrymme/ Annuitet		$\ominus$ = investeringsutrymme - Annuitet	
	10 [år]	20 [år]	10 [år]	20 [år]
Storlek [m ³]				
100 000	1,182	2,849	4 501 515	7 030 277
200 000	1,112	1,733	990 095	5 098 081
300 000	0,860	1,341	-1 639 133	3 817 098
400 000	0,649	1,011	-5 038 662	1 634 781

Tabell 4.15 visar att elpriset spelar en kritisk roll vid valet av rätt lagerstorlek. Eftersom vi under en längre period kan förväntas oss ett realt stigande elpris i Sverige, så bör ett värmelager på ca 200 000 m³ även kunna motiveras i Enköping, fastän man räknar med 10 års avskrivning. Då man dessutom kan förvänta sig ökande oljepriser, borde denna investering vara tämligen riskfri.

5. DISKUSSION

Från analysen enligt avsnitt 4 framgår att investeringar i värmelager kan åstadkommas med hänsyn till de föregivna avskrivningstider på 10 resp 20 år om värmeproduktionen för topplaster sker med olja. Om värmeproduktionen för topplaster däremot sker med biobränslen eller andra billiga bränslen är det inte längre intressant att göra en investering i ett värmelager.

Generellt kan man säga att de slutsatser som man kan dra från analysen är mycket kostnadsberoende. Dels har vi kostnader för värmelagret vilket är en osäkerhet i sig, eftersom det inte finns så många exempel på stora värmelager att referera till. Vidare är den ekonomiska kalkylen beroende på de avskrivningstider som man tillämpar. Eftersom det rör sig om ny teknik för värmelagret så är benägenheten att tillämpa långa avskrivningstider inte så stor, och 20 år är troligtvis inte acceptabelt. Dessutom är det ofta konkurrens om investeringspengar i ett företag och avskrivningstider mellan 5 och 7 år är ganska vanliga för marginell värmeproduktion.

Vidare har vi energikostnaderna och vi har i exemplet från Enköping sett att elpriserna kan spela en avgörande roll vad gäller investering i ett större lager.

Bergrum som ersätter oljeeldning i dagens system i Linköping

Den investering som ger högsta förräntning, dvs. återbetalning per investerad krona är ett bergrum på 100 000 m³ som returnerar ca 1,5 kostnaderna ($\Xi = 1,5$) vid 10 års avskrivning resp 2,3 kostnaderna vid 20 års avskrivning. Systemtekniskt gör ett sådant lager dock liten nytta, eftersom ingen av de övriga pannorna kan ersättas fullt ut.

Bättre vore då en lösning med ett lager på 200 000 m³ vilket är lönsamt med 10 års avskrivning, $\Xi = 1,26$ (10 år) resp 1,96 (20 år). Ett sådant lager kan ersätta all värme som produceras i HVC med olja. Lönsamheten är även stabil ifall oljepriset skulle sjunka.

Systemtekniskt bäst vore ett bergrum på 3 000 000 m³, vilket är fullt realistiskt att bygga (det finns oljelager i denna storlek i Sverige). Ett lager på 3 000 000 m³ ger ett investerings- överskott på 9,8 miljoner SEK per år, när 20 års avskrivning tillämpas, (motsvarande en avskrivningstid på 14 år). Med detta värmelager skulle dock all olje användning i TVABs fjärrvärmesystem försvinna. Investeringskostnaden i detta fall är dock ca 430 MSEK, vilket kan bedömas som mycket riskabelt för den typen av projekt.

Bergrum som ersätter oljeeldning i ett system med gasbaserad kraftvärme

I detta system finns en oljepanna på toppen över gaskombikraftvärme. Analysen visar att användning av ett värmelager alltid är lönsam för att ersätta olja oavsett storlek. I detta fall spelar elpriset inte någon roll för lagrets inverkan på inkomstökningen eftersom lagret fylls med värme som annars skulle ha kylts bort, dvs. elen skulle ha producerats ändå. Alla lager är i detta fall lönsamma och investeringsutrymmet växer med storleken på lagret. Lönsamhetskvoten Ξ ligger för 10 års avskrivning vid ca 1,3 – 1,5 och vid 20 års avskrivning omkring 2,2 för alla storlekar, motsvarande en avskrivningstid på 6 – 7 år. Det lager som ger mest inkomst per investerad krona är ett lager med storlek 1 000 000 m³ och det var detta lager som fortfarande gav mest tillbaka per investerad krona även om oljepriset sjönk med 30 %.

Bergrum som ersätter topplastvärme från biobränslepanna i Enköping

Analysen av kraftvärmesystemet med värmelagring i bergrum i Enköping visar att det är svårt att nå lönsamhet för ett bergrumvärmelager i ett sådant system med biobränslebaserat värme. Lönsamheten är helt och hållet beroende på elpriserna. Analysen visar att det var lönsamt med lagerstorlekar upp till 400 000 m³ för 2006 men ej för 2005 års elpriser vid 20 års avskrivning. Ett lager på 200 000 m³ ger en lönsam investering med 10 års avskrivningstid, om elpriserna kommer att ligga över 400 SEK/MWh.

Vi kan således konstatera att frågan om ett långtidsvärmelager är lönsamt i Enköping är ett gränsfall. Det är det inte med 2005 och 2007 års elpriser, men det var det med 2006 års elpriser. Vill man planera långsiktigt och ta hänsyn till att elpriset kommer att stiga sakteligen men stadigt, t ex 3 % per år, så tror vi att vi inom några år har nått stadiet då det går att motivera ett värmelager med upp till 200 000 m³. Ett sådant värmelager omsätts i snitt 3,6 per år och kan då anses som ett gränsfall mellan korttids- och långtidslager.

6. EXEMPEL PÅ ETT VÄRMELAGER FÖR ETT NYTT FV-OMRÅDE – SÄSONGVÄRMELAGER FÖR LINGHEM

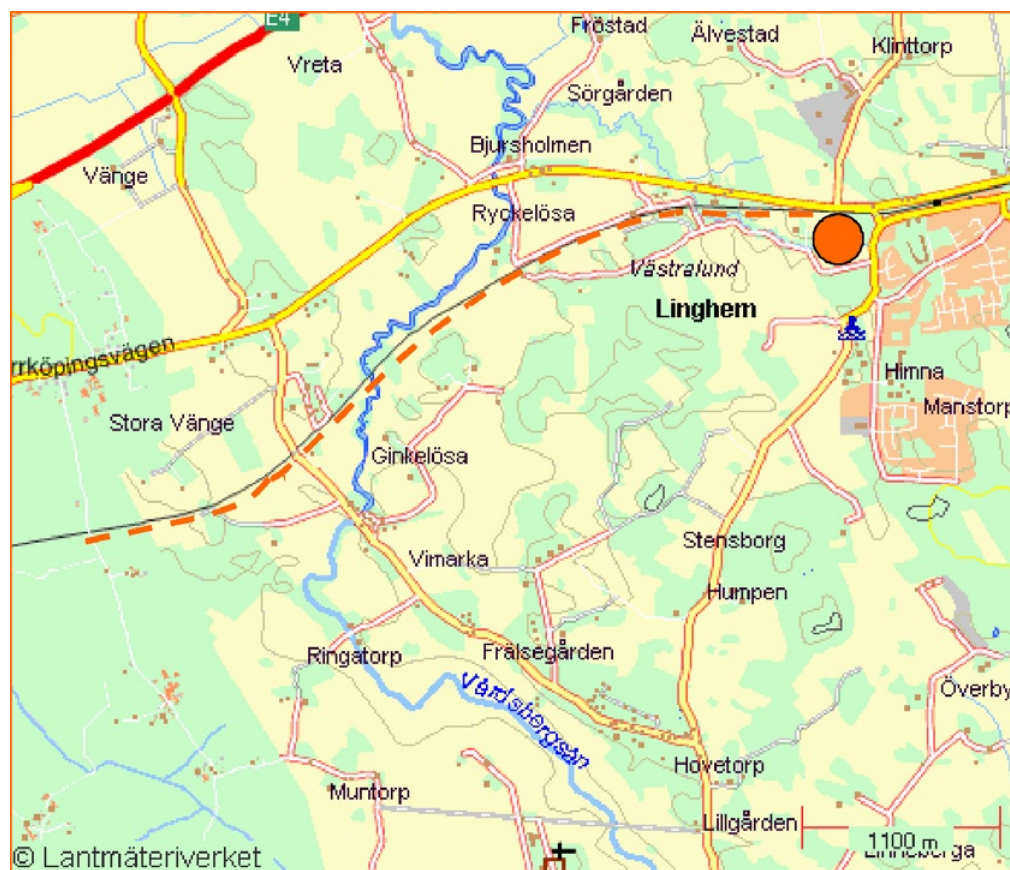
Ett något annorlunda sätt att använda ett värmelager i fjärrvärmesystem kan fås när man vill ansluta ett nytt område till ett befintligt system. Istället för att bygga en rörledning som klarar vinterlasten kan man tänka sig att bygga en ledning och ett värmelager som buffert mellan det nya och det existerande området. Lagret och ledningen dimensioneras därefter så att man uppnår lägst möjliga totalkostnad, t ex genom att ta tillvara värmen istället för att kyla bort den.

6.1. Projektidé

I en praktisk exempelstudie undersökte vi om det var möjligt, att ansluta orten Linghem till Linköpings fjärrvärmenät genom att bygga en fjärrvärmeledning i kombination med ett säsongvärmelager. På så sätt kunde värmeöverskottet från sommaren användas för att förse Linghem med värme.

6.2. Värmeförsörjning Linghem

Linghems tätort ligger ca 5 km i östlig riktning från Linköpings fjärrvärmenät. En FV-transitledning kan sträckas t ex längs Norrköpingsvägen eller längs järnvägen för att mynna i en värmecentral vid infarten till Linghem. I Figur 6.1 anges sträckningen



Figur 6.1: Karta över området mellan Linköping och Linghem.

längs järnvägen. Fjärrvärmeledningen ska kunna erbjuda värme till Lingham genom att använda sommarvärme från Gärsdaverkets sopförbränning. Ingen annan primären-
ergi behövs, utan målsättningen är att klara värmeleveransen med hjälp av ett säsong-
värmelager.

System

Vi antar att området Lingham ska förses med fjärrvärme från TVAB och att en transit-
ledning byggs som vid lämpligt ställe ansluter till Linköpings FV-nät. Värmen distribu-
eras till ett värmelager vid utkanten av Lingham för att därifrån distribueras i ett lokalt
nät. Vi antar för denna analys att värmedistributionen till Lingham sker hela året med
en temperaturdifferens på 40°C. Genom det trycklösa värmelagret är näten i Linköping
och i Lingham tryckseparerade (se Figur 6.2).

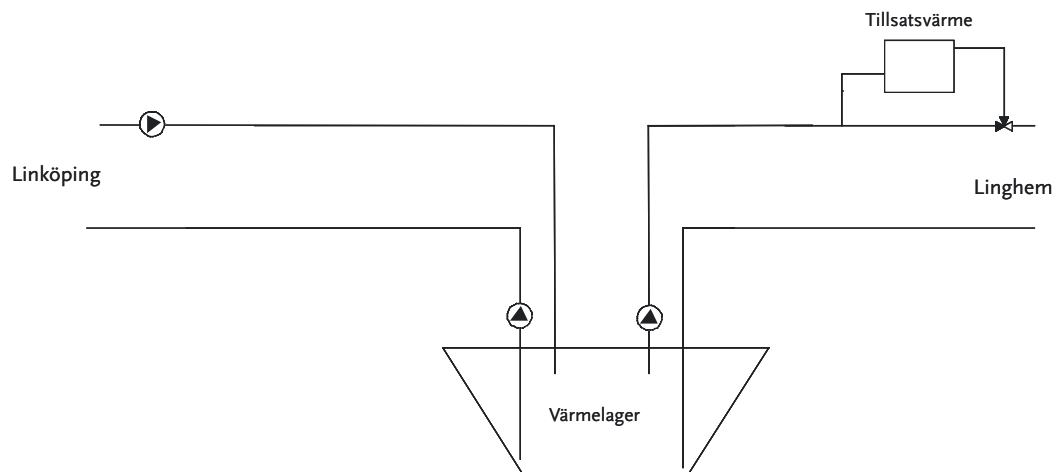
Som förutsättning antar vi att värmebehovet i Lingham är ca 20 GWh och att 80 %
av detta kan uppnås med fjärrvärme (vi följer de antaganden som görs i studien Svenska
Värmenät, Ref [1]. Detta resulterar i ett värmebehov på 16 GWh och i ett behov för
maximieffekt i Lingham på 5,3 MW (drifttid på 2 900 h enligt [1]. Normalt är värmele-
veransen fördelad över året i enlighet med Figur 6.3.

Olika driftfall

Vi kan nu anta fyra olika driftfall för värmeleveransen till Lingham:

- Värmeleveransen sker endast under tre sommarmånader (2 200 h).
- Värmeleveransen sker jämnt fördelad under de 5 100 varmaste timmarna (7
månaderna)
- Värmeleveransen sker jämnt fördelad under hela året
- Värmeleveransen sker utan värmelager (referensfall)

Däremellan finns alla möjliga kombinationer för fördelningen mellan sommarleverans
och helårsleverans.



Figur 6.2: Principkoppling för anslutning av Lingham till Linköpings fjärrvärmenät.

a) Värmeleveransen sker endast under tre sommarmånader

Värmen levereras från Gärsdå avfallsförbränning. Värmeleveransen antas uppgå till årsbehovet på 16000 MWh plus värmeförluster från lagret, dvs 16700 – 19000 MWh, beroende på driftfall. Värmeförlusterna är beräknade med ett säsonglagringsprogram MINSUN [2], ursprungligen utvecklat för solvärmesystem. Värmeförlusten för ett berggrum på 400 000 m³ är på ca 2 000 MWh årligen efter 5 års drift. De första åren är värmeförlusten mycket större och tillhörande kostnad bör ingå i investeringen.

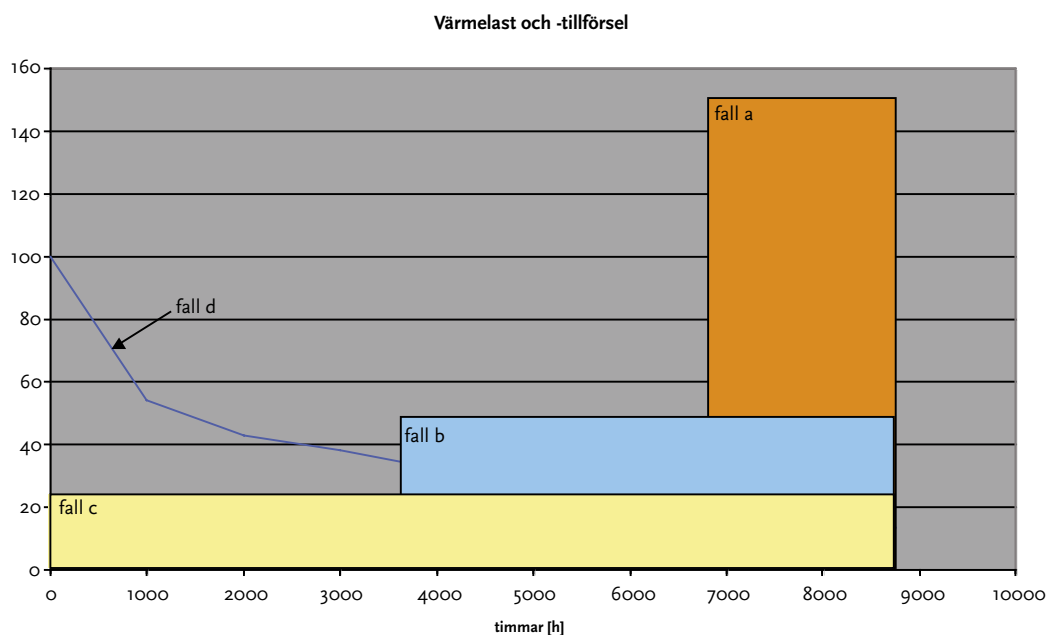
Transitledningens måste dimensioneras så att hela energibehovet laddas i 2 200 h, dvs för 8,1 MW. Värmelagret bör kunna ta upp energibehovet för hela året minus sommarmånaderna plus värmeförluster från lagret. Det betyder att den tillförda energin är 19 200 MWh och att det krävs en lagerkapacitet på 16 272 MWh.

b) Värmeleveransen sker jämnt fördelad under 7 sommarmånader (5100 timmar)

Värmeleveranserna är ordnade så att Gärsdåverket levererar all värme under en sju-månadsperiod (sommarmånaderna), men ingen värme under den kalla perioden november t o m mars. Den totala energianvändningen är 18 035 MWh och lagringsbehovet (inklusive värmeförluster) är 12 817 MWh. Transitledningens ska dimensioneras för 3,4 MW.

c) Värmeleveransen sker jämnt fördelad under hela året

Ytterligare ett alternativ är att värmen levereras som konstant last under hela året. I det fallet behövs en laddningseffekt av 1,9 MW och ett värmelager på 4 200 MWh inklusive förluster. Det totala energibehovet är 16 700 MWh/år.



Figur 6.3: Varaktighetsdiagram för antagen värmelast i Linghem.

d) Referensfall

I referensfallet byggs inget värmelager och ledningen dimensioneras enligt maximi-förbrukningen, dvs. värmelasten är 16 000 kWh och ledningseffekten 5,4 MW.

6.3. Kostnadskalkyl

För att jämföra dessa olika fall genomfördes en enkel beräkning av de totala årskostnaderna för de fyra olika fallen. Kostnadsberäkningen innehåller ledningskostnader, lagerkostnader och kostnader för levererad värme; intäkterna får man från utökad försäljning av värme och el.

En grov lönsamhetsbedömning för projektet kan göras på de huvudsakliga ingredienserna som bestämmer systemlösningen: Värmekostnaden, lagret, transittkulverten.

Värmeproduktionskostnad

Vi kan dela in året i tre perioder med olika produktionskostnader: Under de tre sommar-månaderna juni, juli, augusti antas att nettokostnaderna för värmen från Gärstad är 0, utgifterna balanserar intäkterna (I avsnitt 4 har vi sett att bränslekostnaderna i Linköping i verkligheten är negativa, eftersom kunderna måste betala för levererat avfall). För månaderna april, maj och september, oktober sätts nettokostnader till 200 SEK/MWh och vintertiden till 350 SEK/MWh. Detta återspeglar den bränslemix som används vid de olika årstiderna.

Intäkter från värme och elförsäljning

Intäkterna från värmeleverans antas vara konstant under året, 350 SEK/MWh. Detta innebär att inkomsten från värmeförsäljningen är störst, när värmen kan produceras sommartid, medan profiten är noll på vintern.

Tillkommer intäkter från försäljning av elkraft som antas motsvara en tredjedel av värme- produktion till ett pris av 450 SEK/MWh (el). Se Tabell 6.1 för kostnadsöversikten. De rörliga intäkterna är även beräknade till nusummor för 10 resp 20 år med en kalkylränta på 6 % (nusummeffaktor 7,36 resp 11,47).

Tabell 6.1: Nettointäkter från värme- och elleveranser vid värmeleverans till Lingham för de fyra driftfallen

	Värmeleverans (MWh) (sommar/vår& höst/vinter)	Nettointäkt Värme SEK/år	Intäkt El SEK/år	Total intäkt (investerings- utrymme). SEK/år	Nusumma 10 år SEK	Nusumma 20 år SEK
Fall a	19208/0/0	5 844 846	2 881 200	8 726 046	64 233 699	100 087 747
Fall b	7754/102802/0	3 788 483	2 705 298	6 493 780	47 794 223	74 483 660
Fall c	4209/5582/6908	2 310 572	2 504 934	4 815 506	35 442 124	55 233 853
Fall d	1975/3873/10152	1 517 037	2 400 000	3 917 037	28 829 325	44 928 418

Kostnader för värmelagret

Värmelagringskostnader för större värmelager har noggrant utretts på 1980-talet. De senaste kostnadsangivelserna härrör från 1996 [3]. I BFRs energibok anges investeringskostnader för stora säsongvärmelager för solvärmesystem med 3 – 4,5 SEK per lagrad kWh. (Priset är beroende på lagerstorlek, men eftersom vi här endast avser lager större än 10 GWh, så är storleksberoendet ingen viktig faktor). Priset gäller för berggrum sprängt i berg. Ett sådant berggrum för 100 000 m³ vatten används ännu idag för värmelagring i Lyckebo vid Uppsala [4].

Jordgropsvärmelager är en annan typ av värmelager, som länge studerats i Sverige och Danmark, dessa kan vara något billigare än berggrum, men har än så länge inte byggts i så stora volymer. För den senaste utvecklingen av denna teknik svarar nu för tiden Tyskland [5].

Väsentligt billigare, men mera utrymmeskrävande är borrhålslager, där lagringskostnaden bedömdes ligga mellan 0,5 och 2 SEK/kWh. Problemet med dessa lager är att överföra de stora värmekapaciteter, som kan förekomma i kraftvärmesystem. Troligtvis måste lagret förses med någon form av korttidsbuffert, vilket kommer att fördyra tekniken.

Alla dessa priser har nu ca 10 år ”på nacken”. I denna studie använder vi – såsom det är redovisat i avsnitt 3 - 7 SEK/kWh (325 SEK/m³ vattnequivalent) som ett upp-nåbart pris för värmelagring i berggrum. Värmelagret är då dimensionerat för ett ΔT på 40°C. Detta resulterar då i värmelagerkostnader enligt Tabell 6.2.

Tabell 6.2: Värmelagerkostnad

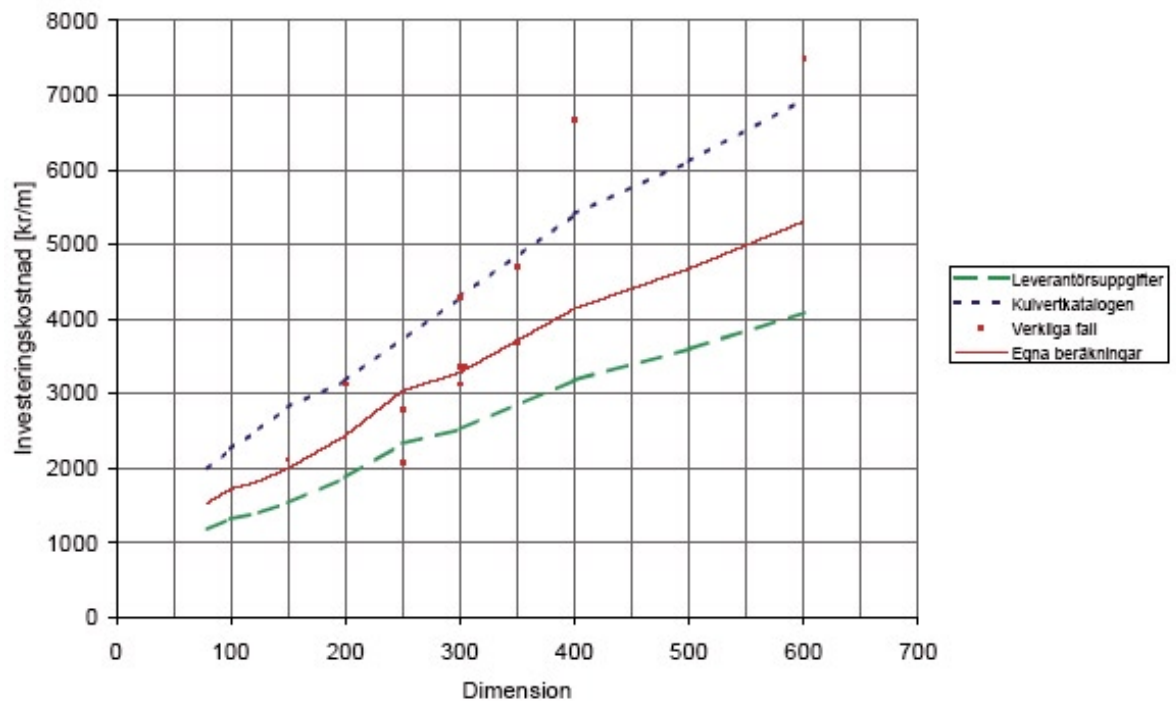
	Lagringsbehov MWh/år	Vattenvolym m ³	Lagerkostnad SEK
Fall a	16 272	350 690	113 904 000
Fall b	12 817	276 228	89 719 000
Fall c	4 209	90 711	29 400 000
Fall d	0	0	0

Kostnader för transitleddning

Aktuella kostnader för fjärrvärmeledningar kan fås från [1]. Dessa kostnader beror tydligen på, hur och vem man frågar, men för denna analys väljer vi linjen i mitten av Figur 6.4 som representerar det praktiska utfallet år 2000. Diagrammet avser den kompletta ledningen per sträckningsmeter. För att få fram rätt pris måste dimensionen översättas i effekt. Sambandet återfinns i. Vi antar att värmeleveransen som dimensioneras för sommarfallet sker med ett ΔT på 40°C.

6.4. Kostnadsjämförelse

De totala systemkostnaderna beräknas som differens mellan intäkter och utgifter. Som i Avsnitt 4 kan vi välja att jämföra investeringsutrymmet med annuiteten för 10 års respektive 20 års avskrivning. Investeringsutrymmet finns i Tabell 6.1 och kostnaderna i Tabellerna 6.2 och 6.3. I Tabell 6.4. sammanställs annuiteterna och kostnads-/intäktsrelationerna för de fyra driftfallen.



Figur 6.4: Kostnader för fjärrvärmeledningar från referens [1].

Tabell 6.3: Samband mellan kostnad och effekt för olika ledningsdimensioner

	Ledningseffekt MW	Rördimension DN	Kostnad SEK/m	Kostnad 5 km SEK
Fall a	8,1	200	2440	12 200 000
Fall b	3,5	150	1900	9 500 000
Fall c	1,9	125	1800	9 000 000
Fall d	5,4	180	2200	11 000 000

Som framgår av Tabell 6.4 så finns det i det nuvarande kostnadsläget för värmelager och värmeleveransen inga självklara förutsättningar att bygga ett värmelager för att distribuera sommarvärme från Gärstad till Lingham. Det mest lönsamma alternativet är att bygga en ledning och distribuera värme direkt.

Tabell 6.4: Ekonomisk jämförelse av de olika driftfallen

	Total-kostnad SEK	Annuitet 10 år SEK	Annuitet 20 år SEK	Ξ_{10} Inv.utrym./ Annuitet	Ξ_{20} Inv.utrym./ Annuitet	$\ominus$ Inv.utrym. - Annuitet SEK	$\ominus$ Inv.utrym. - Annuitet SEK
Fall a	126 104 000	17 137 534	10 996 269	0,51	0,79	-8 411 488	-2 270 223
Fall b	99 219 000	13 483 862	8 651 897	0,48	0,75	-6 990 082	-2 158 116
Fall c	38 400 000	5 218 560	3 348 480	0,92	1,44	-403 054	1 467 026
Fall d	11 000 000	1 494 900	959 200	2,62	4,08	2 422 137	2 957 837

Alternativet c) med ett litet värmelager ger ett positivt resultat om man tillämpar en avskrivningstid på 20 år. Fallet utan värmelager ger dock det bästa resultatet. Å andra sidan är ett mindre värmelager (fall c) ändå kanske den bästa lösningen av andra skäl som inte har behandlats i utredningen. Det kan vara så att ett värmelager har en systemfördel, nämligen att kunna användas som laststyrningsinstrument. Det finns därför anledning att utreda, vilken roll reducerade lagerkostnader kan spela. T ex anges i en ganska så färsk studie uppgifter om borrhålskostnader på 2 – 3 SEK/kWh [6]. Därför sammanställs i Tabell 6.5 resultat för en känslighetsanalys för lagerkostnader på 3 SEK/kWh.

Tabell 6.5: Systemekonomi för en alternativ investeringskostnad på 3000 SEK/MWh för värmelager

	Total intäkt (investerings- utrymme). SEK/år	Annuitet 10 år SEK	Annuitet 20 år SEK	Ξ_{10} Inv.utrym./ Annuitet	Ξ_{20} Inv.utrym./ Annuitet	$\ominus$ Inv.utrym. - Annuitet SEK	$\ominus$ Inv.utrym. - Annuitet SEK
Fall a	8 726 046	8 292 074	5 320 595	1,05	1,64	433 972	3 405 451
Fall b	6 493 780	6 516 541	4 181 327	1,00	1,55	-22 761	2 312 453
Fall c	4 815 506	2 935 440	1 883 520	1,64	2,56	1 880 066	2 931 986
Fall d	3 917 037	1 494 900	959 200	2,62	4,08	2 422 137	2 957 837

Tabell 6.5 visar att vid en värmelagerkostnad av 3 SEK/kWh uppnås positiv inkomst också med 10 års avskrivning, även när laddning endast sker under sommaren. Därför borde man närmare studera hur sådana lager, typ borrhållslager med buffertank, kan realiseras på bästa sätt. Det är ändå viktigt för vårt framtida uthålliga samhälle att tillvarata värmeöverskottet istället för att kyla bort det. Bland driftfallen med värmelager är fall c med konstant värmetillförsel till ett mindre värmelager den bästa lösningen, men fortfarande visar en lösning utan värmelager bättre ekonomi.

Analysen visar att ett långtidsvärmelager kan vara en intressant lösning för att förbättra värmeanvändningen i kraftvärmesystem med sikte inställd på minskning av CO₂ – utsläppen. Ekonomin finns främst vid användning av dyra bränslen, vilket är fallet vid eldning med olja, eller vid tillgång till spillvärme. Samtidigt krävs låga värmelagringskostnader. Den framtida utveckling av elpriset spelar också en stor roll.

7. SLUTSATSER

Värmelagerteknik

- Den enda utprovade tekniken för kraftvärmelager är ståltankar. Deras volym kan gå upp till 60000 m³ vilket väl kan täcka behovet av korttidslagring i kraftvärmesammanhang.
- Beträffande långtidslagring med volym över 100 000 m³ vattenekvivalent finns det två tekniker som kan vara intressanta för kraftvärmesystem: Bergrum och borrhålslager. Med dessa tekniker kan värmelagringsvolymerna upp till flera miljoner m³ (vattenekvivalent) uppnås.
- Oisolerade bergrum har höga initiala värmeförluster, vars kostnader bör ses som en investering. Efter 5 års drift brukar bergrummets värmebalans uppnå ett fortläpplighetstillstånd med relativt måttliga värmeförluster av ca 10 % per år.
- Bergrum med dynamisk värmein- och utladdning kan generera prima värme största delen av året.
- Dagens borrhålslager är främst dimensionerade för solvärmesystem och har därför en begränsad inladdnings- och utladdningskapacitet. Kraftvärme kräver större värmeöverföringskapacitet än solvärmesystem, vilket innebär att borrhålslager antingen bör förses med bufferttankar eller med fler borrhål (tätare avstånd). Pga borrhålslagrens låga kostnader, vore det intressant att påbörja utvecklingsprojekt för att anpassa borrhålslagringstekniken till kraftvärmesystem.
- Kostnaderna för värmelager är mycket osäkra. 1996 angavs kostnader för bergrum till 4 SEK/kWh vilket enligt uppräkningsindex idag skulle motsvara en kostnad på 7 SEK/kWh. Vid större bergrumsvolym förväntas dock att kostnaderna kan sjunka mot lägre nivåer. Borrhålslagrens kostnad för större system kan vara så låga som 2 – 3 SEK/kWh vilket gör att det borde finnas goda förutsättningar för att vidareutveckla tekniken så att den passar bättre till kraftvärmesystem.
- Beträffande gropvärmelager tyder ingenting på att tekniken den närmaste tiden kan vara intressant som långtidslagring för kraftvärme, varken med hänsyn till storlek eller till ekonomi.

Värmelager i kraftvärmesystem

- Långtidsvärmelagrens funktion i kraftvärmesystem bör främst ses som ersättning av bortkylning av värmeöverskottet. Mottrycksverket kan gå på full effekt och blandkondensverket slipper kylströmen.
- Det finns två huvudskäl för att använda långtidslagring:
 - ökad elproduktion sommartid
 - minskad användning av fossilt topnbränsle vintertid.

Överskottet från dessa två användningar måste finansiera värmelagret

- Den bästa ekonomin finns i system med oljepannor som topplast. Att ersätta topplastoljan (60 MW) vintertid är den mest ekonomiska systemlösningen för långtidslagring i Linköping. För detta räcker 200 000 m³ bergrum.
- Men att ersätta oljedriften i kraftvärmeverket med sommarvärme från Gärstadsverket är även av intresse. Ett bergrumlager på 3 000 000 m³ klarar Gärstadsverkets sommar drift (100 MW) utan att behöva kyla bort värmeöverskottet och utan att använda olja. Systemet ger ett överskott vid 20 års avskrivning.

- När ett system består av naturgaseldad kraftvärme (178 MW) samt oljeeldad topplastpanna är det lönt att ersätta så mycket olja som möjligt även där. Ekonomin är tämligen oberoende av lagerstorleken med ett maximum omkring 1 000 000 m³.
- När värmelagret endast kan ersätta värme från bioeldade topplastpannor är ekonomin mer tveksam. Exemplet i Enköping visar att elpriset då spelar en avgörande roll. Med 2005 års elpriser fanns inget lönsamt sätt att ha ett värmelager installerat i Enköping, medan ett bergrum på upp till 400 000 m² borde ha varit ekonomiskt intressant med de under 2006 temporärt högre elpriserna. Längre fram i tiden, vid höga elpriser, ses värmelagret som en möjlig systemkomponent

Värmelager i lokala fjärrvärmenät

- När ett nytt område ska anslutas till ett existerande nät så kan man tänka sig att all värme kommer från billig värme vid sommar drift där alternativet är att kyla bort överskottsvärme. Värmelagret och transitleddningen ska alltså dimensioneras så att billig värme kan utnyttjas.
- I exemplet för Lingham där sommarvärmen är gratis hittade man tillämpningar för värmelager när priset är 4 SEK/kWh eller lägre. Det innebär att användning av bergrum är tveksam, medan användning av borrhålslager kan bli intressant.
- Eftersom systemet ersätter värme från existerande värmesystem baserade främst på el och olja så borde sådana systemlösningar som tillvaratar gratisvärme vara högaktuella.

8. REFERENSER

- [1] Swedish District Heating Association (Svenska Fjärrvärmeföreningens Service AB): Svenska Värmenät (Swedish District Heating Nets). FVF 03 12 12, 2003.
- [2] Livio Mazzarella, Central solar heating plants with seasonal storage: The MINSUN simulation program. IEA-R&D report 1989.
- [3] Council of Building Research: The Energy book – Status and research front. (Byggforskningsrådet: Energiboken. Kunskapsläge och forskningsfront). T6:1996.
- [4] Solar thermal energy storage, Lyckebo project on rock cavern, report UL-FUD-B 86:15
- [5] Volkmar Lottner, Dirk Mangold: Status of Seasonal thermal energy storage in Germany. Proc. of Terrastock 2000, Stuttgart.
- [6] Daniel Sandborg: Inventering av värmelager för kraftvärmesystem (Analysis of heat storages for cogeneration systems). Examensarbete. LITH-IKP-ING-EX--06/043-SE, 2006.
- [7] Johan Andersson, Stefan Nilsson: Simulering av långtidsvärmelager för drift i kraftvärmesystem. Examensarbete. LITH-IKP-ING-EX-06/042-SE, 2006.
- [8] Calorstock Proceedings, 1994.
- [9] C. Brunström, B. Efring, J. Claesson: The Lyckebo-project – Heat Losses from the rock cavern storage. Report RUL-FUD-B 87:13. Vattenfall, 1987.
- [10] Bo Nordell: Bergvärme och bergkyla., 2004.
<http://www.siki.se/sownloads/solvarme.pdf>.
- [11] U. Edstedt, B. Nordell: Borrhålslager, 1994.
- [12] B. Svedinger: Värme i jord, berg och vatten 1981.
- [13] C.-G. Hillström, L. Åstrand: Solvärme med säsongvärmelagring i berg för 550 lägenheter i Lyckebo, Uppsala. Från idé till idrifttagning. R 43:1985. Byggforskningsrådet, Stockholm.



Fjärrsyn – forskning som stärker konkurrenskraften för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för ett hållbart samhälle, till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtida teknik. Programmet drivs av Svensk Fjärrvärme med stöd av Energimyndigheten. Mer information finns på www.svenskfjarrvarme.se/fjarrsyn

SÄSONGVÄRMELAGER I KRAFTVÄRMESYSTEM

Här redovisas vilka möjligheter som finns att använda långtidsvärmelagring som last för kraftvärmesystem. Rapporten presenterar principen hos olika lager, drifterfarenheter och kostnadsberäkningar för de mest lämpliga lagertyperna.

Tre typer av kraftvärmeproduktion har undersökts:

- Ett biobränslebaserat system med biobränsle som topplast
- Ett system baserat på avfall, olja och biobränsle med en topplast av flis och olja
- Avfalls- och natugasbaserad kraftvärme med olja i toppen

Resultaten, som vänder sig till fjärrvärmechefer och produktionschefer, visar att den bästa ekonomin med långtidsvärmelagring finns i system med oljepannor som topplast och att man bör undersöka förutsättningarna att använda borrhålsteknik i kraftvärmesystem.

