



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

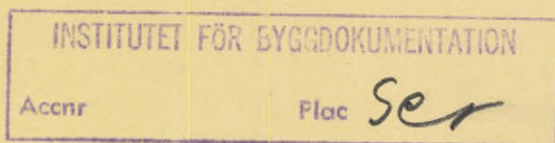
R164:1984

**Säsongsvärmelagring i berg för
fjärrvärmnät**

Metodstudie med tillämpning i Borlänge

**Ann Emmelin
Hans Hydén
Hans Johnsson**

K
AND



Bygghforskningsrådet

R164:1984

SÄSONGSVÄRMELAGRING I BERG FÖR FJÄRR-
VÄRMENÄT

Metodstudie med tillämpning i Borlänge

Ann Emmelin
Hans Hydén
Hans Johnsson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
830344-6 från Statens råd för byggnadsforskning
till VBB AB, Stockholm

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

R164:1984

ISBN 91-5404260-7

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

INNEHÅLL

	Sid
FÖRORD	5
1 SAMMANFATTNING	7
2 BAKGRUND	9
2.1 Motiv för säsongslagring av värme	9
2.2 Teknikläge	9
2.3 Projektets syfte	11
3 PRINCIPER OCH ALLMÄNNA SYSTEM-LÖSNINGAR	13
3.1 Bergrum	13
3.2 Borrhålslager	16
3.3 Akviferer	20
4 FÖRUTSÄTTNINGAR I BORLÄNGE	23
4.1 Nuvarande och framtida värmebehov och värmeproduktion	23
4.2 Spillvärmertilgångar	29
4.3 Geologiska förutsättningar för värmelager	30
4.4 Slutsatser om lämplig lagringsteknik	32
5 TRE SCENARIER FÖR ETT VÄRMELAGER I BORLÄNGE	33
5.1 Nuvarande värmeproduktionsanläggningar bibehålls	33
5.2 Utökning av värmepumpeffekten vid Kvarnsveden	35
5.3 Kraftvärmeproduktion	35
6 DIMENSIONERING AV NÅGRA LAGRINGSALTERNATIV	39
6.1 Studerade alternativ	39
6.2 Överskott och behov i fjärrvärmenätet	40
6.3 Datormodellen	42
6.4 Driftstrategi	44
6.5 Beräkningsresultat	47
6.6 Behov av korttidslagring	53
6.7 Lagrets funktion vid kraftvärmeproduktion	55
7 EKONOMI	59
7.1 Anläggningskostnader för lager i Borlänge	59
7.2 Kostnader för laddningsenergi för lager i Borlänge	60
7.3 Lönsamhetsvärdering för lager i Borlänge	61
7.4 Generella aspekter på ekonomi för säsongsvärmelager	67

	Sid	
8	METOD FÖR ALLMÄN BEDÖMNING AV EKONOMI FÖR VÄRMELAGER I FJÄRR- VÄRMESYSTEM	73
8.1	Allmänt	73
8.2	Bedömning av lämplig lagerstor- lek	73
8.3	Bedömning av acceptabel kost- nad för laddningsenergi	73
8.4	Systemmässiga krav för god lag- ringsekonomi	74
9	SLUTSATSER OCH DISKUSSION	75
9.1	Allmänna förhållanden	75
9.2	Speciellt för Borlänge	75
	REFERENSER	79

BILAGOR

- Bilaga 4.1 Effekt, fram- och returtemperaturer i fjärrvärmenätet samt spillvärmeeffekt från stegbalks- och elektrostålugn i Domnarvet, tabell
- Bilaga 4.2 Spillvärmekällor vid Kvarnsveden och Domnarvet, tabell

FÖRORD

Föreliggande rapport avser en studie av möjligheterna att med hjälp av säsongsvärmelagring i fjärrvärmesystem tillvarata industriell spillvärme och annan överskottsvärme sommartid för att ersätta olja vintertid.

Undertecknad har fungerat som VBBs projektledare. Arbetet har främst utförts av Ann Emmelin, Hans Hydén och Hans Johnsson.

De geologiska förutsättningarna för värmelagring i mark i Borlänge har utretts av VIAK AB i en studie som löpt parallellt med detta projekt.

Samordnare och koordinator mellan VBBs och VIAKs projekt har varit Dir Lennart Svensson och Tekn chef Rune Trogen, Borlänge Industriverk, vilka även på ett aktivt sätt medverkat i och tagit fram förutsättningar för tillämpningsstudien.

Stockholm i december 1983

Staffan Lagergren

1 SAMMANFATTNING

Förutsättningarna för att med hjälp av säsongsvärmelager ersätta olja med industriell spillvärme eller annan billig överskottsvärme i fjärrvärmesystem har studerats med aktuella förutsättningar i Borlänge som tillämpningsexempel.

Studien visar att det i fjärrvärmesystem med ett sammanlagrat maximalt effektbehov av minst ca 25 MW kan vara intressant med ett säsongsvärmelager utan värmepumpstöd för upp till ca 15 % av årsenergibehovet. Viktigaste värmekällor är främst industriell spillvärme och sopförbränningsvärme. Eventuellt kan även kolvärme vara intressant. Värmelagret kan vara lönsamt redan vid maximala laddningstemperaturer under 100°C men lönsamheten förbättras troligen om temperaturen kan höjas till 120-130°C.

I Borlänges fjärrvärmesystem kan ett lager med en investeringskostnad på ca 60 Mkr ersätta ca 40 GWh/år olja till en kostnad som är något lägre än för fortsatt oljeeldning. Förutsättningen är bl a att spillvärme kan erhållas till mycket låg kostnad från Domnarvet eller genom ökad förbränning av siktresten vid Bäckelund. Det senare alternativet är troligen mest realistiskt och intressant. Resultaten i denna studie antyder dock att det för Borlänge Industriverk kan vara mer lönsamt att bygga ut värmepumpeffekten för att ta tillvara mer lågvärdig spillvärme från Kvarnsveden. Innan slutgiltigt beslut fattas bör ett antal frågor närmare analyseras.

2 BAKGRUND

2.1 Motiv för säsongslagring av värme

Effektbehovet i ett uppvärmningssystem varierar under året, se exempel i Figur 2.1. På sommaren är behovet lågt och under kalla vinterdagar extremt högt. En värmekälla som kan leverera en konstant effekt under hela året skulle således kunna utnyttjas bättre om sommartidens överskottseffekt kunde användas för att lagra upp en energimängd som sedan kunde tas ut för att klara effekttopparna på vintern.

Exempel på värmekällor med sommaröverskott som skulle vara intressant att lagra är värmeanläggningar med hög fast och/eller låg rörlig kostnad, t ex fastbränslecentraler för kol eller sopor, värmepumpar och industriella spillvärmekällor. Värmekällor med extremt lagringsbehov är solvärme, naturvärme samt industriell spillvärme där industrin själv använder huvuddelen av tillgängligt spillvärme vintertid. Den lagringsteknik som idag diskuteras har för övrigt börjat utvecklas just i samband med solvärmekniken.

Förutsättningen för att säsongsvärmelagring i fjärrvärmennät skall vara intressant är att kostnaden för insamling, lagring och leverans av värme är lägre än för momentan produktion av värme i en topplastanläggning, normalt i form av oljeförbränning.

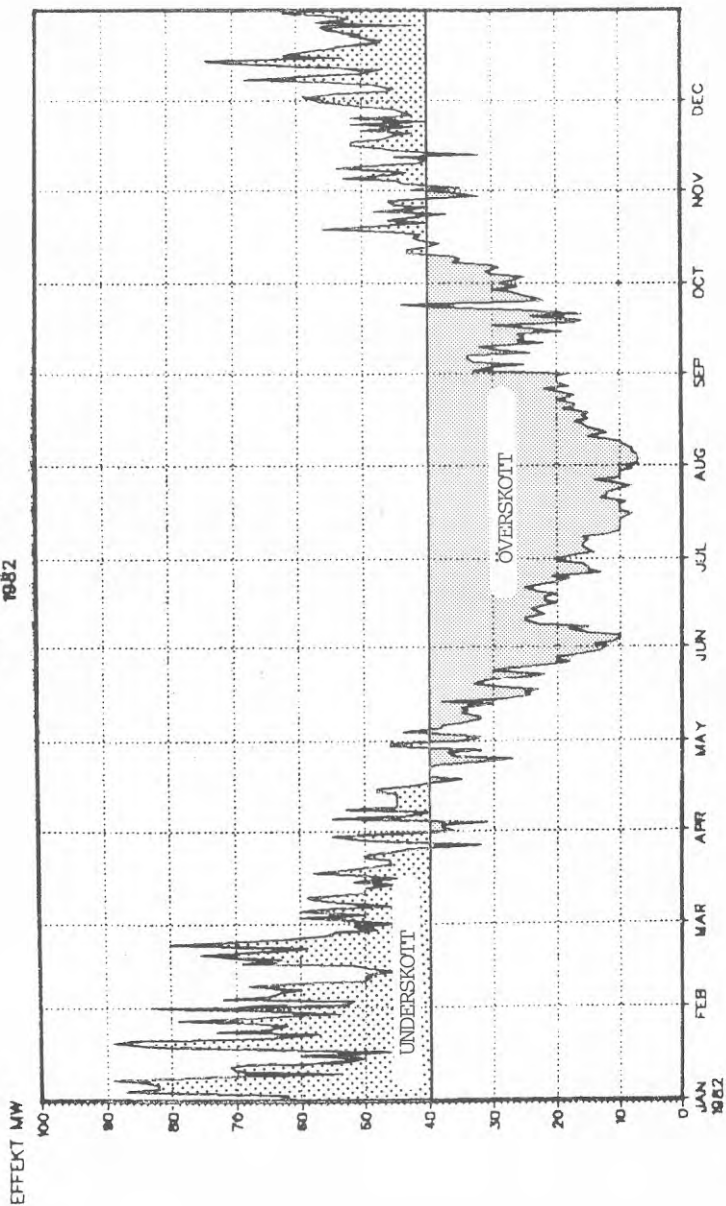
2.2 Teknikläge

Säsongslagring av värme kräver stora volymer. Uppfattningen idag är att sådana kan skapas till rimlig kostnad i första hand genom utnyttjande av undermarken. Värmelagrande medium blir då vatten och/eller stenmaterial med värmekapaciteterna 1,16 resp ca 0,6 kWh/m³°C.

Erforderlig volym för att lagra en viss energimängd är beroende av vilket temperatursving som lagret har under en lagringscykel, dvs temperaturskillnaden mellan fullt och tomt lager. För att med 40°C temperatursving lagra värmebehovet för 300 lägenheter (ca 3 miljoner kWh = 3 GWh) krävs således en vattenvolym av ca 65 000 m³ eller en fast bergmassa med 125 000 m³ volym exklusive den extra lagervolym som krävs för att kompensera värmeförlusterna från lagret till omgivningen.

De koncept till tekniklösningar för säsongsvärmelagring i mark som för närvarande är under utveckling är bergrum (öppna eller blockfyllda), s k borrhåls-lager samt värmelager i grundvattenmagasin (akviferer). Principer och systemlösningar för dessa är beskrivna i kapitel 3.

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSVERKET
1982



Figur 2.1 Exempel på värmebehovets variationer och motiv för värmelagring.

För samtliga lagertyper utom blockfyllda berggrum finns prototypanläggningar byggda eller under byggnad i Sverige. Kostnader, prestanda och problem för de olika lagertyperna är i viss utsträckning kända genom teoretiska studier och erfarenheter från hittills utförda anläggningar. Underlag finns härigenom att för olika konkreta fall bedöma förutsättningarna för att på ett ekonomiskt sätt utnyttja lagringsteknik i fjärrvärmesystem och att ta fram allmänna riktlinjer för hur lagringsmöjligheterna ska värderas.

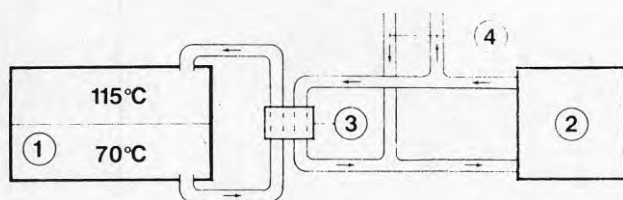
2.3 Projektets syfte

Föreliggande projekt syftar till att, med utgångspunkt från ett praktiskt fall i Borlänge tätort, studera de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för säsongsvärmelagring av spillvärme i stora fjärrvärmesystem och då speciellt i sådana lagersystem som ej kräver värmepump. Målsättningen har varit att projektresultaten skall ge en generell bild av dessa förutsättningar så att de kan utgöra underlag för bedömningar även i andra specifika fall.

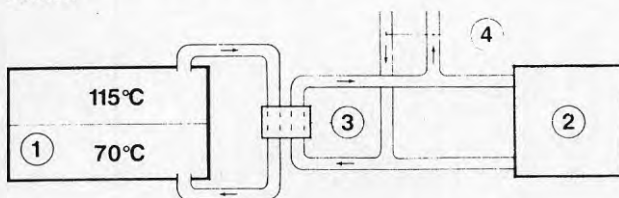
3 PRINCIPER OCH ALLMÄNNA SYSTEMLÖSNINGAR

3.1 Värmelagring i bergrum

Varmt vatten kan lagras i stora oinklädda bergrum på samma sätt som man idag lagrar olja. Ett exempel på värmelagring i bergrum är den prototypanläggning som byggts i Avesta och som efter ett inledande forskningsprogram skall användas för veckolagring av sopförbränningsvärme, se systemskiss i Figur 3.1.



Överskottsvärme från värmeverket lagras i ackumulatorn.



Värmeverket ur drift. Värme till fjärrvärmenätet tas från ackumulatorn.

1. Ackumulator
2. Värmeverk

3. Värmeväxlare
4. Fjärrvärmeledning

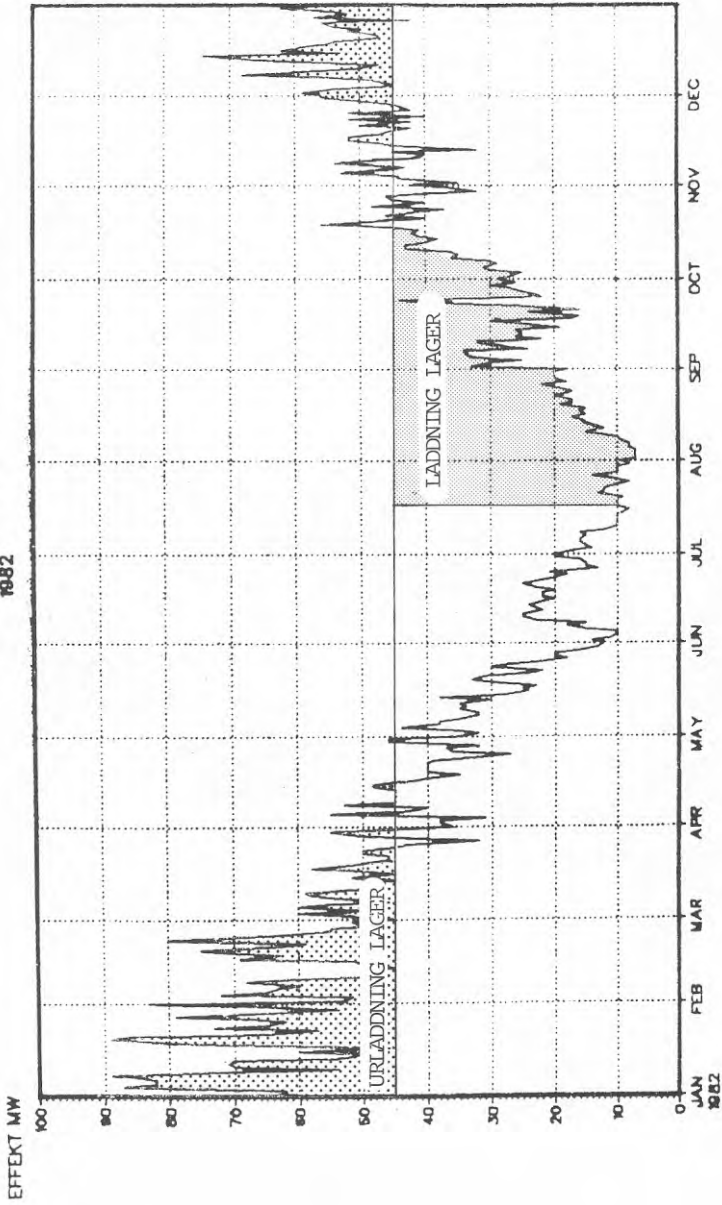
Figur 3.1 Exempel på systemlösning med värmelager i bergrum

I värmelagringsberggrummet finns en temperaturskiktad vattenmassa med varmt vatten överst och kallt vatten i botten. Vid laddning tas kallt vatten från botten-skiktet, värms och återförs till övre delen av lagret. Vid urladdning blir flödesriktningen den omvända. Gränsytan mellan varmt och kallt vatten rör sig således ned och upp under lagringscykeln.

Ett värmelager i bergrum har fördelen att snabbt kunna laddas och tömmas, men nackdelen av en relativt hög anläggningskostnad per volymenhet, ungefär 100 kr/m³. Ett bergrumslager är troligen intressant först om det kan tillskrivas ett effektivvärde. Detta illustreras något av följande schematiska räkneexempel.

Antag att en värmeproduktionsanläggning byggs ut med en basproduktionseffekt av 45 MW och att resterande effekt tas med hjälp av ett säsongvärmelager som laddas sommartid till låg kostnad, se Figur 3.2.

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSSVERKET
1982



Figur 3.2 Exempel på driftstrategi för ett säsongsvärmelager i bergrum.

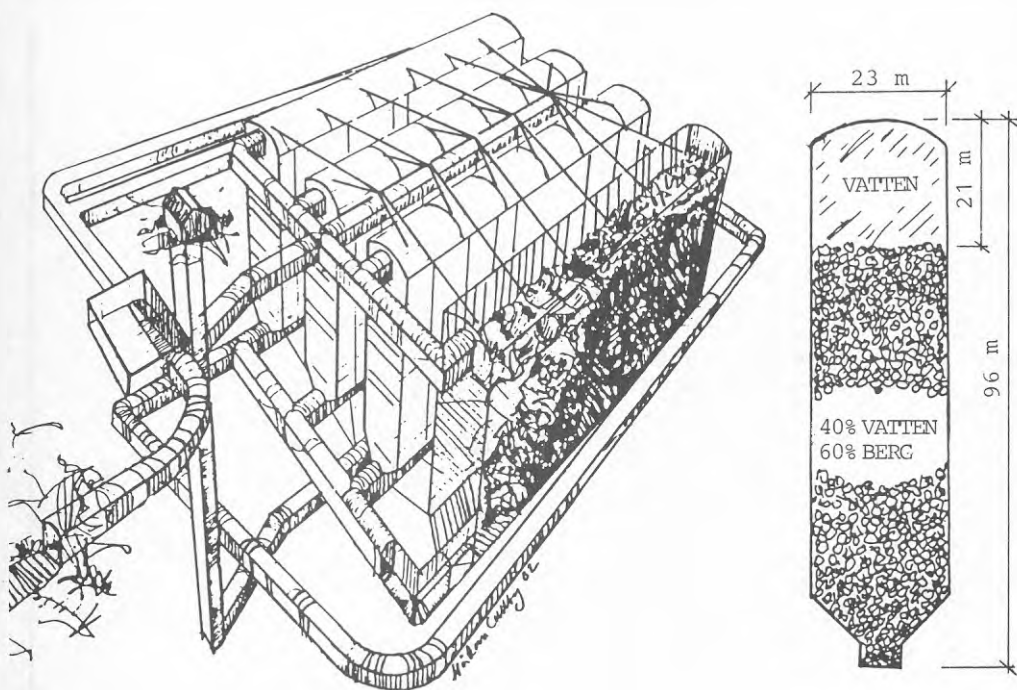
Den från lagret levererade energimängden enligt figuren är ca 40 GWh/år. Erforderlig lagervolym blir ca 850 000 m³ om temperatursvinget i lagret är 50°C (exempelvis mellan 120 och 70°C) och förlusterna kan begränsas till ca 20 %. Kostnader för lagret blir då omkring 85 Mkr (2,1 kr/årligen lagrad kWh) och kostnaden för levererad energi vid 8 % annuitet blir 0,17 kr/kWh exklusive kostnader för laddningsenergi och anslutning av lagret till fjärrvärmesystemet.

Alternativet till denna värmeproduktionsmetod är att bygga ut produktionseffekten för att täcka topplasten med t ex olja. För det fall att produktionseffekten i en befintlig anläggning redan är utbyggd kan lagret ej tillskrivas något effektvärde utan endast bränslersättning men om man vid nyanläggning kan ersätta lagret med 40-50 MW panneffekt såsom antyds i Figur 3.2 kan lagret få en intressant lönsamhet. Det är dock svårt att bestämma vilket effektvärde lagret egentligen kan anses ha eftersom lagret ej ger någon effekt alls när det är tömt och detta under kalla vintrar kan ha skett innan behovet av lagrets effektbidrag har upphört för säsongen. Ett värmelager kan i detta sammanhang jämföras med en regleringsdamm för vattenkraft. Man måste driva lagret så att en viss prima effekt kan garanteras under hela säsongen.

En annan nackdel med ett lager som är avsett att klara effekttoppar är att det kan vara svårt att få ett stort temperatursving i lagret. Lagret tas nämligen då i anspråk när fjärrvärmemetemperaturerna är som högst, och således är även den temperatur hög som det lagrade vattnet maximalt kan sänkas till. Innehåller värmeproduktionssystemet dessutom värmepumpar, som ligger i botten som basproduktion, minskar ytterligare "utrymme" för lagret.

Lagrets ekonomi skulle bli bättre om temperatursvinget ökades. Detta kan i princip ske med hjälp av värmepump. Om lagrets funktion reduceras till att tjäna som värmekälla för en värmepump sjunker dock dess värde betydligt, speciellt om annan värmekälla för värmepump finns tillgänglig.

Ett annat sätt att förbättra bergrumslagrets ekonomi vore att sänka anläggningskostnaderna. En möjlig sådan väg som övervägts är att lämna merparten av sprängstensmassorna kvar i bergrummet, se Figur 3.3. Man slipper då transportkostnader och kan ge rummen en ur värmelagringssynpunkt lämpligare form än ett öppet bergum (sprängstenen stabiliserar bergrummet). Nackdelen är en lägre värmelagringskapacitet än i ett öppet rum, ca 0,8 kWh/m³°C mot 1,16 kWh/m³°C. Totalekonomin bedöms kunna bli något, men ej avgörande, bättre än för ett öppet bergum.



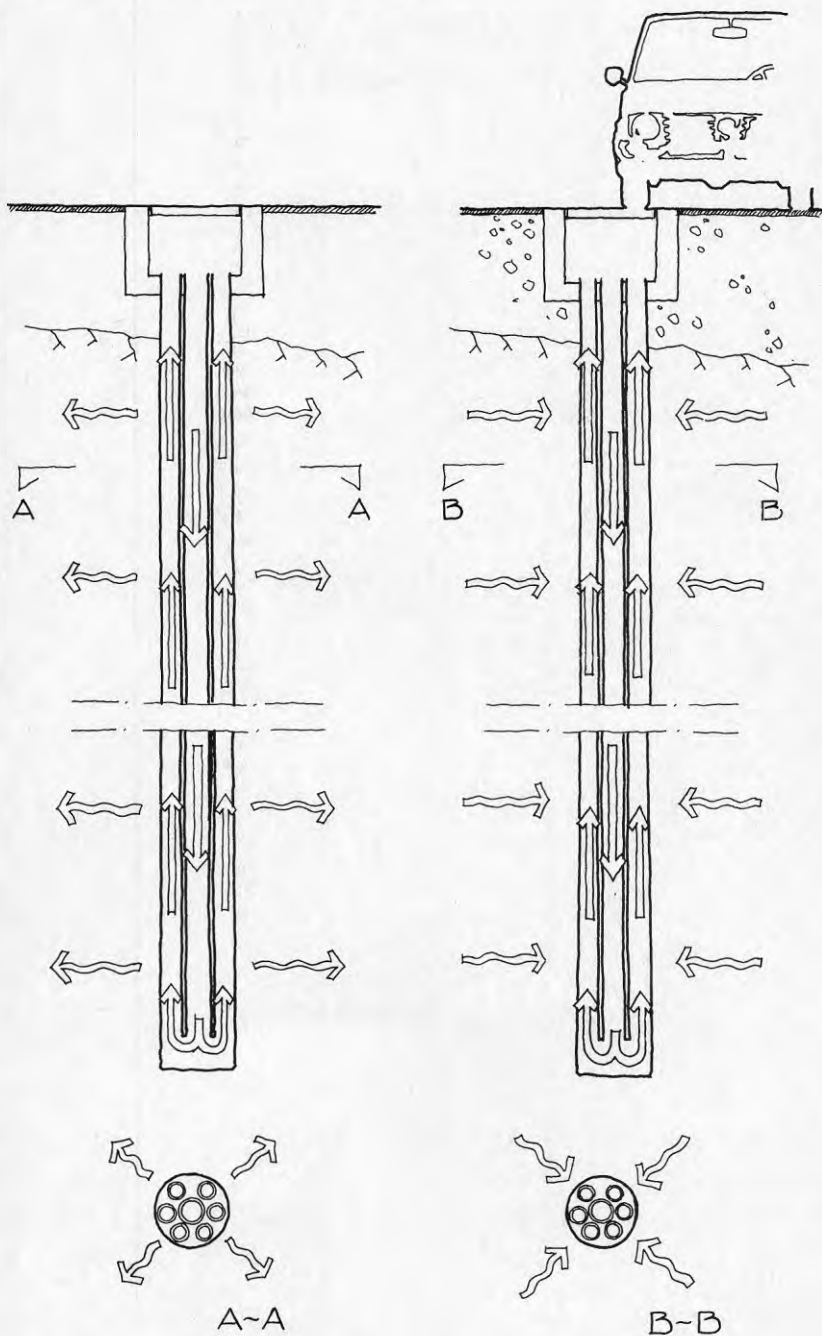
Figur 3.3 Värmelager i blockfyllt bergrum

3.2 Borrhålslager

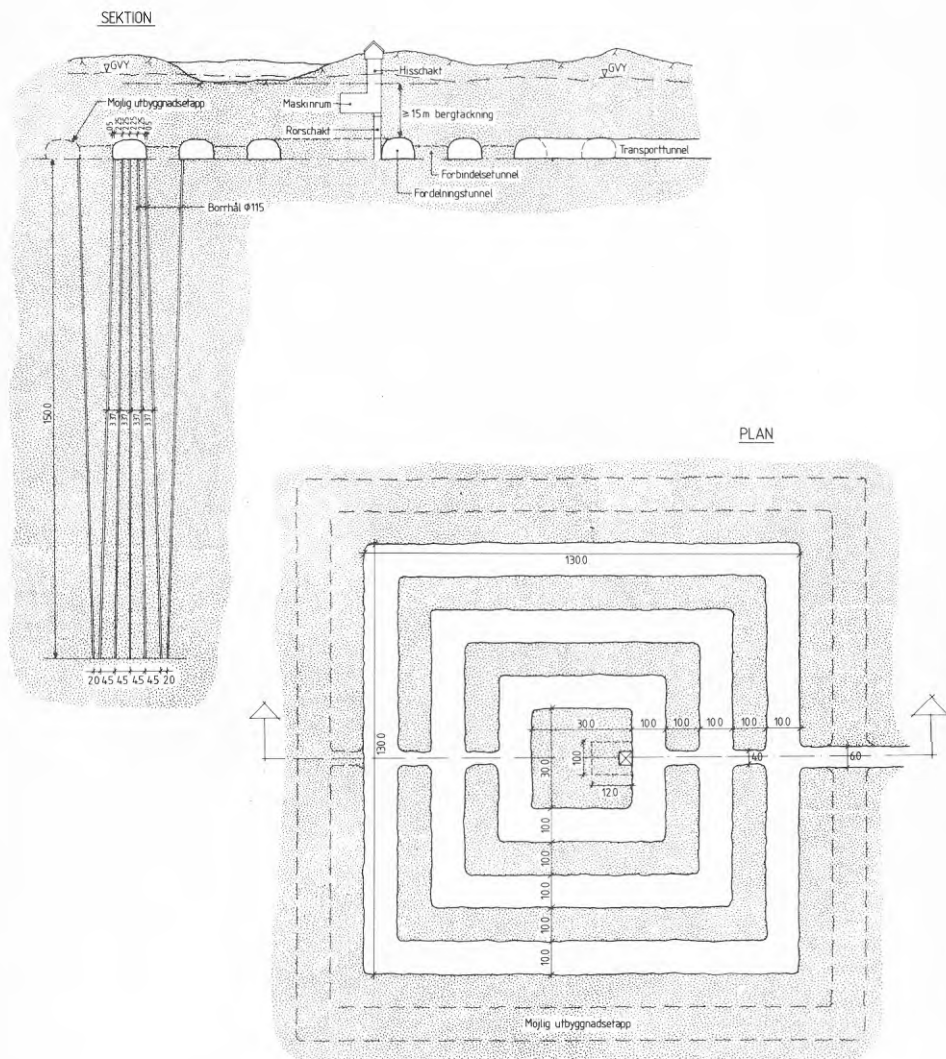
Ett sätt att väsentligt sänka anläggningskostnaden för ett värmelager i berg är att utföra detta som ett s k borrhålslager enligt Sunstore-principen, Platell m fl (1981). Det värmelagrande mediet är i detta fall själva berget.

Värme förs till och från lagret via borrhål på ca 3-4 m avstånd från varandra genom vilka vatten cirkulerar. Värmetransporten i själva lagret sker genom värmeledning i bergmassan. Cirkulationssystemet kan utföras helt slutet t ex med hjälp av ett slangsystem som visas i Figur 3.4, eller öppet, varvid endast ett centrumsrör installeras och cirkulationsvattnet för övrigt har direktkontakt med bergytan i borrhålsväggen. Fördelarna i det senare fallet är en lägre installationskostnad och en bättre värmeöverföringsförmåga. Nackdelen kan främst vara mineralutlösningar i cirkulationsvattnet, speciellt vid höga temperaturer.

Stora borrhålslager för fjärrvärmesystem kan anläggas helt under mark varvid borrhålen utförs från tunnelgallerier, se exempel i Figur 3.5 som visar föreslagen utformning för ett spillvärmelager för Göteborgs fjärrvärmenät.



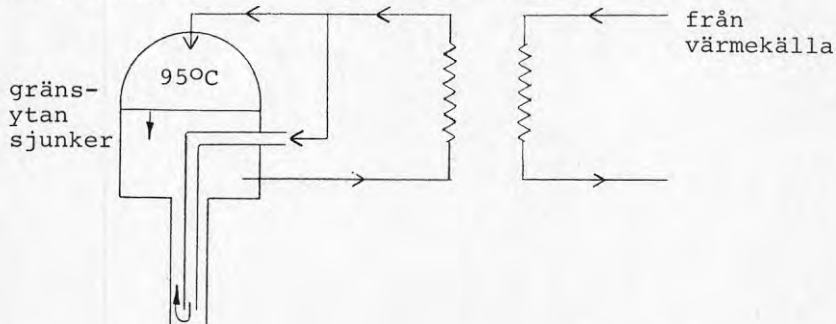
Figur 3.4 Princip för ett borrhåls-lagers funktion.



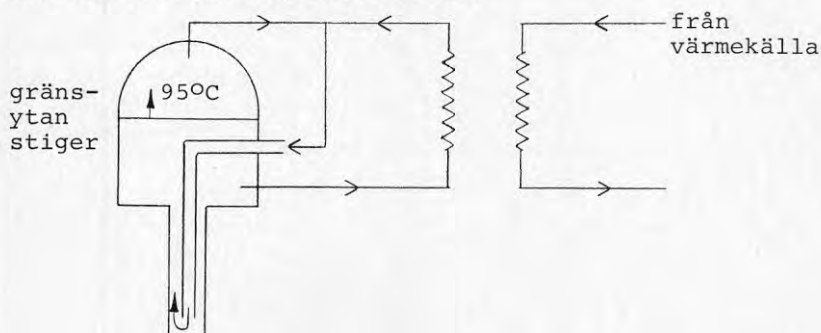
Figur 3.5 Utformning av borrhålslager 60 GWh/år

Fördelarna med ett borrhålslager jämfört med ett bergtrum är den väsentligt lägre anläggningskostnaden, under 20 kr/m³. Nackdelarna är att möjligheterna till momentant höga effektuttag är begränsade samt att värmen levereras vid en successivt sjunkande temperatur allteftersom lagret töms. Den förstnämnda nackdelen kan dock i viss utsträckning motverkas genom att utnyttja tunnelgalleriernas vattenvolym som korttidslager, se [Figur 3.6](#).

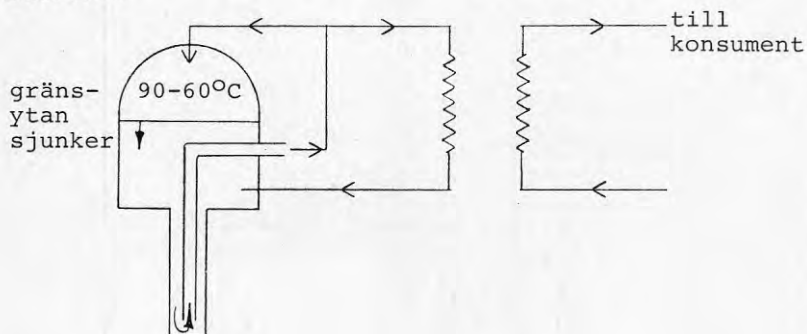
A Laddning när tillgänglig effekt överstiger borrhåls-
lagrets effektsväljningsförmåga eller vid dygnslag-
ring (vid korttidslagring deltar ej borrhålsdelen).



B Laddning när tillgänglig effekt understiger borrhåls-
lagrets effektsväljningsförmåga.

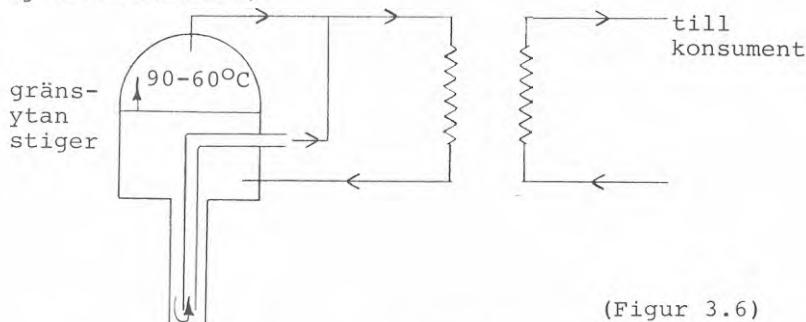


C Urladdning när lagrets effektkapacitet överstiger
behovet.



Figur 3.6 Driftprinciper borrhål - tunnlar vid
kortvariga variationer i effekt.
(figuren fortsätter nästa sida)

D Urladdning när borrhålslagrets effektkapacitet understiger effektbehovet (vid korttidsurladdning deltar ej borrhålsdelen).



(Figur 3.6)

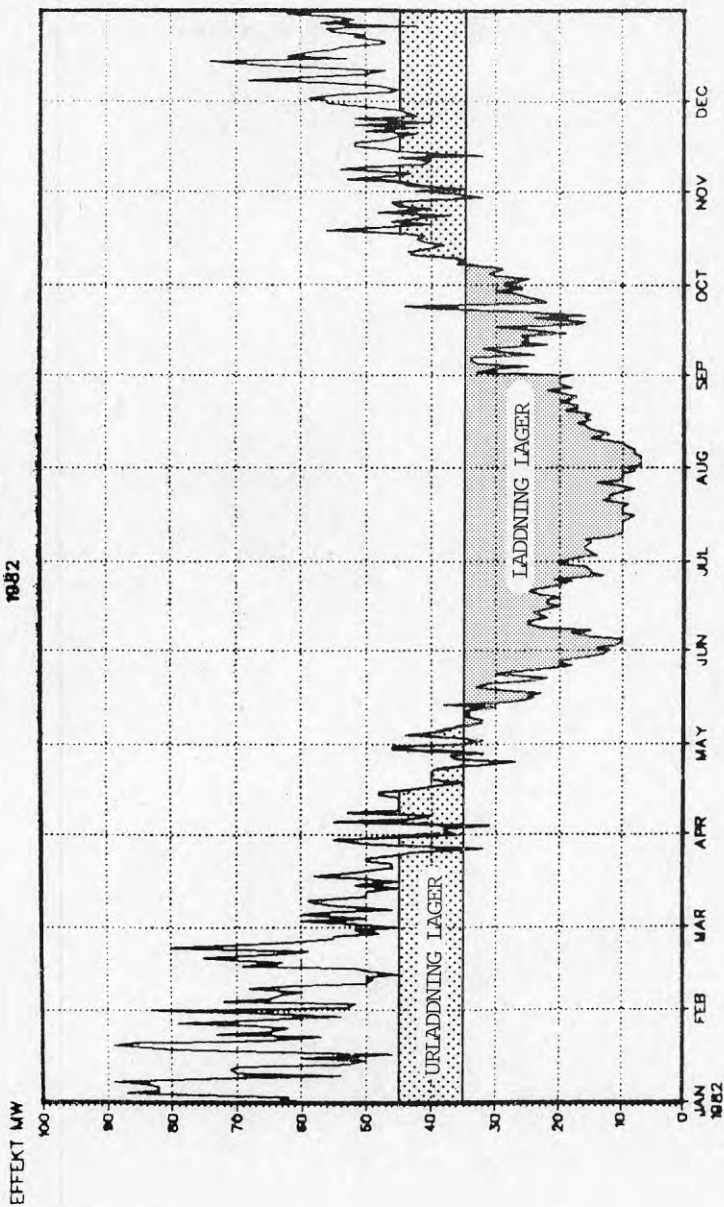
Med hänsyn till borrhålslagrets begränsade reglerbarhet och till att lagrets temperatur successivt sjunker under urladdningsperioden fungerar lagret bäst som en basproduktionsanläggning som ger en första förvärmning av returvattnet, se Figur 3.7. Korta effekttoppar under 1-2 dygn kan klaras med hjälp av ur anläggningssynpunkt minimal tunnelvolym, enligt Figur 3.6. Effektbehovsvariation över längre tidsperioder kräver större tunnelvolym. Tunnelarna kan förutom för säsongslagringsfunktionen även användas för dygnslagring när effektbehovet pendlar kring basproduktionsanläggningens kapacitet, Margen m fl (1982).

En översiktlig uppfattning om borrhålslagrets ekonomi ges av följande överslag med utgångspunkt från Figur 3.7. Den lagrade och levererade energimängden enligt figuren uppgår till ca 40 GWh/år. Erforderlig lagervolym blir ca 3 Mm³ om temperatursvinget i lagret är 25°C (exempelvis mellan 90 och 65°C) och förlusterna kan begränsas till ca 20 %. Kostnaderna för lagret blir då i storleksordningen 60 Mkr (1,50 kr/årligen lagrad kWh) och kostnaden för levererad energi vid 8 % annuitet 0,12 kr/kWh, exklusive kostnaden för laddningsenergi och anslutning av lagret till fjärrvärmesystemet.

3.3 Värmelagring i akviferer

Storskalig värmelagring i grundvattenmagasin (akviferer) har övervägts i olika sammanhang såväl i Sverige som utomlands. För svenska förhållanden är akviferer i olika former av isälvsavlagringar främst aktuella som värmelager. I dessa fall är det fråga om lågtemperaturlagring vid max ca 30-40°C, helst betydligt lägre. Utnyttjandet av värmelager i akviferer är således i Sverige i de flesta fall aktuellt endast i kombination med värmepump. Högtemperaturlager i akviferer i mäktiga sedimentbergsformationer, vilket tillknytter sig det största intresset utomlands, kan i Sverige möjligen bli aktuella i sydvästra Skåne och sporadiskt på några andra platser.

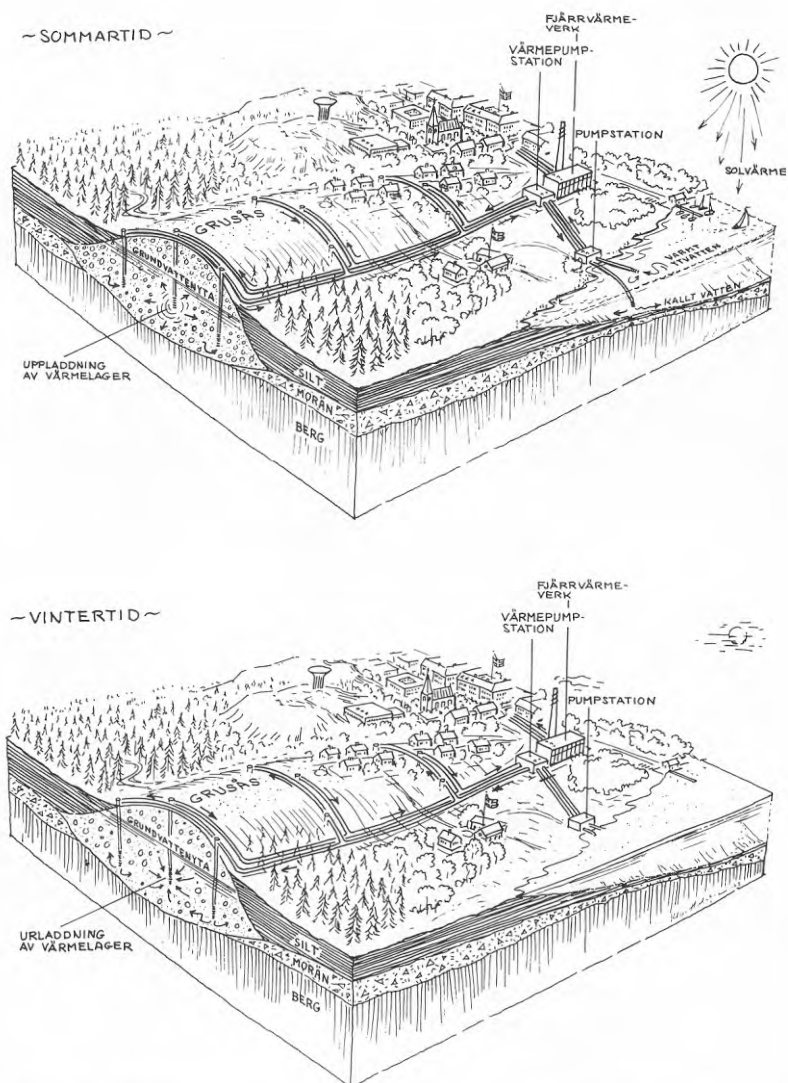
VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSVERKET
1982



Figur 3.7 Exempel på driftstrategi för ett borrhåls-
lager för säsongsvärmelagring.

Akviferens egenskap att bäst lämpa sig som lågtemperaturlager gör den främst intressant för lagring av naturvärme eller lågtempererad spillvärme, Lemmeke (1981) och Hydén, Lemmeke (1979). En illustration av lagring av naturvärme visas i Figur 3.8. Systemet är uppbyggt av komponenter som i princip representerar känd teknik.

Ett akvifervärmelager med värmepump ger bäst ekonomi om den utnyttjas som basproduktionsanläggning på samma sätt som andra värmepumpar i fjärrvärmesystem.



Figur 3.8 Säsongslagring av naturvärme i akvifer.

4 FÖRUTSÄTTNINGAR I BORLÄNGE

4.1 Nuvarande och framtida värmebehov och värme- produktion

För fjärrvärmenätet i Borlänge finns driftdata för bl a effekt, fram- och returtemperatur dokumenterade för ett antal år tillbaka. Avläsningarna görs manuellt en gång per dygn under förmiddagen. Den exakta tidpunkten varierar dock, varför värdena för olika dygn inte är direkt jämförbara.

Figur 4.1 visar uppmätta fjärrvärmemetemperaturer och lufttemperaturer och Figur 4.2 levererad effekt under år 1982. Figur 4.3 visar fjärrvärmemetemperaturer som funktion av utetemperaturen.

För bedömning av ett eventuellt framtida värmelagers funktion i Borlänge fjärrvärmenät har som utgångspunkt tagits beräknade värmebehov för år 1984, som således utgör ett referensår.

Vid beräkning av värmebehovet för det valda referensåret har utgått från den motsvarande tidsserie som finns för år 1982. Värdena på utetemperatur och effekt för år 1982 har således använts även för referensåret. Vissa justeringar har dock varit nödvändiga.

Av den redovisade driftstatistiken framgår att fram- och returtemperaturerna i fjärrvärmenätet är förhållandevis höga. Man arbetar med att åtgärda nätet så att returtemperaturen sänks. Därmed kan även framledningstemperaturen sänkas. Pga att avläsningen av effekten sker under förmiddagen är effekten något högre än dygnsmedeleffekten.

Under 1984 förväntas den totala energiproduktionen bli 334 200 MWh. Den totala summan av effektavläsningarna under 1982 var 334 300 MWh. Skillnaden är så liten att värdena för år 1982 utan justering kan anses motsvara dygnsmedeleffekten år 1984.

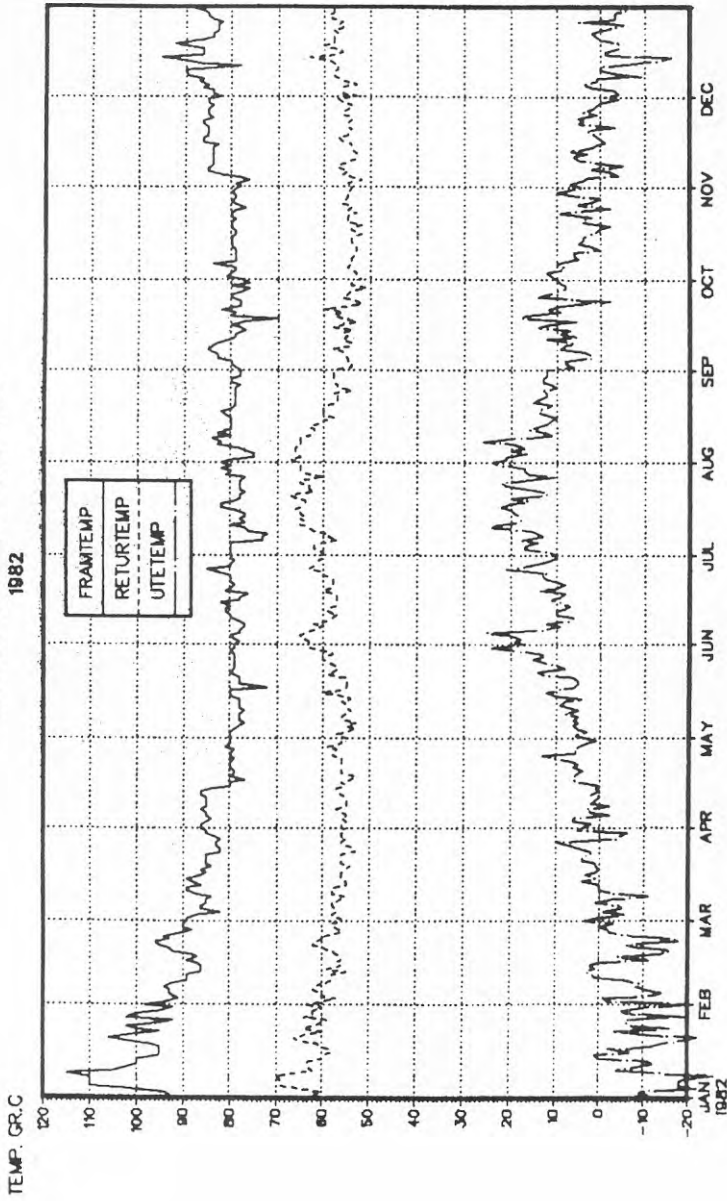
Fram- och returtemperaturen antas sjunka fram till år 1984 till de värden som redovisas i Figur 4.4. Tidsserien över effekt, fram- och returtemperatur för referensåret 1984 redovisas i Bilaga 4.1.

Värmebehovet täcks genom värmeproduktion på två platser, vid Bäckelundsverket och vid Kvarnsvedens pappersbruk, se karta Figur 4.5. Den beräknade effekten och energiproduktionen vid de olika anläggningarna år 1984 framgår av Tabell 4.1.

FJÄRRVÄRME TEMPERATURER

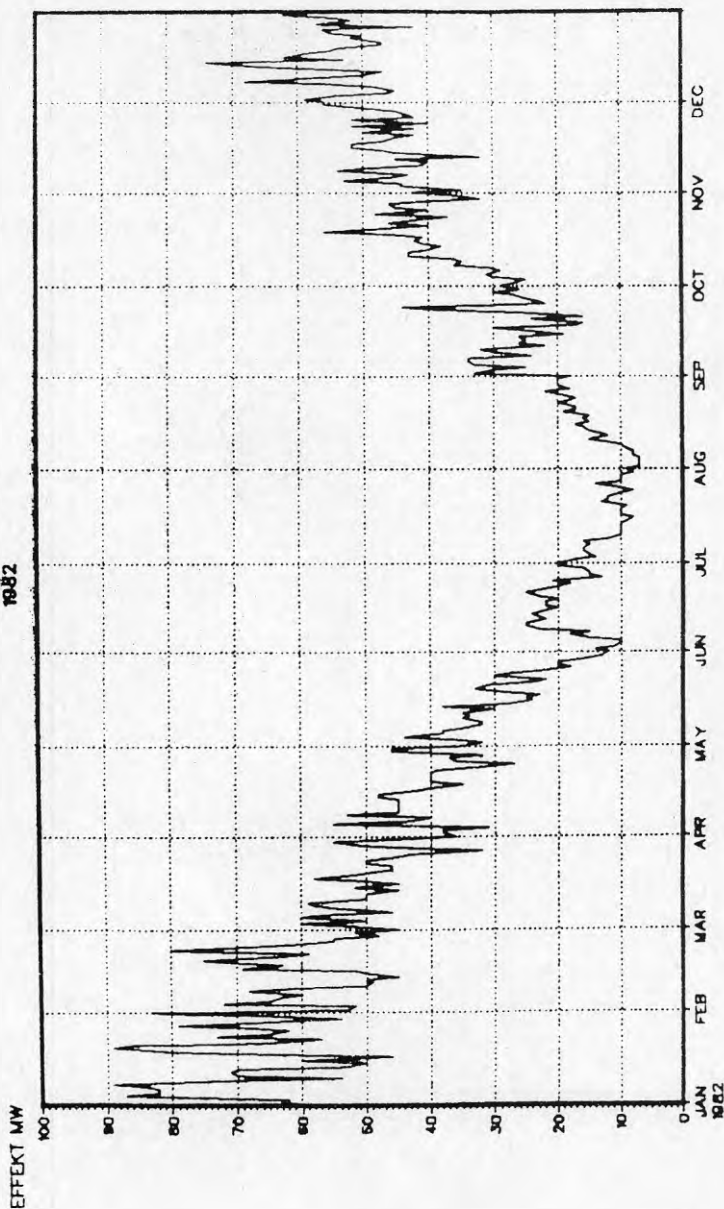
BÄCKELUNDSVERKET BORLÄNGE

1982

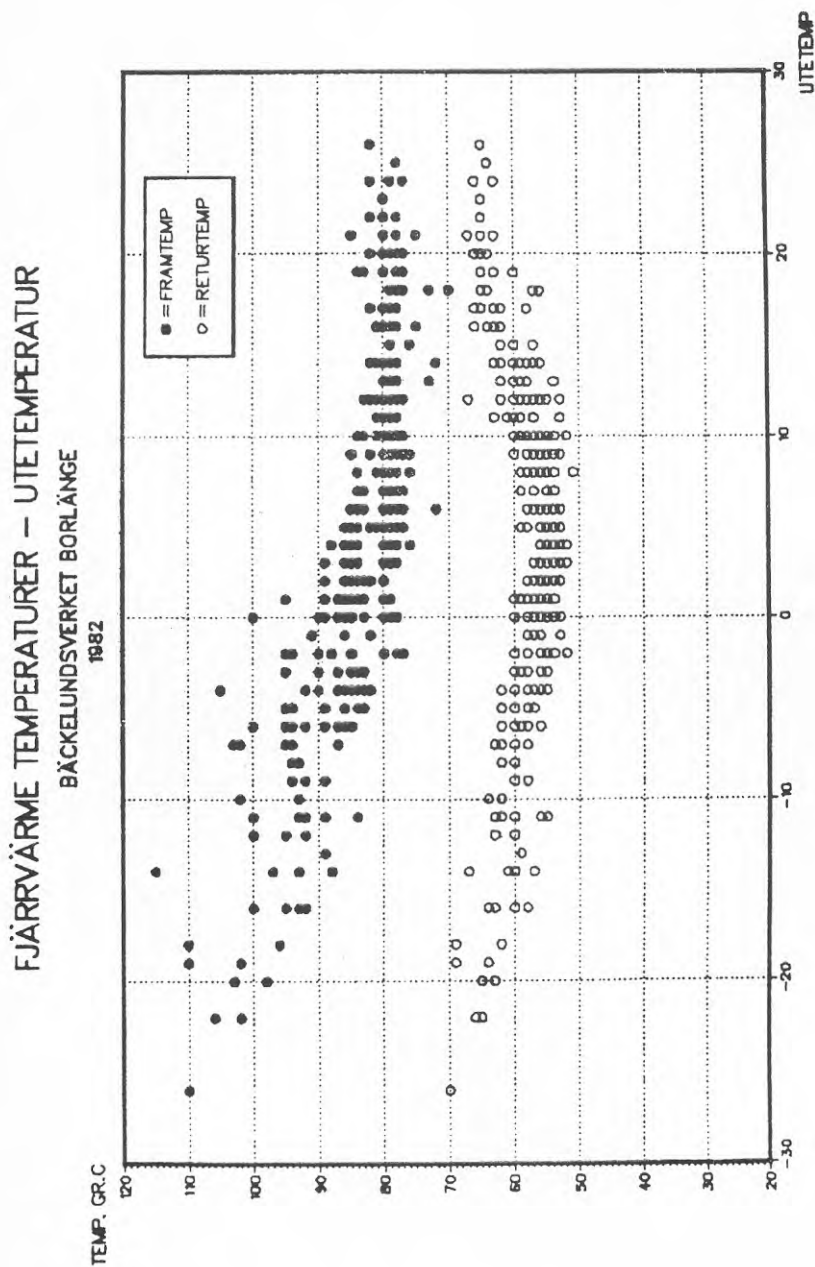


Figur 4.1 Fjärrvärmemetemperaturer och utetemperaturer i Borlänge år 1982.

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSVERKET
1982



Figur 4.2 Fjärrvärmeeffekter i Borlänge år 1982.

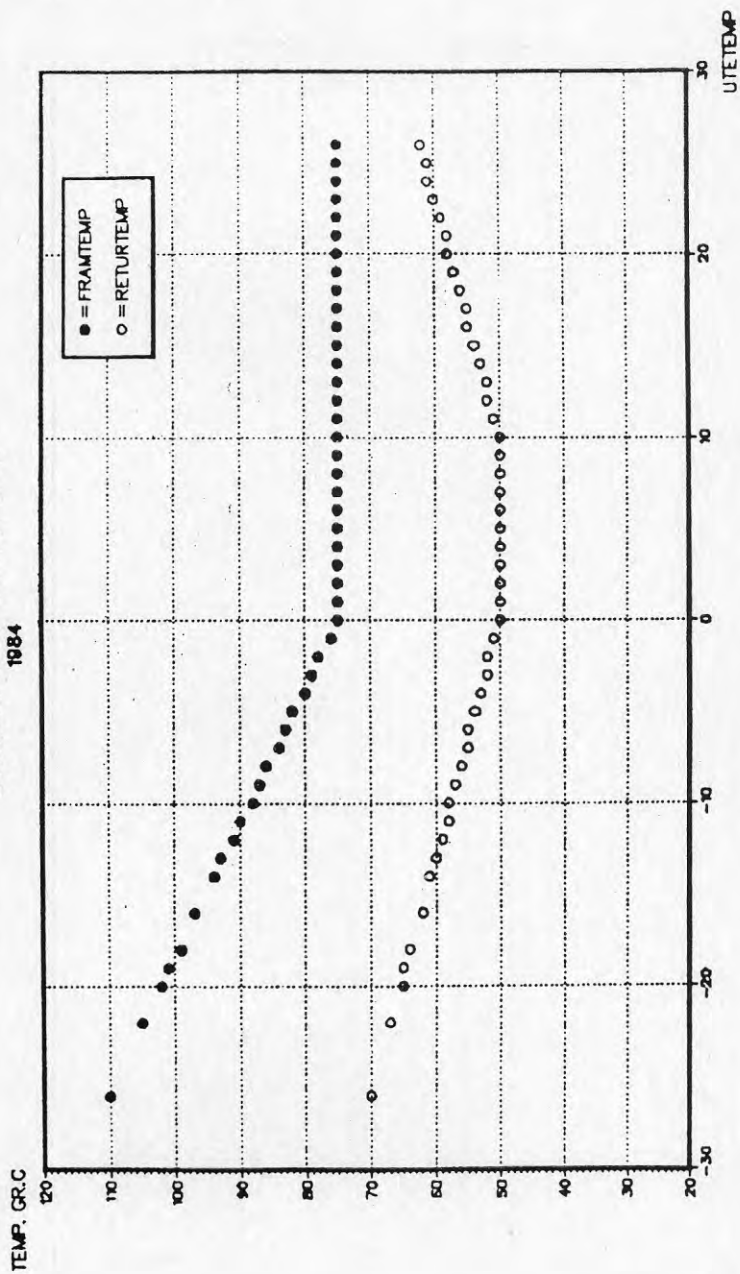


Figur 4.3 Uppmätta fjärrvärmtemperaturer som funktion av utetemperaturen år 1982.

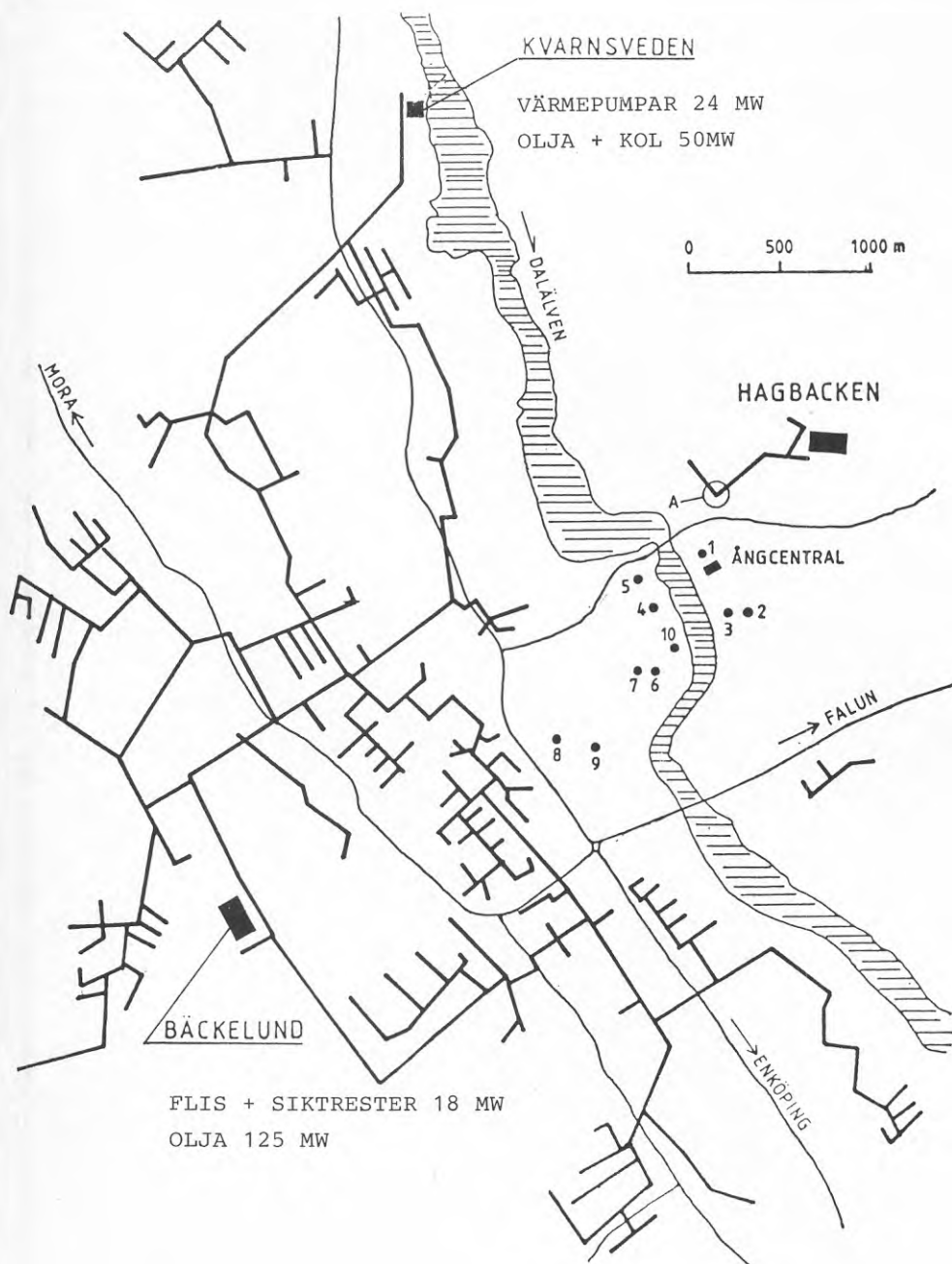
FJÄRRVÄRME TEMPERATURER – UTETEMPERATUR

BÄCKELUNDSVERKET BORLÄNGE

1984



Figur 4.4 Bedömda fjärrvärmtemperaturer år 1984.



Figur 4.5 Värmeproduktionsanläggningar.

Tabell 4.1 Beräknad effekt och energiproduktion
år 1984

	Effekt MW	Energi GWh/år
<u>Bäckelund</u>		
Flis och siktrest	18	76,9
Olja (Eo5)	125	72,3
<u>Kvarnsveden</u>		
Värmepumpar	22*	150,0
Olja + kol	50	35,0
Summa	217	334,2

* Reducerad från 24 MW till 22 MW p g a hänsyn till drifttillgänglighet.

Värmepumpen är tänkt att gå som baslast. Spetsning med olja (ev kol) måste ske i Kvarnsveden för att man under vintern skall kunna erhålla en tillräckligt hög framledningstemperatur. Man hoppas kunna lagra siktresterna som produceras under sommaren då värmepumpen klarar hela lasten.

4.2 Spillvärmertilgångar

Industriell spillvärme med varierande kvalitet och varaktighet finns vid Kvarnsvedens pappersbruk och Domnarvets järnverk.

Från och med hösten 1983 tas värme från Kvarnsvedens avloppsvatten tillvara med hjälp av värmepumpar och matas in i Borlänge fjärrvärmenät.

Två värmepumpar med en total effekt av ca 24 MW har installerats. Troligen finns det så mycket spillvärme i avloppsvattnet att det är möjligt att installera ytterligare en värmepump med effekten 12 MW. När värmepumpanläggningen byggdes planerade man för detta.

Vid Domnarvet finns idag värmeåtervinning från en stegbalksugn. Värmen tas tillvara i form av 20 bars ånga och matas in i verkets eget ång- och hetvattensystem. Denna spillvärmekälla är intressant för Borlänge fjärrvärmenät eftersom den under vissa tider av året producerar ett överskott av ånga. Energiöverskottet är mycket ojämnt fördelat över året och dygnet. Exakta mätningar varje dag görs ej. För att kunna bedöma möjligheterna att ta tillvara detta överskott med hjälp av ett värmelager är det dock önskvärt att man har tillgång till dygnsvärden på samma sätt som för fjärrvärmenätet. En tidsserie för överskottsenergin har därför sammanställts. Värdena i denna tidsserie avser dygnsmedelvärden vilka redovisas i Bilaga 4.1.

En översiktlig inventering av spillvärmekällor vid Kvarnsveden och Domnarvet har nyligen utförts, Hallenberg (1983). En sammanställning av dessa värmekällor återfinns i Bilaga 4.2.

Av dessa värmekällor bör avloppsvattnet vid Domnarvet kunna tas tillvara med konventionell värmepumpsteknik. Om spillvärmeöverskott finns vid Kvarnsveden bör det dock vara förmånligare att bygga ut värmepumpkapaciteten där.

Av övriga spillvärmekällor synes elektrostålverket vara mest intressant. Detta har en förhållandevis hög effekt och lång varaktighet. Effekten är jämnt fördelad under året men ojämn när man ser på en kortare tidsperiod. Processen är sådan att värmeavgivning pågår under perioder med en längd av ca 45 minuter med avbrott på ca 15 minuter däremellan. Anläggningen är avstängd under semestern. Investeringskostnaden för värmeåtervinningen kan mycket grovt uppskattas till 15 Mkr, dvs 2 500 kr/kW. Troligen måste man räkna med att Domnarvet själva kommer att använda spillvärmes under perioden november-mars. Under övrig tid, förutom semestern, bör dock i genomsnitt ca 4,5 MW spillvärme bli tillgängligt.

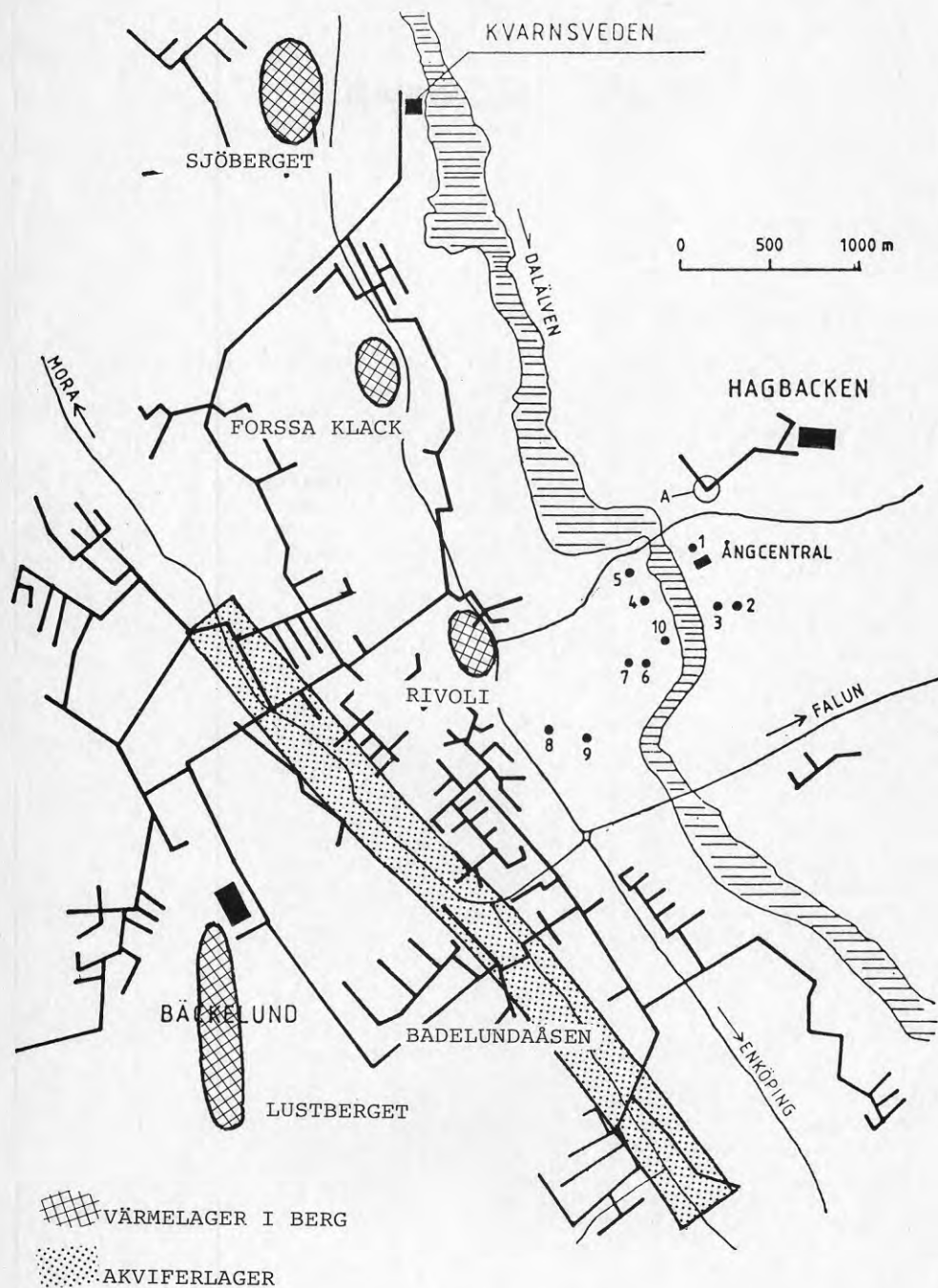
Vid beräkningarna av förutsättningarna för värmelager i det följande har översiktligt antagits att kostnaderna för att föra över spillvärme från Domnarvet till fjärrvärmenätet begränsas till kostnaderna för anslutningsledningar. Nödvändiga investeringar för tillvaratagande av spillvärme förutsätts således vara lönsamma för att täcka industrins eget värmebehov.

De två speciellt nämnda spillvärmekällorna, stegbalksugnen och elektrostålverket, synes tillsammans med överskottseffekt från värmepumpar och fastbränsleeldning vara de som till storlek och kvalitet i någon kombination är intressanta för ett värmelager i Borlänge fjärrvärmesystem och som därför övervägs i det följande.

4.3 Geologiska förutsättningar för värmelager

För att ett värmelager i mark ska kunna anläggas krävs vissa geologiska förutsättningar som är beroende av den aktuella lagertypen. För Borlänges del har de allmänna byggnadsgeologiska förutsättningarna tidigare översiktligt utretts, VIAK (1981). De geologiska förutsättningarna för värmelager har värderats i en speciell rapport, VIAK (1983).

Ett värmelager i akvifer bör vara möjligt att anlägga i en sträckning av Badelundaåsen söder om den kommunala vattentäkten i Tjärna såsom schematiskt antyds i Figur 4.6. Åsen skulle kunna vara aktuell för lagring av lågtempererad industriell spillvärme.



Figur 4.6 Platser med geologiska och tekniska förutsättningar för värmelager.

Bergpartier lämpade för högtempererade värmelager i berggrum eller borrhålslager är endast sporadiskt åtkomliga i anslutning till fjärrvärmesystemet. I VIAK (1983) har fyra tänkbara lägen identifierats, nämligen Sjöberget, Forssa klack, Lustberget och Rivoliområdet, se Figur 4.6. Samtliga lägen kan på nuvarande stadium bedömas vara utnyttjningsbara. Problem med sättningsskador pga grundvattenavsänkningar under anläggningsskedet måste beaktas vid Rivoliområdet. I övrigt är lägena tämligen likvärdiga ur anläggningssynpunkt.

4.4 Slutsatser om lämplig lagringsteknik

Överskottet på lågvärdig industriell spillvärme även vintertid gör att det är mindre intressant att anlägga ett lågtempererat säsongsvärmelager som värmekälla för värmepump. Sedan den förhållandevis lätt tillgängliga industriella spillvärmens tillvaratagits utan lagring skulle en ytterligare utbyggd värmepumpkapacitet med värmelager få mycket kort utnyttjningstid. Om spillvärmepumparna byggs ut till 36 MW och eldningen med siktresten och flis 18 MW bibehålls blir utnyttjningstiden för en värmepump med värmelager därefter endast 1500-2000 h, vilket ej är ekonomiskt förenligt med en kostnad av ca 4000 kr/kW utbyggd effekt (ett ungefärligt riktvärde för värmepumpsystem med värmelager i grundvatten, se t ex Hydén, Emmelin (1983)). Ett sådant alternativ har därför ej vidare övervägts.

Ett säsongsvärmelager i berg i form av berggrum eller borrhålslager med så hög temperatur att det kan utnyttjas utan värmepump kan vara intressant i flera olika systemlösningar på några av de platser som ovan angivits som möjliga ur geologisk synpunkt. Valet av fördelning mellan berggrumsvolym och borrhålsvolym blir beroende av vilken del av fjärrvärmens behov som lagret skall täcka. Detta diskuteras närmare i följande kapitel.

5 TRE SCENARIER FÖR ETT VÄRMELAGER I BORLÄNGE

5.1 Nuvarande värmeproduktionsanläggningar bibehålls

Med nuvarande värmeproduktionsanläggningar och bibehållet värmebehov klaras värmeproduktionen på det sätt som framgår av Tabell 4.1. Av det totala energibehovet på ca 330 GWh täcks drygt 100 GWh/år med olja.

Ett lager skulle främst syfta till att ersätta delar av oljebehovet. Om ersättningen ska drivas långt krävs ett lager som kan leverera värme vid höga temperaturer. (Spetsning med olja 35 GWh/år krävs vid Kvarnsveden eftersom värmepumparna ej kan leverera tillräckligt höga temperaturer.) Mot den bakgrunden synes det rimligt att sträva efter att försöka ersätta olja motsvarande i storleksordningen 30-40 GWh/år på det sätt som antyds i Figur 5.1.

Lagrets funktion skulle vara dels att ersätta olja med säsongslagrad värme och dels att genom korttidslagring ersätta olja med flis när effektbehovet kortsiktigt pendlar kring värmepumpens, flispannans och lagrets sammanlagda effekt. Ett lager med denna funktion utformas troligen lämpligast som ett borrhåls-lager med minimal tunnelvolym. Med minimal avses här den minsta volym som praktiskt krävs för att bormaskinen ska få plats att borra hålen från tunn-larna.

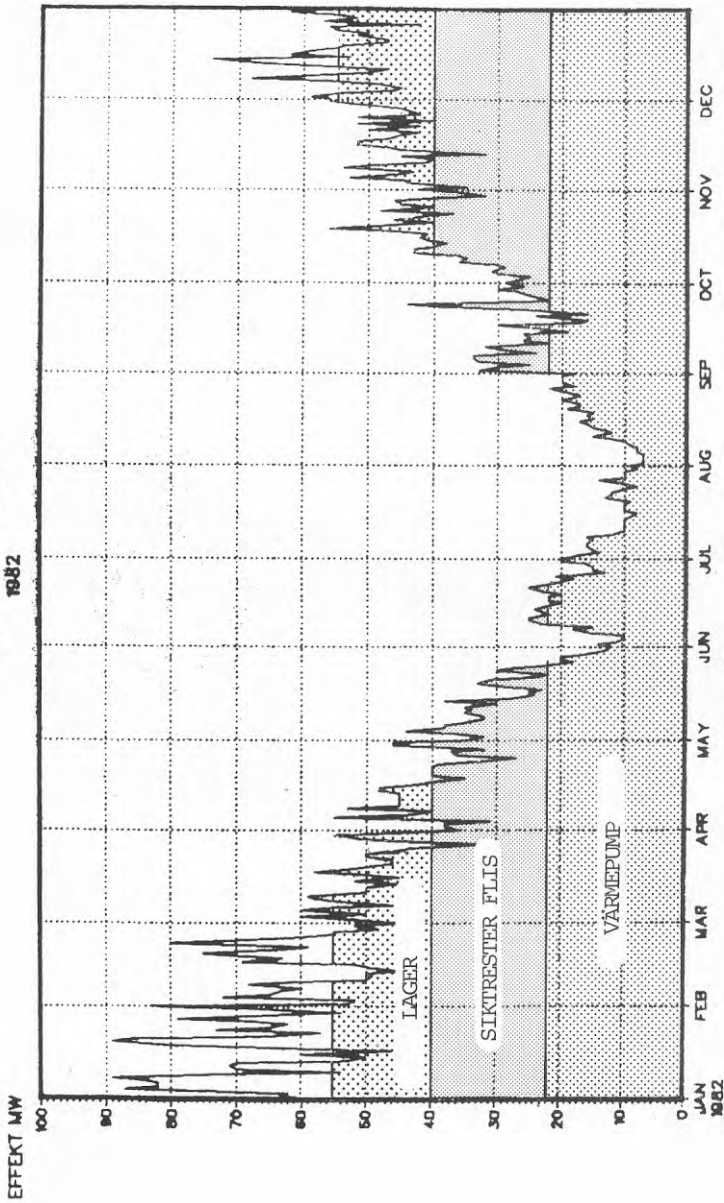
Ett lager som ger större oljeersättning måste vara lättreglerat och kunna leverera värme vid högre temperatur. I ett sådant fall krävs ett berggruslager med hög temperatur. Enligt vad som tidigare diskuterats blir ekonomin för ett sådant lager dålig om det ej samtidigt ersätter annan effektutbyggnad vilket ej är fallet i Borlänge.

Tänkbara värmekällor för laddning av ett lager är främst

- Stegbalksugn i Domnarvet, ca 13 GWh/år
- Elektrostälverk i Domnarvet, ca 20 GWh/år
- Värmepump i Kvarnsveden, ca 20 GWh/år
- Flispannan i Bäckelund, ca 60 GWh/år (om bränsle finns tillgängligt)
- Koleldning i Kvarnsveden

Lämpliga platser för ett värmelager är Sjöberget, Lustberget eller Rivoliområdet. Lämpliga värmekällor för laddning framgår av Tabell 5.1. Härvid är att notera att den höga temperaturen på spillvärmen vid Domnarvet endast kan utnyttjas av ett lager vid Rivoliområdet om ej nya långa anslutningskulvertar ska behöva byggas eller om temperaturnivån i fjärrvärmenätet sommartid ska behöva höjas endast för att ladda lagret

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSSVERKET
1982



Figur 5.1 Tänkbar roll för ett värmelager om nuvarande värmeproduktionsanläggningar bibehålls.

Tabell 5.1 Lämpliga värmekällor för alternativa lagerlägen

Lager	Kvarnsveden kol	Domnarvet vp	Bäckelund spillvärme	Bäckelund flis och siktrest
Sjöberget	X	X	X	
Lustberget		X	X	X
Rivoli		X	X	

vid hög temperatur. Ett lagerläge vid Forssa klack erbjuder inga systemmässiga fördelar utan utgör endast ett ekonomiskt sämre alternativ om de andra lägena ej kan användas av byggnadsgeologiska skäl.

Förutsättningarna för laddning och uttag av värme i lagren med hänsyn till flöden och temperaturnivåer i fjärrvärmenätet diskuteras närmare i samband med dimensioneringsberäkningarna i Kapitel 6.

5.2 Utökning av värmepumpeffekten vid Kvarnsveden

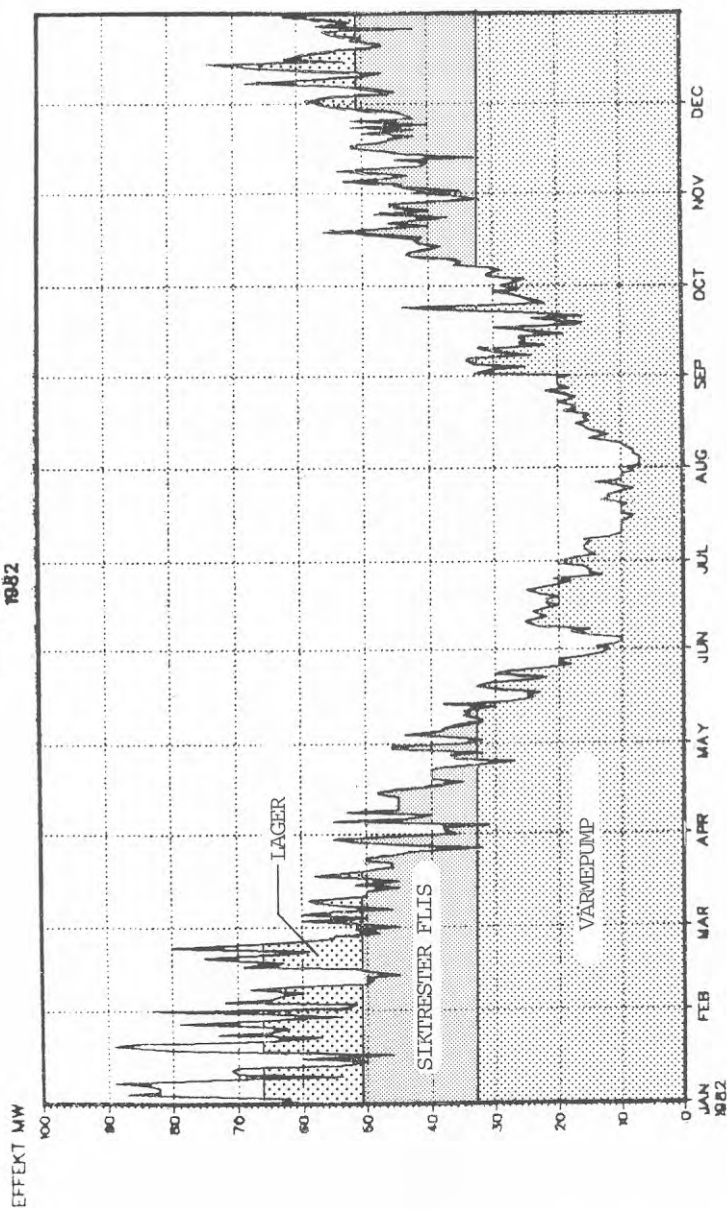
Om spillvärmerna i avloppsvattnet vid Kvarnsveden utnyttjas för ytterligare en värmepump på 12 MW så att den totala värmepumpeffekten med hänsyn till tillgängligheten kan bedömas uppgå till 33 MW, samtidigt som fastbränsleanläggningen vid Bäckelund bibehålles, blir utrymmet för oljeersättning med hjälp av värmelager endast ca 15 GWh/år, se Figur 5.2.

Som framgår av figuren ökar även kravet på reglerbarhet vilket gör ett borrhålslager mindre lämpligt. Eftersom lagret ändå saknar effektvärde i det studerade systemet blir ekonomin för ett lager med stor bergrumsvolym mindre intressant än för lagret enligt alternativet i avsnitt 5.1 där ingen ny värmepump installeras. En ytterligare värmepump bör således betraktas som en alternativinvestering till lagret enligt avsnitt 5.1. I den ekonomiska utvärderingen i Kapitel 7 görs en jämförelse mellan dessa båda alternativ.

5.3 Kraftvärmeproduktion

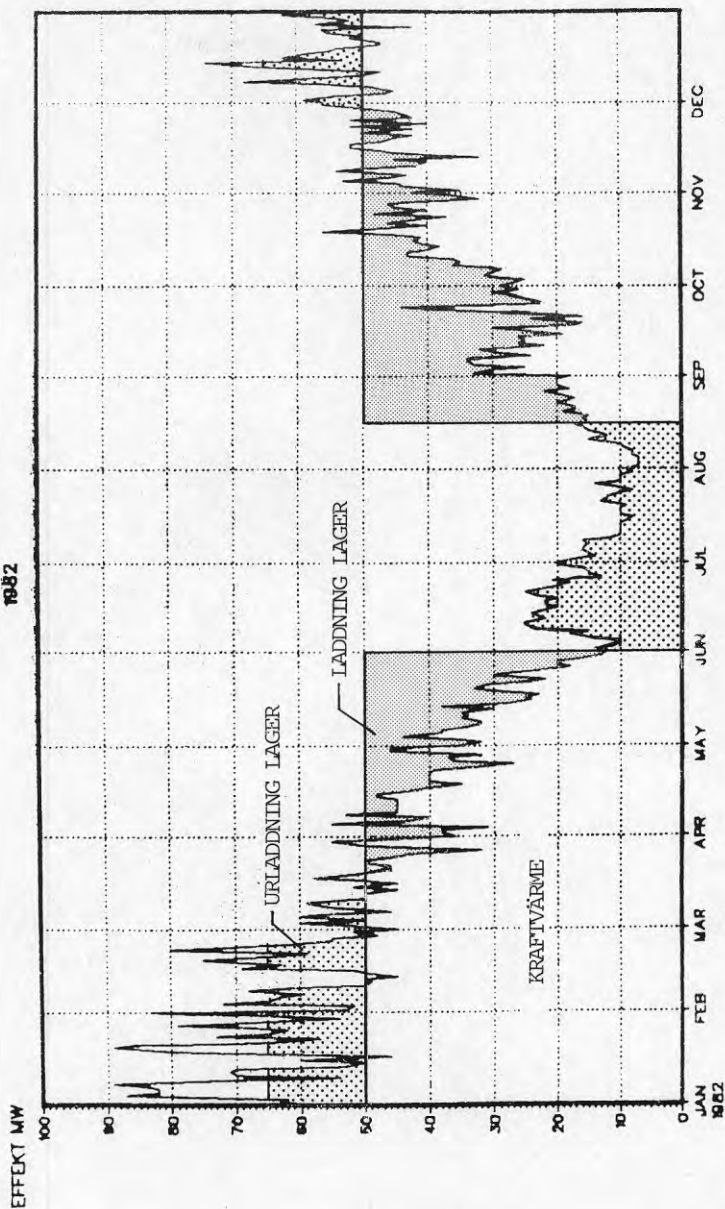
I en framtida situation med kraftvärmeproduktion vid Kvarnsveden kan ett säsongvärmelager ha ett visst värde för fjärrvärmesystemet. Flera olika driftsstrategier är tänkbara. En sådan strategi med en installerad värmeeffekt av 50 MW kraftvärme visas i Figur 5.3. Där förutsätts att kraftvärmeverket ges så lång drifttid att avsättning finns för hela värmeproduktionen. Figuren visar att driftti-

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSVERKET
1982



Figur 5.2 Tänkbar roll för ett värmelager om värmepumpeffekten ökas till 36 MW.

VÄRMEEFFEKT
BÄCKELUNDSVERKET
1982



Figur 5.3 Tänkbar roll för ett värmelager vid kraft-
värmeproduktion.

den för elkraftproduktionen bör kunna ökas 2 - 3 månader utan att värme behöver kylas bort jämfört med om värmelagringsmöjlighet ej finnes.

Vid en driftstrategi enligt Figur 5.3 sker laddning och urladdning av lagret två gånger per år. Under vintern kan lagret på detta sätt möjligen ge en oljeersättning, storleksordningen 15-20 GWh per år. På sommaren ersätter lagret annan värmeproduktion med (värmepump)-el eller fastbränsle i storleksordningen 20-25 GWh per år.

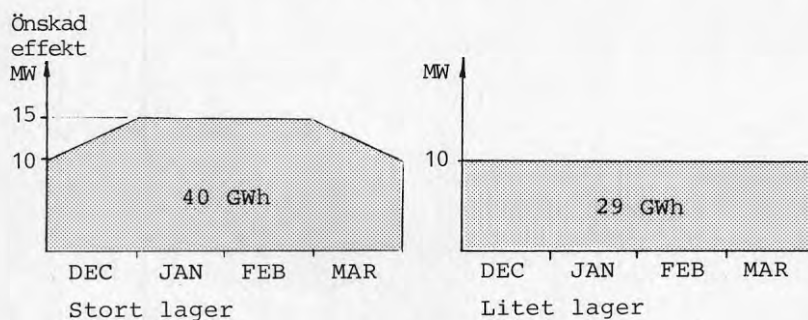
I kapitel 6 bedöms översiktligt hur ett lager dimensionerat för dagens behov tekniskt fungerar vid kraftvärmeproduktion enligt Figur 5.3. Någon bedömning av lagrets ekonomiska värde har dock ej gjorts eftersom detta beror av nu okända prisrelationer mellan olika bränsleslag i början av 2000-talet.

6. DIMENSIONERING AV NÅGRA LAGRINGS- ALTERNATIV

6.1 Studerade alternativ

Med hjälp av en datormodell har ett antal värmelager med olika storlekar och med olika geografisk placering översiktligt dimensionerats. Exempler visar hur skilda förutsättningar och krav styr och begränsar lagerutformningen. Lagren är alla av den typ av borrhålslager med tunnelgallerier som beskrivs i avsnitt 3.2, där tunnelvolymen utnyttjas för korttidsreglering av effekten. Den datormodell som har använts beskriver dock bara borrhålsdelen av lagret.

Två olika lagerstorlekar har studerats. Det mindre lagret levererar 10 MW konstant under 4 månader per år, vilket motsvarar 29 GWh. Med det större varierar uttaget mellan 10 och 15 MW och energiuttaget uppgår till 40 GWh, se Figur 6.1.



Figur 6.1 Önskad effekt- och energiuttag från de studerade lagren

Tre tänkbara lägen finns för värmelagret, nämligen Sjöberget vid Kvarnsveden, Lustberget i närheten av Bäckelundsverket samt Forssa Klack, jämför avsnitt 4.3 och Figur 4.6. Rivoliområdet bör troligen ej komma ifråga av byggnadstekniska skäl. Förutom genom rent byggnadsgeologiska aspekter skiljer sig platserna åt genom vilken värmekälla som kan användas för laddning. De tillgängliga fjärrvärmeflödena, som har betydelse för hur stor effekt som kan överföras till nätet, är också olika. Om lagret placeras vid Forssa Klack får man dock tillgång till samma flöden som vid Kvarnsveden. I beräkningarna nedan har därför lagren vid Kvarnsveden och Forssa Klack samma systemmässiga förutsättningar (men till olika kostnad).

Två storlekar på lager kombinerat med två platser ger fyra alternativ. För att ytterligare be-

lysa vilken inverkan storleken på fjärrvärmeflödet har, dimensioneras förutom ovanstående alternativ även två teoretiska lager där man har tillgång till hela fjärrvärmeflödet. Samtliga dessa lager dimensioneras med samma borrhålsavstånd, dvs 4 m.

För det stora lagret i Kvarnsveden dimensioneras tre lager med olika borrhålsavstånd. De tre exemplen belyser borrhålsavståndets betydelse för lagrets funktion och för kostnaderna.

6.2 Överskott och behov i fjärrvärmenätet

Ingångsdata till simuleringarna är driftstatistik från år 1982, jämför avsnitt 4.1. De uppmätta dygnsvärdena är omräknade till medelvärden för 15-dagarsperioder. På så vis utjämnas belastningens toppar och dalar. I verkligheten kan denna utjämning i viss mån ske genom att gallerierna ovanför lagret utnyttjas för korttidsreglering.

Den tillgängliga överskottsvärmen från värmepumpar och fliseldning uppgår till ca 78 GWh. Fördelningen redovisas i Tabell 6.1.

Tabell 6.1 Tillgänglig överskottsvärme, GWh

	maj	juni	juli	aug	sept	okt				
Flis, sopor	5,8	6,6	6,6	6,6	6,6	5,1	5,1	2,9		
Värmepumpar	-	0,7	1,4	4,0	5,8	5,1	2,2	-	-	-
Summa	5,8	7,3	8,0	10,6	12,4	11,7	8,8	5,1	5,1	2,9

Vid laddningen av lagret har det föutsatts att den energimängd som redovisas i tabell 6.1 finns tillgänglig både i Bäckelund och Kvarnsveden vid temperaturnivån 95°C. Att ladda lagret med en lägre temperatur på cirkulationsvattnet, t ex 80°C som värmepumparna ger, visar sig svårt eftersom den drivande temperaturen blir låg. För att energi från flispannorna vid Bäckelund skulle vara möjlig att använda för laddning av ett lager vid Kvarnsveden, skulle således framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet behöva höjas till 95°C, eftersom fjärrvärmekulverten skulle nyttjas för överföringen av energin. Detta är troligtvis tekniskt och ekonomiskt olämpligt. I brist på detaljkännedom om de värmekällor som skulle användas för laddning av ett lager vid Kvarnsveden, har det dock antagits att energin från dessa är av samma storlek som energin från flispannorna.

Topplastbehovet, dvs behovet utöver det som idag täcks med värmepumpen och flis/sopförbränning, uppgår till ungefär 110 GWh/år. Topplastbehovet över-

stiger alltså överskottsvärmen. Ett lager bör dock ej dimensioneras för att ta vara på all överskottsvärme eftersom det skulle bli mycket kostsamt att anlägga ett lager som kan ge så stor effekt som skulle behövas. Därför har två lager studerats som tar omkring en tredjedel av det ovan nämnda topplastbehovet, se figur 6.1.

De befintliga värmeproduktionsanläggningarna finns i Bäckelund och Kvarnsveden. Ett lager skulle komma att placeras i anslutning till en av de två platserna.

Fjärrvärmeflödet delas upp proportionellt mellan de två anläggningarna beroende på hur mycket energi som produceras på respektive ställe. Under lagrets urladdningsperiod kommer därför fjärrvärmeflödet att fördelas annorlunda än det gör idag. Ju mer värme som överförs till nätet vid en plats, desto större blir flödet där.

Vid fördelningen av flödet väljs den kombination av produktionsanläggningar som är billigast. Hän-syn måste då tas till att man måste spetsa energin från lagret samt energin från värmepumparna när framledningstemperaturen är över 80°C. Det innebär att värmepumparna under vissa kalla perioder ej går för fullt i ett system med lager, eftersom spetsningsandelen blir så stor att fliseldning blir billigare. Är lagret placerat i anslutning till Kvarnsveden krävs dyr spetsningsenergi även för detta. Ett lager vid Bäckelund spetsas "automatiskt" med billigare fliseldning. Lagret antas dock också vid Kvarnsveden drivas så att det ger den effekt som redovisas i figur 6.1 oavsett hur stor spetsningsandelen blir.

Effektbehov, fram- och returtemperatur samt flödesfördelning vid olika lagerplaceringar och storlekar redovisas för urladdningsperioden i Tabell 6.2.

Av tabellen framgår att flödena under hela perioden är större i Kvarnsveden än i Bäckelund.

Flödena till Bäckelund är desamma med stort som med litet lager. Det beror på att värmepumparna i bägge fallen går med full effekt hela perioden, och energiproduktionen med olja/kol vid Kvarnsveden är begränsad till den energimängd som krävs för spetsning. Återstående effektbehov som således blir lika med de två lagerstorlekarna täcks genom produktion i Bäckelund.

Om lagret ligger vid Kvarnsveden varierar flödena beroende på om lagret är stort eller litet, eftersom den totala effektandelen som produceras vid Kvarnsveden varierar.

Tabell 6.2 Effekt, flöden och temperaturförhållanden under urladdningsperioden. 15-dagars värden.
(Kvsv = Kvarnsveden, Bl = Bäckelund)

	December		Januari		Februari		Mars	
	1-15	16-31	1-15	16-31	1-14	15-28	1-15	16-31
Effekt, MW	53	54	70	67	52	63	52	48
Framledningstemp, °C	80	78	91	89	82	86	78	76
Returtemp, °C	53	52	59	58	54	56	52	51
Totalt flöde, l/s	490	486	522	518	494	506	476	446
Tillgängliga delflöden vid olika lageralternativ, l/s								
o Stort lager i Kvsv; flöde till Kvsv	305	324	388	379	380	369	330	307
o Litet lager i Kvsv; flöde till Kvsv	296	288	365	348	323	321	293	297
o Stort eller litet lager i Bl; flöde till Bl	287	288	276	278	266	289	274	241

6.3 Datormodellen

Den datormodell som har använts, Duct Storage Model - DST, har utvecklats vid Institutionen för matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola (Hellström, 1981). Den beskriver ett cylinderformat borrhålslager med vertikala borrhål. I Borlänge perforeras bergvolymen av ett antal intill varandra stående kvastar av borrhål, se Figur 3.5. Resultaten från simuleringarna kan med relativt god approximation antas gälla kvasthålslagret. Modellen förutsätter helt osprucket berg, dvs den tar ej hänsyn till de värmeförluster till omgivningen som kan uppkomma beroende på en eventuell vattenströmning genom sprickor i berggrunden. Härigenom underskattas förlusterna från ett verkligt lager.

Lagren i studien har förutsatts ha samma diameter som utsträckning i höjdled. Härigenom blir alla lager likformiga och därmed jämförbara. Djupet under markytan har i samtliga fall satts till 25 m. För att optimera lagerformen måste man väl känna till de lokala byggnadsgeologiska förutsättningarna. Kross-

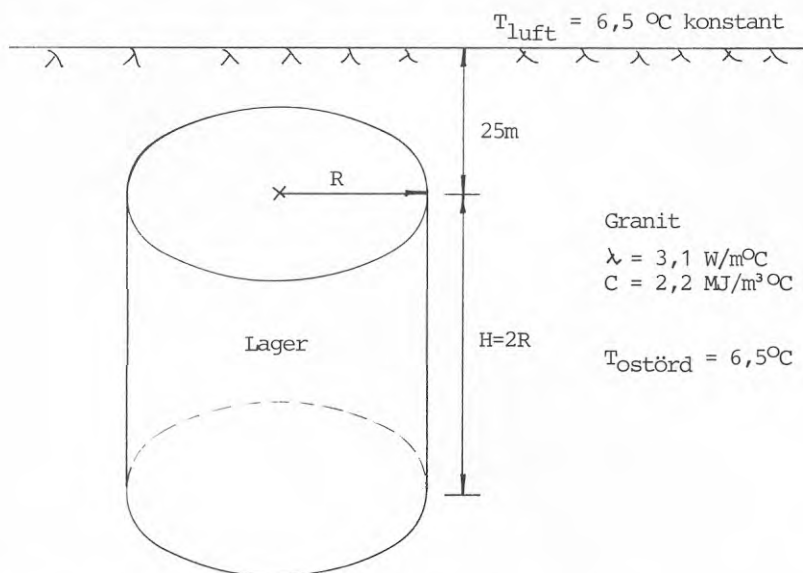
zoner och sprickighet avgör på vilket djup tunnlar-
na och därmed lagrets överyta läggs. Det täckande
bergets mäktighet bestämmer värmeförlusterna uppåt
och påverkar tillsammans med borrhålsdjup. Ett djupt cylinder-
format lager jämfört med ett mer "klotformat" ger
större energiförluster, men innebär i gengäld en
minskning av de installationer som krävs för att
koppla ihop det mindre antalet borrhål.

Bergets värmeledningsförmåga har betydelse för lag-
rets effekttröghet. Ett lågt värmeledningstal ger
långsamma värmeledningsprocesser runt varje borrhål,
vilket medför att skillnaden mellan lagrets och det
cirkulerande vattnets medeltemperaturer blir stor.
I Borlänge är det aktuellt att lagra värme i granit.
Granits värmeledningsförmåga brukar variera mellan
3 och 4 W/m°C beroende på främst kvartsinnehållet.
De två granitprov som har tagits i Borlänge (VIAK
1983) har värmeledningstal på ungefär 3,1 W/m°C.
I simuleringarna har detta värde använts. Några kon-
trollkörningar med värdet 3,5 W/m°C har gjorts. Simu-
leringarna visar att effekttrögheten hos lagren med
lägre värmeledningstal i stort sett kompenseras av
lägre förluster till omgivningen, d v s lagret hål-
ler generellt en högre temperaturnivå. Den urladd-
ningsbara energin blir alltså i stort sett densamma
oavsett vilket av de två värdena som väljs.

Lagrets och omgivningens termiska egenskaper och
övriga ingångsdata visas i Figur 6.2.

Som synes är bergets ostörda temperatur satt till
konstant +6,5°C. Temperaturen i zonen vid själva
borrhålslagrets överyta kommer dock att överstiga
denna betydligt eftersom tunnelgallerierna skall
utnyttjas för korttidsvärmelagring. Förlusterna från
gallerierna beräknas ej separat, utan anses här grovt
motsvaras av överskattningen av förlusterna från
borrhålsdelen, som blir resultatet av den för lågt
satta omgivningstemperaturen.

Vid dimensioneringen är det egentligen ej lagervoly-
men som skall minimeras utan det totala antalet borrhåls-
metrar. Med ett givet antal borrhålsmetrar kan
man perforera en liten bergvolym och på så vis få
ett lager som tillåter stora effektuttag, men i gen-
gäld får man stora investeringar för varje uttagen
energienhet. Fördelar man istället borrhålen glest,
får man in mycket energi i lagret som däremot blir
effekttrögt, d v s det tar lång tid att ladda och
urladda lagret. Borrhålsavståndens betydelse kommer
närmare att diskuteras i följande avsnitt.



Figur 6.2 Modell av borrhålsdelen av lagret

6.4 Driftstrategi

När man bestämmer lagerutformningen och avgör driftstrategin, måste hänsyn tas till ett stort antal faktorer som kan varieras, men som också ger återverkningar på de andra faktorerna. I detta avsnitt kommer de olika faktorernas betydelser att diskuteras allmänt. De belyses sedan ytterligare i nästa avsnitt med hjälp av resultaten från simuleringarna.

Centrala faktorer är det inbördes avståndet mellan borrhålen och den drivande temperaturen.

Den drivande temperaturen är skillnaden mellan cirkulationsflödets temperatur och den omgivande bergmassans temperatur. Om cirkulationsflödet är stort blir dess uppehållstid i lagret kort, och vattnets temperatur kommer att förändras relativt lite under passagen genom lagret. Är flödet däremot litet blir vattnets uppehållstid i lagret lång och skillnaden i temperatur mellan inmatat och uttaget vatten blir stor. Det innebär att den drivande temperaturen mellan en vattenpartikel som passerar genom lagret och bergvolymen successivt kommer att minska.

Runt varje hål erhålls en temperaturprofil som blir allt brantare ju större effekt som tas ut (eller lagras in), d v s skillnaden blir allt större mellan temperaturen i zonen närmast borrhålsväggen och medeltemperaturen i hela zonen runt röret. Ju större avståndet mellan borrhålen är, desto mer markant blir skillnaden.

Om man således har ett stort avstånd mellan hålen kan skillnaden mellan cirkulationsflödets temperatur och lagrets medeltemperatur vara relativt stor, medan temperaturen vid borrhålsväggen är betydligt närmare cirkulationsflödets. Det blir då svårt att få ut effekt ur lagret, eftersom värmetransporten i bergmassan "inte hinner med". Lagret blir härigenom effektrögt.

Detta förhållande inträffar på våren då lagret är nästan tömt och skillnaden mellan lagrets och cirkulationsflödets temperatur är liten. För att hålla en hög drivande temperatur vill man denna tid ha ett så stort cirkulationsflöde som möjligt. Begränsande är fjärrvärmeflödets storlek. Det flöde som cirkulerar i lagret kan nämligen ej vara större än fjärrvärmeflödet. Om cirkulationsflödet vore större än fjärrvärmeflödet, skulle temperaturnivån på cirkulationsflödet bli för låg för att energin skulle kunna överföras till fjärrvärmeflödet. Ett större flöde kan ju ta emot samma energimängd vid en lägre temperatur än ett mindre flöde. Av detta skäl är det av vikt att ha tillgång till en så stor del av returflödet som möjligt.

Uttagsenergin måste "få plats" inom de givna temperaturbegränsningarna. Villkoret kan formuleras:

$$P = (T_{ut} - T_{retur} - \Delta T_{v vx}) \times 4,18 \times Q$$

där

$P =$ till fjärrvärmenätet överförd effekt, MW

$T_{ut} - T_{retur} - \Delta T_{v vx} =$ uppvärmningen av fjärrvärmeflödet med hjälp av lagret inkl "förluster" i värmväxlaren, °C

$4,18 =$ vattens värmekapacitet, MJ/m³, °C

$Q =$ flödet, m³/s

$\Delta T_{v vx}$ beror på värmväxlarens egenskaper och har i detta sammanhang antagits vara konstant +2°. T_{retur} beror av fjärrvärmenätets uppbyggnad och driftsätt och kan därför inom vissa gränser varieras men kan i ett givet system också betraktas som konstant.

Med konstant effekt P och ett stort flöde Q kan uttemperaturen ur lagret T_{ut} vara låg. Vid ett mindre flöde måste T_{ut} vara högre. För att uttemperaturen skall bli högre krävs att även lagertemperaturen är högre om konstant borrhålsavstånd förutsätts. När mintemperaturen i lagret ökar, minskar temperatursvinget. Minskat temperatursving kräver större lagervolym, vilket med konstant borrhålsavstånd innebär fler hål och en större investering.

Om man vill öka temperatursvinget i lagret och "pressa ur" ytterligare några grader måste man acceptera att värmeledningen i lagret sker långsamt. Det är därför bra om man kan acceptera sjunkande effektuttag mot slutet av urladdningsperioden.

Vid laddningen av lagret märker man också av den ovan beskrivna effekttrögheten. När den drivande temperaturen sjunker, matas allt lägre effekt in. Genom att hålla upp temperaturen på laddflödet, d v s genom att köra runt ett stort flöde, maximeras den drivande temperaturen. Begränsande är under denna period hur stort flöde som kan accepteras genom hålen. Ett stort flöde ger stora friktionsförluster och tar mycket energi för runt pumpningen. Som gräns har satts flödet 1 l/s och rör, d v s maxflödet (1/s) är lika med antalet rör. För att kunna ladda lagret till så hög temperatur som möjligt påbörjas därför laddningen så snart ett överskott finns tillgängligt. Detta inträffar i slutet av maj.

Lagret laddas nerifrån. Detta uppnås genom att man pumpar ner laddningsvattnet i lagret genom innerslang- en och sedan låter vattnet komma upp i utrymmet mellan borrhålsväggen och slangen. Vid urladdningen vänder man på flödet. Lagret kommer därför hela tiden att vara varmest i botten och fungera som en värmeväxlare med motriktade flöden. Alla borrhål är parallellkopplade. Med seriekopplade borrhål kan man åstadkomma en temperaturdifferentiering så att lagret är varmest i centrum. Med seriekopplade hål krävs det dock ett oacceptabelt stort flöde genom varje enskilt borrhål om önskade effektuttag skall erhållas.

Det första året lagret står färdigt kan det knappast utnyttjas för säsongslagring. All tillgänglig överskottsenergi går då åt för att värma upp lagret till arbetstemperatur och kan betraktas som en investering. Den erforderliga energin för denna "grundladdning" överstiger t o m den energimängd som finns redovisad som tillgänglig från värmepumpar och flispanna. Det har dock förutsatts att det är möjligt att värma lagret med någon annan värmekälla för att så snart som möjligt kunna utnyttja lagret.

Lagret dimensioneras att redan påföljande år (år 2) ge fullt effekt- och energiutbyte. Det har då bortsetts från värmeförlusterna beroende på vattenströmning i sprickor. Storleken på strömningsförlusterna beror på förekomsten av sprick- och krosszoner samt grundvattenytans lutning. Allteftersom omgivande bergmassa värms upp blir förlusterna genom ledning mindre och erforderlig laddenergi sjunker. Uppskattningsvis är förlusten genom strömningen ej större än att lagret år 3 eller 4 ger fullt utbyte.

Nedan följer en redovisning av resultaten från datorsimuleringarna.

6.5 Beräkningsresultat

6.5.1 Lagringscykeln - laddnings- och urladdningsförloppet

I figur 6.3 visas principerna för laddnings- och urladdningsförloppet för ett litet lager som alltså är dimensionerat att ge 10 MW konstant effekt under 4 månader.

Förutsättningarna redovisas av linjerna "Tin", "Tillgänglig laddenergi" och "Önskad energi ut". Resultaten redovisas av linjerna "Tut", "Tmedel lager", "Inladdad energi" och "Uttagen energi". Energilinjerna avser ackumulerad energi under året.

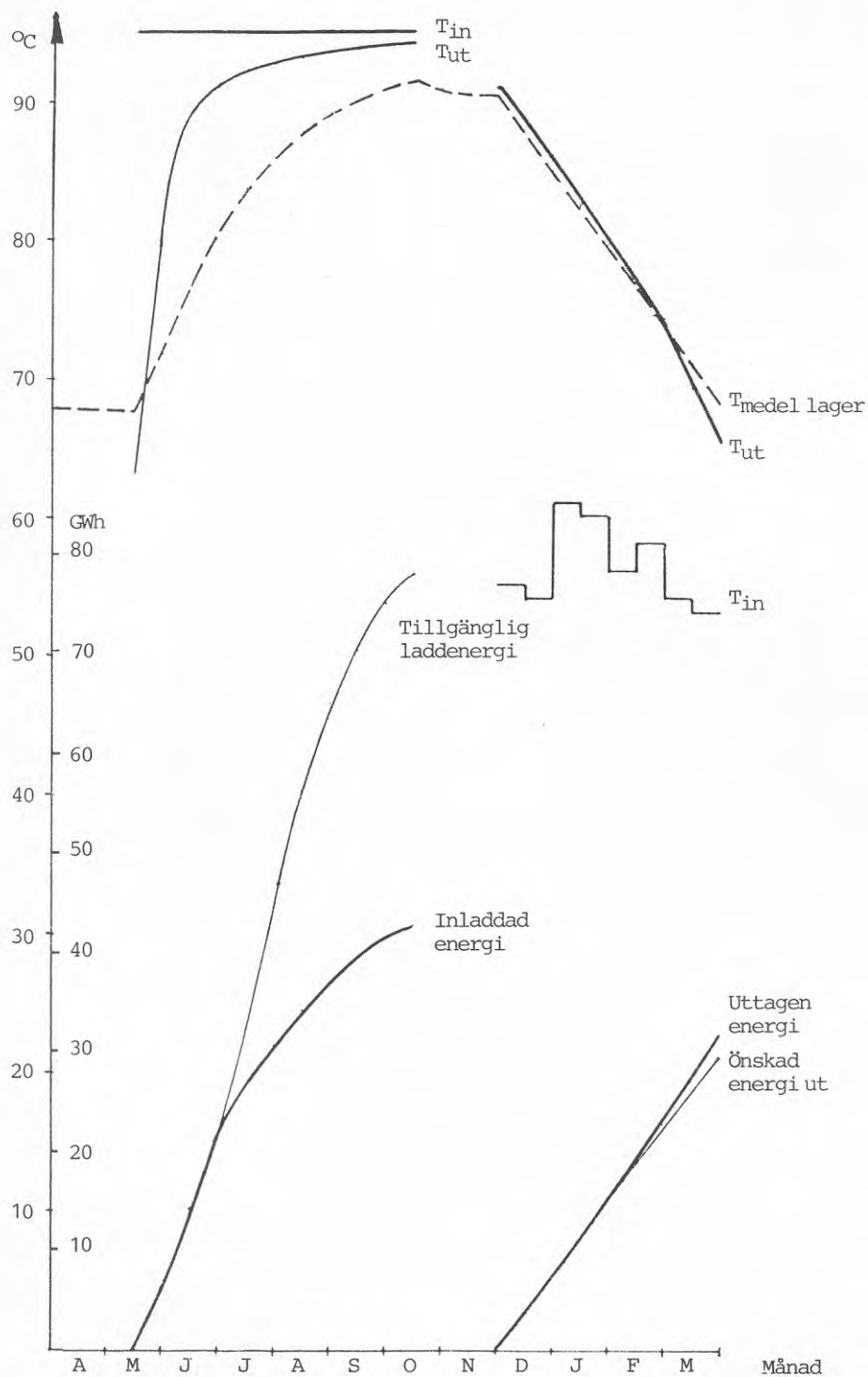
Lagret laddas alltså under perioden 15 maj -15 oktober dvs under de fem månader då överskottsvärme finns tillgänglig. Laddningsvattnet har temperaturen 95°C (linjen "Tin"). Linjen "Tillgänglig laddenergi" visar den ackumulerade tillgängliga överskottsvärmen medan "Inladdad energi" visar hur mycket energi som lagrats in.

Cirkulationsflödet ökas successivt vid laddningen, allt eftersom den tillgängliga värmen och lagrets temperatur ökar. Fram till juni månad kan man lagra in all tillgänglig värme. Då är laddningsflödet maximalt (satt enligt ovan till 1 l/s och rör), men den drivande temperaturen alltför låg för att all tillgänglig energi fortsättningsvis ska kunna laddas in. Linjerna "Tin" och "Tut" ligger allt närmare varandra vilket (eftersom flödet efter 1 juli är konstant) betyder att allt mindre energi laddas in. Detta kan man också se på "Inladdad energi" och "Tmedel lager" vilkas lutningar avtar.

Från den 15 oktober till den 1 december ligger lagret orört. Lagrets medeltemperatur sjunker med någon grad p g a värmeförluster till omgivningen.

Lagret laddas ur under perioden december - mars. Är lagret rätt dimensionerat och cirkulationsflödet rätt valt ska linjerna "Uttagen energi" och "Önskad energi ut" sammanfalla. "Tin" varierar under urladdningen. "Tin" är satt till returtemperaturen i fjärrvärmenätet förhöjd med 2°. De två graderna representerar förluster vid värmewäxlingen.

Under urladdningen ligger först "Tut" ovanför "Tmedel lager". Att uttagstemperaturen kan vara högre än medeltemperaturen i lagret beror på att den angivna lagertemperaturen är just en medeltemperatur och att lagret drivs likt en värmewäxlare med motriktade flöden, jämför avsnittet driftstrategi. När lagrets temperatur sjunker ökas cirkulationsflödet. Vattnets uppehållstid i lagret blir då så kort att det ej hinner anta lagrets temperatur. Linjen "Tut" hamnar allt längre under "Tmedel lager".



Figur 6.3 Laddnings- och urladdningsförloppet för lager 10 MW.

6.5.2 Sammanställning av simuleringsresultaten

I tabell 6.3 nedan ges en sammanställning av resultaten från simuleringarna. De värden som redovisas är resultat från successivt anpassade och förbättrade modeller, där dimensionerna och cirkulationsflödena varierats tills de önskade effektuttagen har erhållits med tillfredsställande noggrannhet. De redovisade lagren ger således ej exakt de önskade uttagen och är därmed ej helt jämförbara vad gäller de absoluta värdena. Resultaten visar dock klart den ungefärliga storleken på skillnaderna i utdata och trenden när fjärrvärmeflödena och borrhålsavståndet varierar.

Tabell 6.3 Sammanställning av simuleringsresultat

	Borrhåls- avstånd, m	Radie, m	Volym, 10 ⁶ m ³	Borrlängd, km	Maxtemp i lagret, OC*	Temperatur- sving, OC*	Uppvärmning av lagret, GWh**	Förlust från lagret, GWh/år*
Lager 29 GWh								
1 Hela flödet	4,0	71	2,2	162	90,5	25,5	92	8,8
2 Kvarnsveden	4,0	72	2,3	169	90,6	24,7	98	9,0
3 Bäckelund	4,0	73	2,4	177	90,7	23,5	104	9,4
Lager 40 GWh								
4 Hela flödet	4,0	80	3,2	232	90,1	24,8	131	10,9
5 Kvarnsveden	4,0	81	3,3	241	90,4	23,9	138	11,1
6 Bäckelund	4,0	83	3,6	259	90,5	22,5	152	11,9
7 Kvarnsveden	3,5	76	2,8	260	92,1	27,6	114	10,3
8 Kvarnsveden	4,5	86	4,0	228	88,5	20,0	170	12,3

* avser år 5

** avser ungefärlig erforderlig energimängd inkl förluster för att värma lagret från +6,5° till arbetstemp, dvs till maxtemp - tempssving

6.5.3 Betydelsen av ett stort returflöde

Om man studerar gruppen med lager som är dimensionerade att ge ungefär 29 GWh (lager 1-3), ser man tydligt vad som inträffar när det tillgängliga cirkulationsflödet varierar. Flödet varierar från hela flödet ner till flödet vid Bäckelund, som alltså i flödesavseende har sämst förutsättningar.

När det tillgängliga cirkulationsflödet vid urladdning minskar, inträffar således följande:

- o Den temperatur som uppnås vid laddning av lagret är ungefär lika.
- o Temperatursvinget minskar.
- o Lagervolymen ökar.
- o Energin som åtgår för värmning av lagret till arbetstemperatur ökar.
- o De årliga förlusterna ökar något.
- o Den totala borrhålslängden ökar (samma borrhålsavstånd).

Den maximala laddningstemperaturen blir i samtliga fall ungefär densamma beroende på att det redan ca 1½ månad efter laddstart är lagrets förmåga att mota effekt som är begränsande för laddningen. Lagrets förmåga att svälja effekt är i alla fallen lika eftersom den beror på avståndet mellan borrhålen som är lika.

Att temperatursvinget minskar när uttagsflödet minskar beror på följande. Om flödet är litet kommer det att värmas upp till en högre temperatur under passagen genom lagret än ett större flöde. Detta under förutsättning att temperaturen på det inkommande vattnet är lika i bägge fallen. Om flödet har en högre temperatur blir skillnaden i temperatur mellan flödet och bergvolymen - dvs den drivande temperaturen - lägre, och en lägre effekt överförs till vattnet. Ska en större effekt överföras till samma flöde måste den drivande temperaturen - och således bergvolymens temperatur - vara högre. Lagrets undre temperaturbegränsning höjs, maxtemperaturen är ungefär konstant och temperatursvinget minskar alltså. När temperatursvinget är mindre och flödet mindre kommer dock energin att tas ut vid en högre temperatur, vilket är en fördel.

För att få ut samma energimängd ur ett lager med lägre temperatursving som ur ett lager med större sving måste lagervolymen ökas. Eftersom ett större lager har större begränsningsyta till omgivningen, ökar värmeförlusterna absolut även om de procentuellt sett minskar.

Uppvärmningen av lagret till arbetstemperatur, "inversteringsladdningen", ökar med mer än motsvarande ökning i lagervolym. Energin ska ju inte bara värma en större lagervolym, utan även värma denna volym till en högre temperatur.

Samma fenomen som beskrivits ovan kan man iakttä om man studerar de större lagren med 4 m borrhålsavstånd (lager 4-6).

Om man jämför de mindre lagren med de större (lager 1-6) finner man att förhållandet mellan de dimensionerande energiuttagen och lagervolymererna för resp storlek ej stämmer överens. De stora lagren har en förhållandevis större volym, trots att man tillåter ett sjunkande effektuttag på våren. Likaså är temperatursvingen lägre hos de större lagren. Den ena förklaringen är att ej heller de tillåtna uttagsflödena är proportionella mot lagerstorleken. I Bäckelund är ju flödet lika stort för både det lilla och stora lagret. Den andra förklaringen är att det är förhållandena i fjärrvärmenätet under den sista perioden i februari som varit dimensionerande för de större lagren. Denna period var under det dimensionerande året kall med en relativt hög framledningstemperatur, se tabell 6.2. Denna period är också den sista perioden som maximal effekt ska tas ut. De påföljande två perioderna är framledningstemperaturerna betydligt gynnsammare och dessutom är effektuttagen lägre. Med angivna effektuttag utnyttjas således ej lagret till fullt den sista månaden; uttagen avslutas innan lagret är helt "tömt". För de mindre lagren är det däremot den sista perioden som är dimensionerande.

6.5.4 Att välja borrhålsavstånd

Om man jämför lager 5, 7 och 8, dvs lager med samma flödesförutsättningar, ser man hur lagerdimensioneringen påverkas av olika borrhålsavstånd.

När borrhålsavståndet ökar inträffar följande:

- o Den temperatur som uppnås vid laddning av lagret minskar.
- o Temperatursvinget minskar.
- o Lagervolymer ökar.
- o Energin som åtgår för laddning av lagret ökar.
- o De årliga förlusterna ökar.
- o Den totala borrhåls längden minskar.

Med olika borrhålsavstånd varierar alltså effekttrögheten, något som här tar sig uttryck i mindre temperatursving vid större borrhålsavstånd. Lagrets övre temperatur blir lägre men även den undre temperaturen förändras och blir högre.

När temperatursvinget minskar ökar lagervolymer, vilket medför att "investeringsenergin" liksom de årliga förlusterna ökar. Vinsten med ett stort avstånd mellan borrhålen är dock att den totala borrhåls längden minskar. Vilket borrhålsavstånd som väljs, får alltså bestämmas av hur mycket laddningsenergi som finns tillgänglig och vad den kostar jämfört med kostnaderna för att borra och installera rör i hålen.

Ökar man avståndet från 3,5 m till 4 m minskar borrhåls längden med 19 km, samtidigt som investeringsenergin ökar med 24 GWh. Detta motsvarar 0,8 km per 1 GWh. Med en borrhålskostnad på 130 kr/m blir den totala kostnaden för 0,8 km drygt 100 000 kronor, vilket utslaget på 1 GWh ger 10 öre/kWh. Om energin kostar mer än 10 öre/kWh bör man alltså välja det mindre borrhålsavståndet som ger lägre investeringsenergi och också sänkta årliga förluster med knappt 1 GWh.

Överväger man att öka borrhålsavståndet ytterligare, från 4,0 till 4,5 m måste man väga kostnaderna för 0,4 km borrning mot varje GWh. Med samma borrhålskostnad som ovan blir energipriskostnaden 5 öre/kWh där de bägge alternativen går på ett ut om man bortser från de årliga förlusterna som är drygt 1 GWh större för det större lagret.

Ju billigare överskottsenergin är, desto större bör borrhålsavståndet alltså vara.

6.5.5 Lokalisering och dimensionering

När man väljer plats för lagret måste man förutom förutsättningarna för själva lagret - dvs geologitillgängliga flöden, tillgänglig överskottsenergi samt kostnaden därför - även ta hänsyn till hur lagerplaceringen styr den övriga värmeproduktionen. Med ett lager i Kvarnsveden kommer en större andel av den totala energin att behöva produceras med olja/kol i Kvarnsveden, som idag är det dyraste sättet. Jämförs de rörliga kostnaderna för hela värmeproduktionen blir kostnaden mycket grovt räknat 0,2 miljoner kronor större med ett 40 GWh lager i Kvarnsveden, jämfört med om lagret legat i Bäckelund. Summan utgör enbart 2 à 3 procent av de totala rörliga kostnaderna, men summan kan också uttryckas som avskrivningen av en investering på 2,2 miljoner kronor med realräntan 4 % och avskrivningstiden 15 år. 2,2 miljoner kronor motsvarar borrning av ungefär 17 km borrhål à 130 kr/m. Dessa 17 km bör jämföras med skillnaden i borrhåls längd mellan de två lagren (lager 5 och 6) som enligt tabell 6.3 uppgår till 18 km.

De ovanstående exemplen är dimensionerade utgående från förhållandena år 1982. I verkligheten kan man ej förutsäga när en eventuell köldknäpp kommer och det kan därför vara vettigt att upp-

rätta en tömningsplan för lagret liknande de tappställare man nyttjar vid vattenkraftproduktion. Vid dimensioneringen av ett lager bör man ej glömma att ju större effektbehovet i nätet är, desto högre blir framledningstemperaturen och desto svårare blir det att överföra effekt från lagret till fjärrvärmenätet. Det är därför enklare att dimensionera och att driva ett lager som är litet i förhållande till den totala installerade effekten.

6.6 Behov av korttidslagring

Mindre variationer i effektbehovet i ett fjärrvärmenät kan i vissa fall regleras genom korttidslagring av energi. Fördelarna är reglertekniska, men även ekonomiska, eftersom billiga värmeproduktionssätt kan ersätta dyrare.

Idén är således att utnyttja de tunnlar varifrån borrhålen borrar som korttidsmagasin. Principen finns beskriven i bl a figur 3.6. Tunnlarna måste minst vara så stora att bormaskinen får plats däri, vilket med medelavståndet 4 meter mellan borrhålen betyder ca 40 m³ per borrhål. Antalet borrhål är för ett mindre lager ungefär 1 200, medan ett större lager har 1 500 hål. Den praktiskt minsta lagervolymen blir således ca 48 000 respektive 60 000 m³. Lika många kubikmeter vatten motsvarar 55 respektive 70 MWh per grad som vattnet kan temperatursänkas.

Effektbehovet i ett fjärrvärmenät varierar inte bara över året utan också över dygnet, med låg belastning nattetid. Under ca 8 timmar är således belastningen lägre än medelbelastningen under dygnet. Som ett riktvärde kan man anta att maxbehovet under natten är ca 80 % av dygnsmedelvärdet, motsvarande dagmaxvärde är ca 110 %. Lagringsbehovet kan då uppskattas till ungefär 15 % av den totala effekten under 8 h.

Under riktigt kalla januaridagar med dygnsmedel effekten 80 MW skulle då ungefär 100 MWh behöva lagras in och ut varje dygn. Med 15° möjlig temperatursänkning behövs för denna korttidsreglering ca 5 500 m³, således ungefär en tiondel av den tillgängliga tunnelvolymen. Tunnelvolymen är alltså tillräckligt stor för att väl räcka till även för reglering av effekten p g a variationer i behovet som sträcker sig över flera dygn.

Behov att korttidslagra energi över mer än ett dygn uppkommer främst i två situationer, dels när effektbehovet i fjärrvärmenätet svänger omkring 40 MW, vilket är värmepumparnas och flispannans sammanlagda effekt, dels när effektbehovet svänger omkring värmepumparnas, flispannans

och lagrets sammanlagda effekt, som är 50 eller 55 MW. Det är främst vid svängningar runt 40 MW och på hösten som korttidslagring är värdefull och möjlig att genomföra, vilket skall visas nedan.

När effektbehovet pendlar runt 40 MW, kan man vid överskott således ladda tunnlarna "utifrån" med 95- respektive 80-gradigt vatten från flispanna eller värmepumpar. Vid ett underskott tar man sedan ut energin vid i stort sett samma temperatur.

Antar man att tunnlarna helt fylls med 95-gradigt vatten och att energin ner till 65°C utnyttjas, blir temperatursänkningen 30°C. Med den mindre tunnelvolymen blir då det totala energiinnehållet 1,65 GWh som motsvarar t ex 10 MW under 7 dagar. Med det större lagret blir den totala energin 2,1 GWh. Tunnelvolymerna är således stora och täcker på detta vis mer än väl in de tillfälliga effektvariationer som förekommer höst och vår.

Om effektbehovet på våren tillfälligt skulle gå ner under 40 MW och man inte hade något korttidsmagasin, skulle man istället kunna spara det tillfälliga överskottet i det nästan tömda borrhåls-lagret. Vid uttaget skulle energin fås ut vid en lägre, men vid denna årstid tillräcklig, temperatur. Fördelen med tunnellagring kvarstår dock, eftersom ett nästan tomt borrhålslager är mycket effektsvagt.

I det andra fallet, när möjlighet till korttidslagring är önskvärd, svänger fjärrvärmenätets behov runt 50 respektive 55 MW. Detta inträffar främst under första och sista delen av lagrets tömningsperiod. Störst behov att variera uttaget föreligger givetvis för det större lagret. De effekttoppar som uppträder på vintern är oftast större än dem som kommer under övriga året. I början av urladdningsperioden när lagret är fullt, finns dock möjlighet att ta de mindre effekttopparna direkt, genom ett ökat uttag ur borrhålsdelen. Den del av effektbehovet som eventuellt ej kan klaras direkt, kan då täckas genom uttag av energi från tunneldelen som lagrats in under en föregående svacka.

Möjligheten att korttidsreglera genom tunnellagring minskar dock allteftersom lagret töms och blir kallare. När behovet av effekt till nätet från lagret blir lägre än lagrets "märkeffekt", skall alltså energi motsvarande skillnaden tas ut ur borrhålsdelen och sparas i tunnlarna. I tunnlarna lagras den med en högre effekttillgänglighet. Men när effektbehovet i nätet sjunker, sjunker också returtemperaturen - och således

uttagstemperaturen ur borrhålsdelen. När effektbehovet stiger, stiger returtemperaturen. Det vatten som sparats i tunnlarna kommer således att ha en relativt låg temperatur i förhållande till returtemperaturen som råder då det är dags för urladdning. Speciellt märkbart blir detta förhållande på våren när temperaturskillnaderna överhuvud taget är små. De små temperaturskillnaderna gör också att hela det tillgängliga fjärrvärmeflödet går åt för att få ut energi ur borrhålsdelen. Om både energi från tunnlarna och från borrhålsdelen skulle överföras till fjärrvärmenätet, skulle ett större fjärrvärmeflöde behövas. Nu får all energi "inte plats" eftersom energin har för låg temperatur, jämför avsnitt 6.4. Fjärrvärmeflödet är återigen begränsande.

Med ett litet lager tar man i slutet av januari halva den tillgängliga delen av fjärrvärmeflödet i anspråk för urladdning av borrhålsdelen. Vid denna tidpunkt är således den maximalt överförbara effekten från tunnlarna i stort sett lika stor som effekten från borrhålsdelen av lagret, d v s 10 MW. Ett visst utrymme för energi från tunnlarna finns hela tiden men avtar successivt allteftersom en större del av fjärrvärmeflödet åtgår till urladdning av borrhålsdelen. Med det större lagret tas hela fjärrvärmeflödet i anspråk till borrhålsdelen redan i slutet av februari. Möjlighet att därefter korttidsreglera med hjälp av tunnlarna på beskrivet sätt finns knappt. En viss omfördelning av fjärrvärmeflödet vid effekttoppar sker dock som, beroende på var lagret är placerat, kan vara gynnsam.

Tunnlarna är alltså förutom för dygnsregleringen främst användbara precis innan lagret börjar tömmas, samt under de riktigt stora effekttopparna i början av urladdningsperioden.

6.7 Lagrets funktion vid kraftvärmeproduktion

I avsnitt 5.3 och Figur 5.3 visas ett principiellt förslag för hur ett lager skulle kunna utnyttjas om basen i produktionen till fjärrvärmenätet skulle komma från ett 50 MW kraftvärmeverk. Figuren visar två laddningscykler per år. Lagret skulle leverera värme dels under vintern då effektbehovet är större än 50 MW, dels under sommaren då effektbehovet är så lågt att det är oekonomiskt att köra kraftvärmeverket. Vår och höst skulle lagret laddas med den energi som blir kvar då behovet i fjärrvärmenätet täckts.

Nedan ges en beskrivning av hur de tidigare beräknade lagren skulle fungera tekniskt under en årscykel. Resonemanget bygger på erfarenheter från modelleringen av de tidigare beskrivna lagren, några särskilda simuleringar har ej gjorts. Vidare förutsätts villkoret vara att 50 MW kraftvärme produceras eller att aggregaten står helt stilla.

En årscykel kan tänkas börja i augusti då lagret är tomt. När kraftvärmeproduktionen startar finns mycket energi över som kan sparas i lagret. Allteftersom lagret laddas minskar den tillgängliga överskottsenergin. Detta passar bra eftersom det blir svårare att få ner energi i lagret ju varmare det blir. Ca 40 GWh finns tillgänglig under höstperioden om kraftvärmeproduktionen startar i mitten av augusti. Man kan därför räkna med att lagret uppnår maxtemperaturen ungefär $+90^{\circ}\text{C}$ före november månads slut. Hösten är således främst att betrakta som en laddningsperiod, men när behovet tillfälligt överstiger 50 MW vänder man flödet genom lagret och laddar istället ur detsamma. Eftersom lagret i detta fall ligger högre i utnyttjningsdiagrammet jämfört med den tidigare beskrivna situationen, där värmepumpar och fliselddning tillsammans ligger i botten med enbart 40 MW, kommer antalet växlingar mellan in- och urladdning och behovet av korttidsreglering att öka.

December till början av mars är främst en urladdningsperiod, men med växlingar som ovan. Hur mycket energi som kan tas ut under denna period beror på hur stor effekt som kan tas från lagret. Ett stort effektuttag gynnas av att man i detta fall har tillgång till hela fjärrvärmeflödet, varför man med det lilla lagret kan räkna med att kunna göra större effektuttag än 10 MW. I början av urladdningsperioden är det troligtvis möjligt att nå 20 MW. Under vinterperioden kan uppskattningsvis 15-20 GWh nyttiggöras i fjärrvärmenätet. Lagret töms därför ej helt.

Nästa laddningsperiod börjar vid månadsskiftet mars-april och pågår tills kraftvärmeverket stängs av, förslagsvis månadsskiftet maj-juni. Under perioden finns ungefär 20 GWh överskottsenergi. All denna energi går ej att lagra in eftersom den tillgängliga laddningseffekten mot slutet av perioden är betydligt större än den effekt ett halvfladdat lager förmår svälja. Troligtvis är perioden så kort att man bara hinner ladda in ca 10 GWh. Mot slutet av vårperioden kan det därför bli nödvändigt att kyla bort en del värme - speciellt med det mindre lagret.

Under sommarmånaderna, när kraftvärmeverket är avstängt, behövs ca 25 GWh till nätet, med någorlunda jämn effektfördelning. Med ett litet lager kan man ej få ut så mycket bl a eftersom man ej lyckats ta tillvara hela effektöverskottet perioden innan. Möjligheterna att utnyttja lagret är också begränsade p g a förhållandena i fjärrvärmenätet. I nätet bör man alltid hålla en lägsta framledningstemperatur på 75°C , jämför Figur 4.4. Det innebär att returtemperaturerna på sommaren ofta är lika höga som på vintern, samtidigt som flödena är betydligt mindre eftersom effektbehovet är lågt. För att täcka hela sommarbehovet måste alltså temperaturen ut ur lagret vara minst 77°C (2°C förluster i värmeväxlaren). För att få ut 77°C krävs en lagertemperatur på minst 77°C .

I lagret har man vid urladdningsperiodens början en temperatur på ungefär 84°C. Energiinnehållet mellan 77°C och 84°C är bara ca 10 GWh. När lagret tömts på 10 GWh måste således energin från lagret spetsas. De tillgängliga cirkulationsflödena är också så små att man enbart under den första delen av perioden kan få ut effekter större än 10 MW. Sommaruttaget begränsas därför till 12-15 GWh.

För att ladda lagret till 90°C skulle således endast 25 GWh behövas under höstperioden. Temperatursvinget i lagret blir bara drygt 15°C. En årscykel visas i Tabell 6.4. Temperaturnivåer och energimängder är mycket ungefärliga - värmeförluster kan anses ingå i de redovisade siffrorna.

Tabell 6.4 Lagerutnyttjande vid kraftvärmeproduktion. "Bokföring" av en årscykel

	Litet lager			Stort lager		
	Insättn/ uttag GWh	Saldo GWh	Lager- temp °C	Insättn/ uttag GWh	Saldo GWh	Lager- temp °C
		0	75		0	77
Höst	+25	+25	90	+30	+30	90
Vinter	-20	+5	78	-20	+10	82
Vår	+10	+15	84	+10	+20	87
Sommar	-15	0	75	-20	0	77

En årscykel för ett stort lager visas också i tabellen. Energiomsättningen är något större för det större än det mindre lagret. Liksom för det mindre lagret laddas det större till 90° under hösten. Lagret är effektstarkare än det mindre, men några avgörande skillnader i levererad energi kan ej förväntas eftersom effekttopparna har kort varaktighet. På våren kan man ladda ungefär lika mycket i det mindre som i det större lagret, eftersom det större har en högre temperatur än det mindre. På sommaren kan man dock ta ut något mer energi ur det större, men fjärrvärmeflödena kommer att vara begränsade även här.

Jämför man utnyttjningen av ett lager i ett system med kraftvärmeproduktion med utnyttjningen i det existerande systemet finner man att temperatursvinget minskar. Energiomsättningen är rätt lika trots de två laddningscyklerna per år, om man bortser från att behovet av korttidsreglering ökar eftersom lagret "ligger högre upp". Korttidsregleringen gör att ökade krav ställs på drift och övervakning.

Möjligheterna att utnyttja lagret vid kraftvärmeproduktion begränsas alltså främst av flödes- och temperaturförhållandena i fjärrvärmenätet sommartid. För att få ett större temperatursving vore det en fördel att kunna ladda ur lagret när både retur- och framledningstemperatur är som lägst, dvs under hösten och våren.

7 EKONOMI

7.1 Anläggningskostnader för lager i Borlänge

Specifika investeringskostnader för att anlägga ett borrhålslager har beräknats med utgångspunkt från uppgifter framtagna i förstudien för Göteborg, Margen m fl (1982), vilka modifierats med hänsyn till teknikutveckling och inflation. Antagna kostnader framgår av Tabell 7.1.

Tabell 7.1 Specifika investeringskostnader för borrhålslager

Borrhål	90 kr/m
Ledrör med installation i borrhål	40 kr/m
Tunnelarbeten med tunnelvolym 7 000 m ³ + 40 m ³ /borrhål	200 kr/m ³
Fördelningsrör	1 800 kr/borrhål
Värmeväxlare	150 kkr/MW
Cirkulationspumpar och ventiler	3 200 kr/borrhål
Anslutning till fjärrvärmenätet	7 000 kr/m
Proj o oförutsett	10 %

I kapitel 6 har dimensionerats lager i två olika storlekar, 29 resp 40 GWh/år levererad energi, på två olika platser, vid Bäckelund och Kvarnsveden. Dimensioneringen har tagit hänsyn till tillgängliga fjärrvärmeflöden och temperaturnivåer. Lager vid Forssa klack resp Rivoliområdet förutsätts ge i huvudsak samma systemförutsättningar som lagret vid Kvarnsveden, dock med den skillnaden att dessa ger möjlighet att utnyttja den höga temperaturen hos spillvärmen vid Domnarvet. Investeringskostnaderna för de fyra lageralternativen framgår av Tabell 7.2.

Tabell 7.2 Investeringskostnader i Mkr för säsongsvärmelager

	Bäckelund		Kvarnsveden	
	29 GWh/år	40 GWh/år	29 GWh/år	40 GWh/år
Borrhål m inr	23,0	33,7	22,0	31,3
Tunnlar	11,1	13,9	10,8	13,3
Fördelningsrör	2,2	2,8	2,1	2,7
Värmeväxlare	1,5	2,3	1,5	2,3
Pumpar o vent	3,9	5,0	3,8	4,8
Anslutn*	3,5	3,5	3,5	3,5
	45,2	61,2	43,7	57,9
Proj o oföruts	4,5	6,1	4,4	5,8
Totalt Mkr	49,7	67,3	48,1	63,7
Investering per års kWh, kr	1,71	1,68	1,66	1,59

* Det förutsätts att samtliga lager kan anslutas inom 500 m från fjärrvärmesystemet.

Investeringskostnaden per m³ lager är i samtliga fall ca 20 kr/m³. Den lägre specifika investeringskostnaden för ett lager vid Kvarnsveden beror på att temperatursvinget är större jämfört med ett lager vid Bäckelund.

7.2 Kostnader för laddningsenergi för lager i Borlänge

7.2.1 Lager vid Bäckelund

Ett värmelager vid Bäckelund kan i princip laddas med överskottseffekt från värmepumparna i Kvarnsveden, med industriell spillvärme från Domnarvet samt med överskottseffekt från eldning med siktresters och flis. Endast den sistnämnda värmekällan kan dock utnyttjas vid temperaturer högre än fjärrvärmens framledningstemperatur under laddningsperioden, 75-80°C. Laddningskällan för lagret blir därför siktresters ca 12 GWh/år och flis 26 GWh/år för ett lager som levererar 29 GWh/år (ca 25 % förluster) och ytterligare 14 GWh/år flis för ett lager som levererar 40 GWh/år. Kostnaden för laddningsenergin är enligt erhållna uppgifter 0,079 kr/kWh för siktresters och 0,132 kr/kWh för flis. Totalkostnaden för laddningsenergi blir då 4,4 Mkr/år för det mindre lagret och 6,2 Mkr/år för det större lagret. Kostnaderna motsvarar i bägge fallen ca 0,15 kr/kWh levererad energi. Vilken kostnad som ska ansättas för laddningsenergi från siktresters är dock ej självklart. Eventuellt kan man räkna med en betydligt lägre kostnad än den antagna. Betydelsen av detta diskuteras i Kapitel 8.

Utöver den årliga laddningsenergin krävs det första året en investeringsladdning på ca 100 resp 150 GWh för att höja den mindre resp den större lagervolymens temperatur till operativ nivå. Om detta kan ske med överskottseffekt från värmepumpar, siktresters och tillfällig överskottseffekt från Kvarnsvedens kolpanna till en genomsnittlig kostnad av 0,07 kr/kWh innebär detta en investeringskostnad på 7 Mkr resp 10,5 Mkr att läggas till de tidigare angivna investeringskostnaderna.

7.2.2 Lager vid Kvarnsveden

Ett värmelager vid Kvarnsveden kan i princip laddas med överskottseffekt från värmepumparna, med industriell spillvärme från Domnarvet samt med överskottseffekt från Kvarnsvedens kolpannor.

Av samma skäl som för värmelagret vid Bäckelund kan dock av temperaturskäl i huvudsak endast den närmast lagret belägna värmekällan utnyttjas för laddning. Om kolvärme från Kvarnsveden kan köpas till en kost-

nad som i stort motsvarar den rörliga kostnaden för koleldning blir laddningskostnaden för nyttiggjord energi med hänsyn till lagringsförlusterna ca 0,10 kr/kWh. Kostnaden för investeringsladdning det första året blir då 8 resp 11,2 Mkr för det mindre resp det större lagret.

7.2.3 Lager vid Rivoli eller Forssa Klack

Ett värmelager vid Rivoli eller Forssa Klack skulle till en extra kostnad av i storleksordningen 15 Mkr kunna anslutas mellan spillvärmekällorna i Domnarvet och fjärrvärmesystemet på ett sådant sätt att de höga spillvärmemetemperaturerna vid Domnarvet utnyttjades och så att lagret i princip fick samma driftförutsättningar som ett lager vid Kvarnsveden. Den maximala lagertemperaturen skulle dessutom kunna höjas utöver de 90-95°C som förutsatts i beräkningarna ovan, vilket skulle kunna förbättra lagringsökonomi. Detta diskuteras i avsnitt 7.3.6 och Kapitel 8.

Den årliga kostnaden för laddningsenergi och kostnaden för investeringsladdningen skulle då i gynnsamma fall helt försvinna och ersättas av kapitalkostnaderna för en investering på ca 15 Mkr.

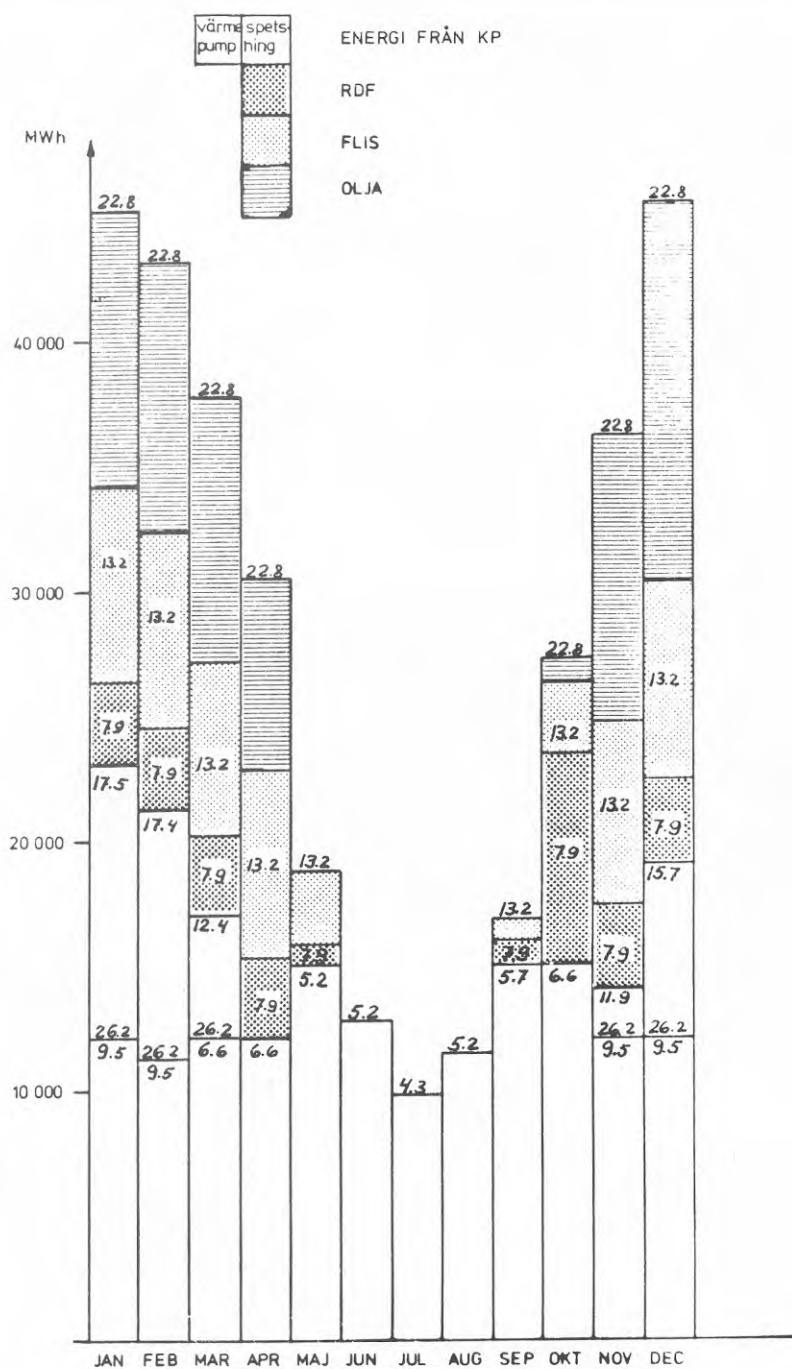
7.3 Lönsamhetsvärdering för värmelager i Borlänge

7.3.1 Allmänt

Utgående från de ovan beskrivna beräkningarna av investerings- och driftkostnader för ett säsongvärmelager i Borlänge har en värdering av lönsamheten för en sådan anläggning gjorts. Hänsyn har då tagits till förändrade driftbetingelser för övriga värmeproduktionsanläggningar i systemet, främst värmepumparna. Lönsamheten för värmelagret har bedömts dels jämfört med bibehållande av befintliga värmeproduktionsanläggningar, dels jämfört med utbyggnad av värmepump- eller fastbränsleeffekten med 12 MW.

Vid jämförelsen har hänsyn tagits till förändringar av den totala rörliga kostnaden för all värmeproduktion samt till tillkommande kapitalkostnader för nyinvesteringar. Beräkningarna av de rörliga kostnaderna är baserade på uppgifter från Borlänge industriverk enligt Figur 7.1. De tillkommande kapitalkostnaderna har räknats med annuiteten 9 % (realränta 4 %, 15 års amortering). Kapitalkostnader för befintliga anläggningar som är desamma i samtliga alternativ har ej medräknats.

Som utgångspunkt för beräkningarna av de rörliga energiproduktionskostnaderna har använts datorberäkningar av hur energiproduktionen förväntas ske under referensåret enligt Bilaga 4.1.



Figur 7.1 Rörliga kostnader för värmeproduktion.

7.3.2 Kostnader med befintlig värmeproduktionsanläggning

För nuvarande förhållanden antas följande produktions-effekter

- värmepumpar 22 MW
- flis och siktresten 18 MW

Värmeproduktionen och rörliga kostnader med de olika anläggningarna och med specifika kostnader enligt Figur 7.1 blir då enligt Tabell 7.3. Spetsning antas krävas när erforderlig framledningstemperatur överstiger 80°C.

Tabell 7.3 Värmeproduktion och rörliga kostnader med nuvarande anläggningar

	Energiprod GWh/år	Kostnad Mkr/år
Värmepumpar	175,6	12,6
Spetsning	16,8	4,4
Siktresten	30,0	2,4
Flis	66,5	8,8
Olja	45,4	10,4
Totalt	334,3	38,6
Specifik kostnad, kr/kWh		0,115

7.3.3 Kostnader med värmelager

Årskostnader för värmelager 29 alt 40 GWh/år vid Kvarnsveden eller Forssa Klack visas i Tabell 7.4. Av tabellen framgår klart att det är lönsamt med en betydande

Tabell 7.4 Årskostnader för värmelager

	Kvarnsveden		Forssa Klack	
	29 GWh/år	40 GWh/år	29 GWh/år	40 GWh/år
Investering inkl investladdn, Mkr	56,1	74,9	63,1	78,7
Kapitalkostnad, Mkr (ann 9 %)	5,0	6,7	5,7	7,1
Laddn energi, Mkr	3,0	4,0	-	-
Energikostnad, Mkr	8,0	10,7	5,7	7,1
Specifik kostnad kr/kWh	0,276	0,268	0,197	0,178

merinvestering för anslutningsledningarna till lagret om man därigenom kan erhålla laddningsenergi utan kostnad. För de fortsatta kalkylerna har därför förutsatts att värmelagret kan anslutas så att det kan laddas gratis med värme från Domnarvet och laddas ur mot huvuddelen av det returvattenflöde som går mot Kvarnsveden till en extra anslutningskostnad av 15 Mkr (enligt Tabell 7.4 med förläggning i Forssa Klack).

Med de driftstrategier som förutsatts i beräkningarna i Kapitel 6 fördelas då värmeproduktionen mellan de olika anläggningarna enligt Tabell 7.5.

Tabell 7.5 Värmeproduktion och kostnader med värmelager i systemet

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

Vid jämförelse mellan Tabell 7.3 och 7.5 finner man att lagret vid antaget driftsätt vid de två lagerstorlekarna förutom olja ersätter ca 6 resp 13 GWh/år flisvärme. Genom ett modifierat driftsätt med högre effektuttag under januari och februari bör det vara möjligt att låta lagret ersätta mer olja och mindre flis varvid en kostnadsbesparing av ytterligare ca 0,6 resp 0,9 Mkr uppnås.

Vid beräkningarna av kostnaderna enligt ovan har ej tagits hänsyn till att värmepumparnas värmefaktor kommer att försämrats något eftersom lagret används för att förvärma returvattnet till Kvarnsveden. Ej heller har i kostnaderna för värmelagret inkluderats kostnader för drift och underhåll.

Beräkningarna visar att det med ett värmelager i storleken 30-40 GWh/år är möjligt att ersätta nära motsvarande mängd olja till en kostnad som gör att medelproduktionskostnaden för den totala energimängden minskar något, förutsatt att spillvärme kan erhållas utan kostnad.

En svårighet att inpassa ett värmelager i systemet så att hög oljeersättning uppnås ligger i att erfor-

derlig utgående temperaturnivå vid höga effektbehov kräver spetsning. Denna sker i dagens läge till en relativt hög kostnad.

7.3.4 Kostnader med utökad värmepumpeffekt

Om spillvärme finns tillgänglig vid Kvarnsveden kan oljeersättning ske genom installation av ytterligare värmepumpeffekt. Ett värmepumpaggregat på 12 MW som med hänsyn till tillgänglighet kan räknas som en tillskottseffekt på 11 MW bör kunna erhållas till en kostnad av ungefär 15 Mkr, vilket med samma annuitet som för lagret ger en kapitalkostnad på 1,4 Mkr/år (4 % realränta, 15 års avskrivning).

Värmeproduktion och rörliga kostnader samt kapitalkostnader för den nya värmepumpen blir då enligt Tabell 7.6. Härvid har antagits att ej heller den nya värmepumpen levererar temperaturer högre än 80°C. I beräkningarna har hänsyn ej tagits till en eventuellt ändrad värmefaktor vid installation av ytterligare en värmepump.

Tabell 7.6 Värmeproduktion och kostnader med ytterligare 12 MW värmepumpeffekt

	Energiprod GWh/år	Kostnad Mkr/år
Värmepumpar	238,8	17,5
- Kapitalkostnad		1,4
Spetsning	24,0	6,3
Siktrest	30,0	2,4
Flis	34,3	4,5
Olja	7,2	1,6
Totalt	334,3	33,7
Specifik kostnad, kr/kWh		0,100

Efter installation av ytterligare ett värmepumpaggregat blir oljeförbrukningen mycket låg. Ytterligare besparingar kan främst göras om värmepumpanläggningen kan producera högre utgående temperatur och om temperaturkraven i nätet kan sänkas så att behovet av spetsning minskar.

7.3.5 Kostnader med utökad fastbränsleeffekt

Som ett alternativ till värmepumpar för oljebesparing kan man tänka sig utökad fastbränsleeldning. En ytterligare flispanna bör kunna installeras vid Bäckelund till en kostnad av ca 1 500 kr/kW.

För jämförelse har gjorts beräkningar av energiproduktionskostnader med ytterligare 12 MW fastbränsleeldning installerad (11 MW med hänsyn till tillgängligheten). Investeringskostnaden har uppskattats till 18 Mkr vilket vid annuiteten 9 % ger kapitalkostnaden

1,6 Mkr/år. Värmeproduktion och kostnader i ett sådant fall visas i Tabell 7.7.

Tabell 7.7 Värmeproduktion och kostnader med ytterligare 12 MW fastbränsleeffekt

	Energiprod GWh/år	Kostnad Mkr/år
Värmepumpar	175,6	12,6
Spetsning	16,8	4,4
Siktrest	30,0	2,4
Flis	101,8	13,4
- Kapitalkostnad		1,6
Olja	<u>10,1</u>	<u>2,3</u>
Totalt	334,3	36,7
Specifik kostnad, kr/kWh		0,110

7.3.6 Slutsatser för Borlänge

Ett värmelager beläget i Forssa Klack som laddas till drygt 90°C med spillvärme från Domnarvet som erhålls till mycket låg kostnad (2-3 öre/kWh) och som laddas ur utan värmepump kan ersätta 30-40 GWh olja per år utan att den totala värmeproduktionskostnaden blir högre än under nuvarande förhållanden. Lagrets temperatursving är då ca 25°. Ekonomin förbättras om lagret kan laddas till högre temperatur så att lagrets temperatursving ökar utan att kostnaden för laddningsenergin nämnvärt ökar. Kapitalkostnaden för värmelagret måste dock i princip halveras för att bli konkurrenskraftigt gentemot utökad värmepumpeffekt, vilket troligen ej är möjligt.

De alternativa möjligheterna till oljeersättning i Borlänge, utökad värmepumpkapacitet eller fastbränsleeldning kan ge större oljeersättning till lägre kostnad än lagret. Av dessa möjligheter synes värmepumpen vara det bästa alternativet, speciellt om värmepumparna optimeras med hänsyn till temperaturnivå och driftstrategi i kombination med andra produktionsenheter.

Förutsättningarna för att ansluta ett säsongvärmelager för spillvärme till fjärrvärmesystemet i Borlänge kompliceras av att värmeproduktionen är decentraliserad och att den högvärdiga spillvärmen vid Domnarvet ej enkelt kan föras in i systemet. En optimal värmeproduktion kräver en relativt noggrann styrning av temperaturnivåerna i nätet för att spetsning vid Kvarnsveden så långt möjligt ska kunna undvikas. Under vissa driftbetingelser kan t ex värmepumpning med spetsning bli dyrare än fliseldning. Betydelsen av en optimal driftstrategi ökar vid installation av ytterligare värmepumpeffekt.

Lagrets begränsade utrymme i det befintliga systemet gör att dess ekonomi ej blir särskilt gynnsam. Förhållandena blir också sämre ju längre från övrig värmeproduktion som lagret placeras. Ju högre effektvärde som lagret ska tillskrivas desto sämre blir dess energiekonomi p g a ökade temperaturkrav. (Detta gäller alla lagertyper.)

De huvudsakliga slutsatserna för Borlänge är att ett säsongslager för spillvärme, där spillvärmerna erhålls till ingen eller mycket låg kostnad, kan ersätta en stor del av den nuvarande oljeförbrukningen, men utan några nämnvärda ekonomiska vinster.

Om spillvärme vid Kvarnsveden finns tillgänglig är en utbyggd värmepumpeffekt troligen en bättre lösning. Om spillvärmeöverskott ej finns på vintern kan en möjlig lösning vara att ett säsongslager laddas med spillvärme från Domnarvet som sedan får utgöra värmekälla för värmepumparna vid Kvarnsveden.

7.3.7 Motiv och förutsättningar för säsongsvärmelager i kombination med värmepumpar

Om spillvärme ej finns tillgänglig vid Kvarnsveden som värmekälla för värmepumparna vintertid men ett överskott av spillvärme vid Domnarvet föreligger sommartid skulle detta överskott kunna användas för att via det befintliga fjärrvärmenätet ladda ett värmelager vid Kvarnsveden. Detta skulle då mycket enkelt kunna laddas till ca 75°C och vintertid utgöra värmekälla för värmepumparna.

I ett sådant fall begränsas kostnaderna för lagret, dels genom att extra anslutningsledningar ej behövs och dels genom att temperatursvinget skulle kunna ökas till 40-50°C så att den specifika lagerkostnaden då minskade. Investeringen för ett lager som skulle kunna utgöra värmekälla för extra värmepumpeffekt enligt avsnitt 7.3.4 skulle då kunna begränsas till storleksordningen 35 Mkr vilket innebär att till totalkostnaden enligt Tabell 7.6 skall läggas en kapitalkostnad på ca 3,2 Mkr. Lösningen med ett värmelager skulle då bli ekonomiskt jämförbar med utökning av fastbränsleeffekten, speciellt om man tar hänsyn till att värmepumparna med lagret som värmekälla skulle kunna få en mycket god värmefaktor vintertid och elkostnaden jämfört med Tabell 7.6 därigenom skulle sjunka.

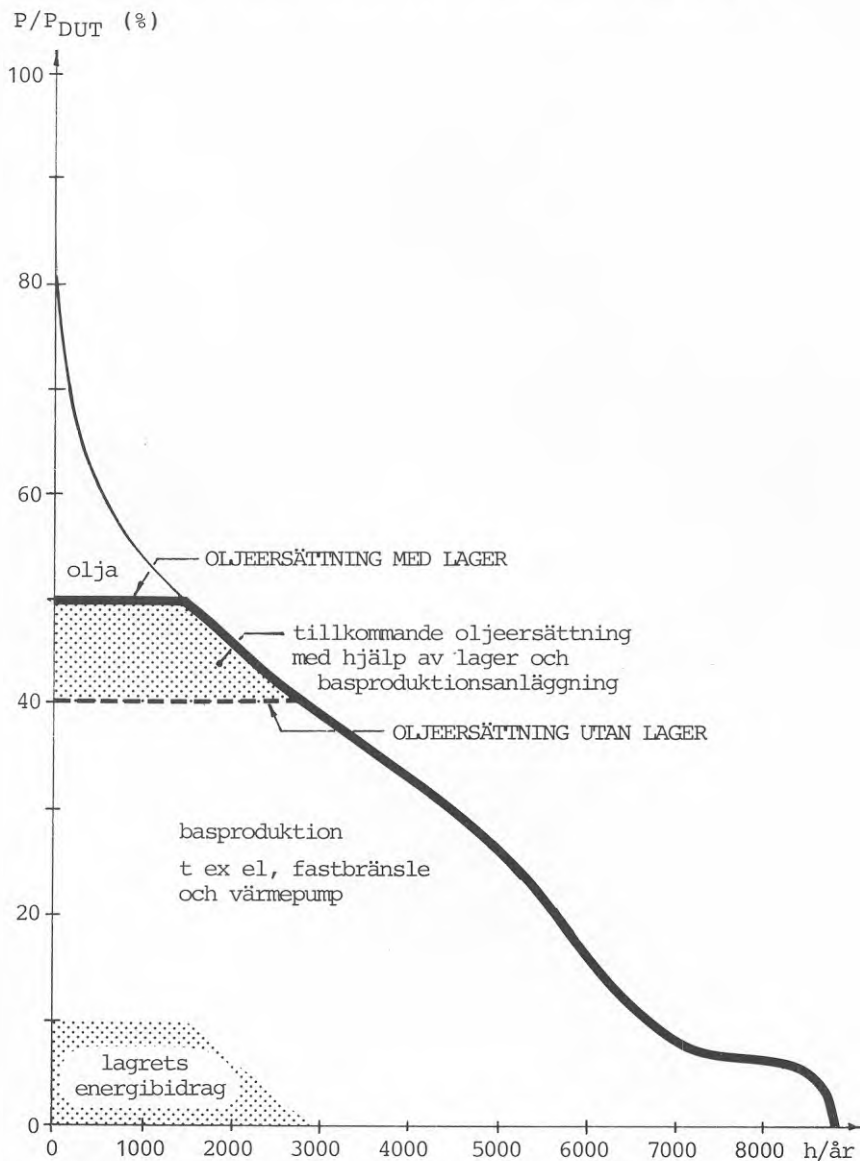
7.4 Generella aspekter på ekonomi för säsongsvärmelager

Ett säsongslager för värme i ett fjärrvärmesystem kan motiveras om kostnaden för laddning, lagring och uttag av värme i lagret ej är högre än kostnaden för alternativ värmeproduktion. Den generella

rollen för ett värmelager i en värmeproduktionsanläggning illustreras principiellt i effektvaraktighetsdiagrammet i Figur 7.2.

Med ett lager uppnås således en viss ytterligare oljebesparing tillsammans med övrig basproduktion jämfört med samma anläggning utan lager.

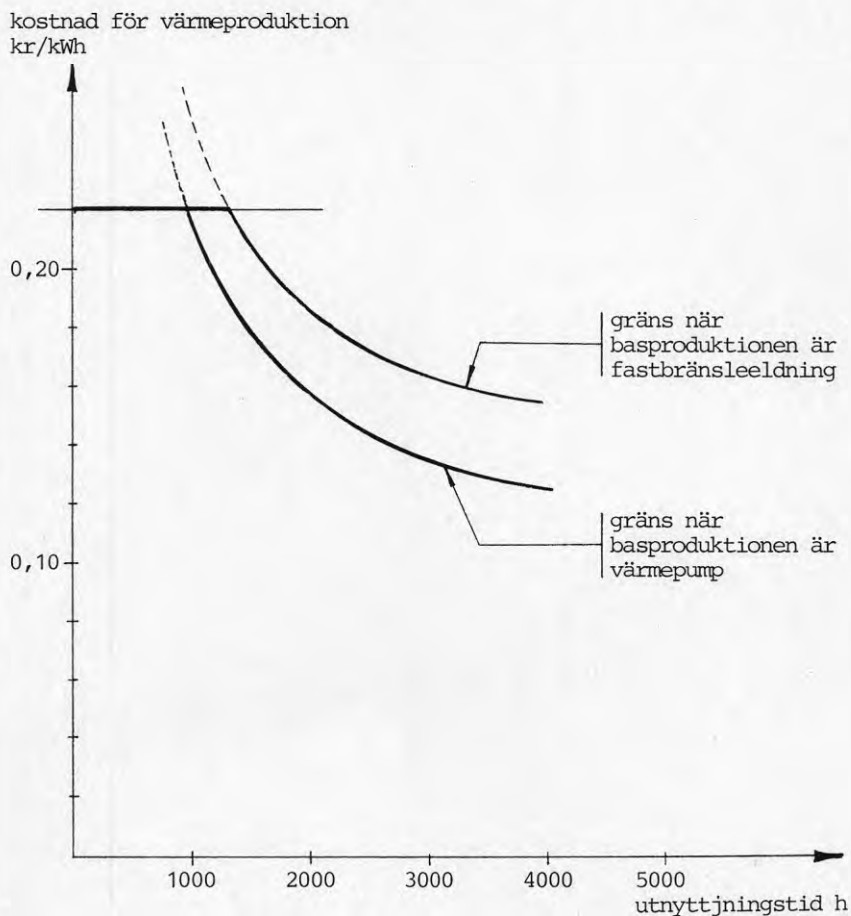
Lagrets effektbidrag kan sträckas så högt att kostnaden för värmeproduktion med lagret hamnar i nivå



Figur 7.2 Principiell roll för säsongsvärmelager.

med kostnad för oljeeldning. Drifttiden för urladdning av lagret kan göras så lång (dvs energibidraget från lagret kan göras så stort) att kostnaden för värmeproduktion med lagret hamnar i nivå med kostnaden för en utökad basproduktion på ett alternativt produktionssätt. Dessa båda kriterier sätter gränserna för storleken på ett optimalt lager. Överlagsmässigt och principiellt kan dessa gränser beräknas enligt följande.

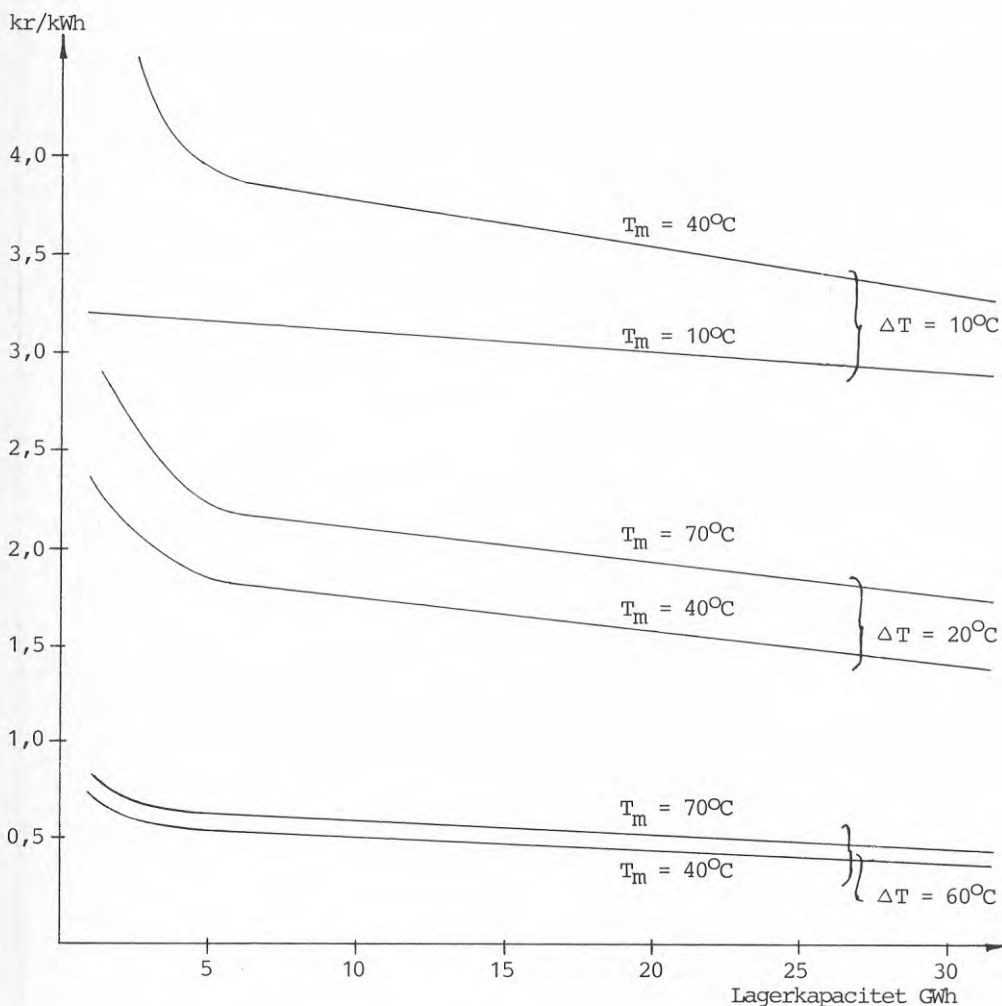
Rörlig kostnad för oljeeldning är ca 0,22 kr/kWh. Kostnaden för basproduktion med fastbränsle eller värmepump är ca 1 500 kr/kW vilket med 9 % annuitet innebär en årskostnad på 135 kr/kW plus bränslekostnad på ca 0,12 kr/kWh för fastbränsle och 0,09 kr/kWh för värmepump. Det ekonomiska utrymmet för ett värme-
lager kan med dessa utgångspunkter beskrivas enligt Figur 7.3.



Figur 7.3 Ekonomiskt utrymme för säsongsvärmelager

Diagrammet visar att totalkostnaden för värmeproduktion med lager ej får överstiga ca 0,22 kr/kWh. Om utnyttningstiden vid tömning av lagret överstiger 1 000-2 000 h sjunker tillåten totalkostnad med hänsyn till konkurrensen från utbyggnad av annan basproduktionseffekt och är vid 3 000 h tömningstid ca 0,15 kr/kWh.

Figur 7.4 visar ungefärliga investeringskostnaden med specifik kostnad 18 kr/m³ för lager per årligen levererad kWh med olika storlek, medeltemperatur och temperatursving och med hänsyn till lagringsförlusterna. Den antagna specifika investeringskostna-

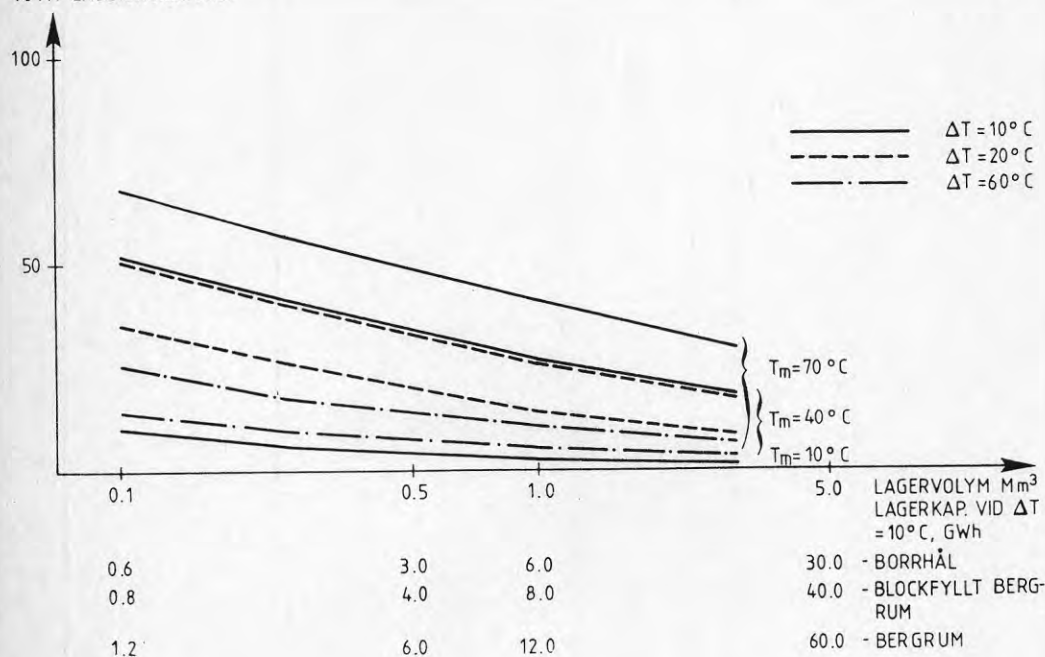


Figur 7.4 Lagringskostnad för nyttiggjord energi som funktion av lagerkapacitet, medeltemperatur och temperatursving (kr/år-ligt lagrad kWh)

den bör kunna hållas för lager från ca 20-30 GWh/år och uppåt och med en tömningstid av minst ca 1 500-2 000 h. För mindre lager och lager med kortare tömningstid stiger den specifika kostnaden och därmed energikostnaden. (Kostnaderna avser lager inklusive anslutningsledningar med maximalt ca 500 m längd men exklusive ev värmepumpstöd.) För stora lager som arbetar i fjärrvärmesystem utan värmepumpstöd (medeltemperatur 70-75°C och temperatursving 30-40°C) bör en specifik kostnad av ca 1,5 kr per årligen levererad kWh vara möjlig. För stora lager i mycket stora system kan 1 kr/kWh vara uppnåeligt. Med den högre kostnaden och med annuiteten 9 % blir då kapitalkostnaden för levererad energi 0,135 kr/kWh. Skillnaden mellan denna kostnad och acceptabel kostnad enligt Figur 7.3 anger det utrymme som laddningsenergin får kosta.

Härav inses att om laddningsenergin är gratis så kan ett lager dimensioneras att användas under ca 3 000 h. Om laddningsenergin kostar 0,06 kr/kWh, vilket med hänsyn till lagringsförluster, se Figur 7.5, vid 20 % innebär en laddningskostnad av ca 0,07 kr/kWh

LAGRINGSFÖRLUST
% AV LADDNINGSENERGI



Figur 7.5 Värmeförluster från borrhållslager som funktion av storlek, medeltemperatur T_m och temperatursving ΔT .

blir lagret ej konkurrenskraftigt jämfört med en utbyggd basproduktionseffekt för utnyttjningstiden längre än ca 1 500 h. Vid så kort tömningstid måste man också räkna med att den specifika anläggningskostnaden ökar.

Vidare inses att om laddningsenergin kostar mer än ca 0,07 kr/kWh kan lagret ej konkurrera med oljeeldning. Laddning genom kolförbränning kan möjligen vara intressant medan laddning genom t ex torv- eller fliseldning i normalfallet ej kan bli intressant.

Ekonomi kan förbättras i stora lager där det kan vara möjligt att höja medeltemperaturen till ca 120-130°C och därigenom även temperatursvinget utan att de relativa lagringsförlusterna blir alltför stora.

Lagringsekonomin förbättras om temperatursvinget ökas genom att lagret töms med hjälp av värmepump. I ett sådant fall tillkommer dock kapitalkostnader och kostnader för drivenergi för värmepumpen. Ett sådant system kan bli konkurrenskraftigt gentemot olja vid tömningstider längre än ca 2 000 h men kan då ej självklart konkurrera med en utbyggnad av annan basproduktion. Förutsättningen för att en sådan lösning ska bli lönsam är troligen att värmepumpen under viss tid kan utnyttjas med en annan värmekälla än lagret.

8 METOD FÖR ALLMÄN BEDÖMNING AV EKONOMI FÖR VÄRMELAGER I FJÄRRVÄRMESYSTEM

8.1 Allmänt

Motivet för ett säsongsvärmelager i ett fjärrvärme-system bör normalt främst bli att kunna ersätta olje-uppvärmning med en billigare energikälla som med hjälp av lagring kan göras tillgänglig när värmehov föreligger. Prisskillnaden mellan energislagen måste vara så stor, att utrymme finns för lagringskostnaden. Kostnadmässigt måste systemlösningen med lager kunna konkurrera med andra tillgängliga alternativ för oljeersättning.

Grundläggande för förutsättningarna för att utnyttja värmelager är systemets totala storlek samt relationerna mellan rörliga kostnader för olika tillgängliga energikällor i det enskilda fallet.

8.2 Bedömning av lämplig lagerstorlek

Ett lager som ska kunna fungera utan värmepumpstöd måste ha en hög medeltemperatur och för att de relativa förlusterna i förhållande till den nyttiggjorda energimängden ej ska bli för stora måste det vara stort, enligt Figur 7.4 minst ca 5-10 GWh/år nyttiggjord energi. För att de systemmässiga kraven på lagret ej ska bli för stora med hänsyn till temperaturnivå och reglerbarhet bör dock ej den lagrade energimängden vara större än ca 15-20 % av behovet. Detta betyder att högttemperaturlager utan värmepumpar troligen ej kan komma ifråga för system med mindre än ca 25 MW sammanlagrat maximalt effektbehov.

8.3 Bedömning av acceptabel kostnad för laddningsenergi

Sedan en lämplig maximal lagringskapacitet fastställts bestäms den ekonomiska konkurrenskraften för lagret av kostnaden och möjlig temperaturnivå för laddningsenergin. En hög temperatur på laddningsenergin möjliggör ett större temperatursving i lagret och därmed en lägre specifik lagringskostnad.

Ett värmelager som drivs utan värmepumpstöd och som laddas till en maximal temperatur av ca 95°C (under kokpunkten vid atmosfärstryck) får ett temperatursving på maximalt ca 30°C och en medeltemperatur på 75-80°C. Enligt Tabell 7.4 blir den specifika investeringskostnaden för stora lager då ca 1,5 kr per årligen levererad kWh. Kapitalkostnaden för lagret med 9 % annuitet blir då ca 0,135 kr/kWh.

Skillnaden mellan denna kostnad och kostnaden för alternativ värmeproduktion enligt Figur 7.3 bestämmer det acceptabla kostnadsutrymmet för laddningsenergin.

Enligt diskussionen i Kapitel 7 kan då industriell spillvärme och sopförbränningsvärme i första hand bli intressanta som laddningsenergekällor, möjligen även kolvärme om realpriset på kol även fortsättningsvis hålls på nuvarande låga nivå.

Om värmelagret laddas till temperaturer över 100°C kan lagerekonomin förbättras så att kapitalkostnaderna hamnar under 0,1 kr/kWh. Härigenom ökas kostnadsutrymmet för laddningsenergin. Några andra laddningsenergekällor än ovan nämnda kan dock knappast bli aktuella.

8.4 Systemmässiga krav för god lagringsekonomi

Ett värmelager i ett fjärrvärmesystem får de gynnsammaste driftbetingelserna om det kan anslutas till systemet vid en värmecentral där samtliga värmeproduktionsanläggningar finns samlade och om laddningsenergekällan är direktansluten till lagret. Avsteg från dessa förutsättningar innebär snabbt så väsentliga försämringar att lagret troligtvis blir olönsamt. Ofta bör det dock finnas ett ekonomiskt utrymme som tillåter relativt långa överföringsavstånd för att nå de önskade anslutningspunkterna.

9 SLUTSATSER OCH DISKUSSION

9.1 Allmänna förhållanden

Ett säsongslager för värme i ett fjärrvärmesystem för att ersätta olja med ett billigare energislag bör i många fall kunna vara en lönsam investering. Eftersom lagret oftast ej kan tillskrivas något effektvärde måste det dock kunna konkurrera med utbyggnad av alternativ basproduktion i form av värmepumpar och fastbränsleeldning, vilket troligen begränsar antalet praktiskt intressanta tillämpningsfall.

Ett säsongsvärmelager i ett fjärrvärmenät utan värmepumptid bör med hänsyn till värmeförluster ej göras mindre än 5-10 GWh och bör ej komma ifråga i system med mindre än 25 MW maximalt sammanlagrat effektbehov. Lagret kan bli lönsamt redan om det endast laddas till temperaturer under 100°C, men lönsamheten kan troligen förbättras om lagrets maximala temperatur höjs till 120-130°C. Värmekällor som kan vara aktuella för ett värmelager är industriell spillvärme, sopförbränningsvärme och möjligtvis kolvärme.

Fördelen med ett säsongsvärmelager av borrhålstyp är att det kan möjliggöra oljeersättning med hjälp av spillvärme eller annan överskottsvärme utan tillsats av ytterligare energi samt att lagret kan förbättra driftförhållandena vid en framtida kraftvärmeproduktion. Nackdelen är främst en stor kapitalinsats, krav på begränsningar av fjärrvärmenätets temperaturnivå (på samma sätt som vid värmepumpar) och tillkomsten av ytterligare en värmeproduktionsanläggning.

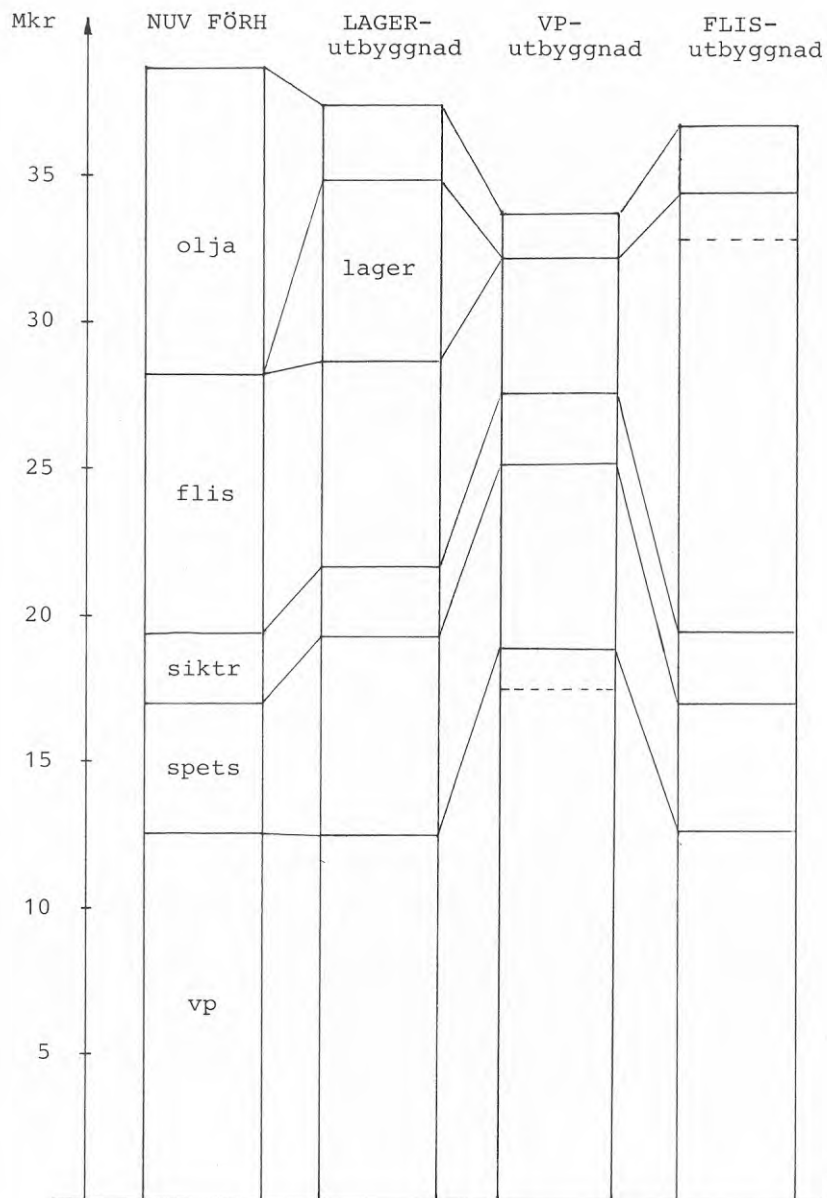
9.2 Speciellt för Borlänge

Studien har visat att ett värmelager möjligen kan ersätta 30-40 GWh olja i Borlänge fjärrvärmesystem till en kostnad som är något lägre än för fortsatt oljeeldning. Det har då antagits att lagret är placerat i Forssa Klack och kan laddas med spillvärme från Domnarvet vid 95°C till låg kostnad, 2-3 öre/kWh.

Oljeersättning med hjälp av ett säsongsvärmelager kan ha svårt att konkurrera med andra oljeersättande åtgärder, se Figur 9.1, som visar rörliga värmeproduktionskostnader under olika förutsättningar, vilka närmare redovisats i Kapitel 7.

Innan val av oljeersättande åtgärder görs bör ett antal frågeställningar närmare penetreras. Dessa är främst

- * hur lågt kan man pressa temperaturnivån i fjärrvärmenätet?
- * kan levererad temperatur från värmepumparna höjas så att behovet av spetsning minskar?



Figur 9.1 Rörliga kostnader för värmeproduktion.

- * kan man acceptera ytterligare ett värmeproduktions-sätt (lager)?
- * ett värmelager som förläggs till Bäckelund kan laddas till hög temperatur genom eldning av sikt-rester sommartid. Tillgänglig bränslemängd är dock för liten för att motivera ett lager. Kan man erhålla ett överskott på ytterligare 30-40 GWh/år siktresten under sommarperioden för laddning av ett lager till ca 120°C kan detta vara ett mycket intressant och lönsamt projekt.
- * kan man precisera kriterierna för en framtida kraftvärmeproduktion?
- * ger utnyttjande av spillvärme och överskott av sopvärme andra fördelar än de direkt ekonomiska som kan vara värda att beakta?

REFERENSER

- Hallenberg, Jonas, 1983, Absorptionsvärmepump för tillvaratagande av spillvärme från Domnarvets Jernverk (Statens råd för byggnadsforskning, projekt 810968-2).
- Hellström, Göran; Model of Duct Storage System - Manual for Computer Code. Lund, 1981.
- Hydén, Hans; Lemmeke, Leif, 1980, Värmelagring i grundvatten, NE-projekt 2060591, (VBB) Stockholm och Malmö.
- Hydén, Hans; Emmelin, Ann, 1983, Värmelagring i akviferer i Sverige, R66:1983 (Statens råd för byggnadsforskning).
- Lemmeke, Leif, 1981, Storskalig värmeförsörjning med värmepump, R129:1981 (Statens råd för byggnadsforskning).
- Margén, Peter; Ingre, Per, 1982, Sunstorelager för lagring av spillvärme i Göteborg, Studsvik. Report 82/190.
- Platell, Ove; Wikström, Hans, 1981, Sunstore-projektet 1977-1980, R100:1981 (Statens råd för byggnadsforskning).
- VIAK, 1981, Geoteknisk översikt Borlänge kommun.
- VIAK, 1983, Lagring av spillvärme i bergrum och akviferer för fjärrvärmenät i Borlänge, Geologiska förutsättningar (Statens råd för byggnadsforskning, projekt 830220-0).

Bilaga 4.1

Effekt, fram och returtemperaturer i fjärrvärmenätet samt spillvärmeeffekt från stegbalks- och elektrostålugn i Domnarvet.

MÅNAD:	1 1984					
DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840101	82.	54.	58.	-5.	0.	.0
840102	90.	58.	63.	-11.	0.	.0
840103	87.	57.	62.	-9.	0.	.0
840104	105.	67.	87.	-22.	0.	.0
840105	99.	64.	82.	-18.	0.	.0
840106	99.	64.	82.	-18.	0.	.0
840107	101.	65.	84.	-19.	0.	.0
840108	110.	70.	89.	-26.	0.	.0
840109	94.	61.	72.	-14.	0.	.0
840110	80.	53.	54.	-4.	0.	.0
840111	84.	55.	70.	-7.	0.	.0
840112	91.	59.	71.	-12.	0.	.0
840113	90.	58.	70.	-11.	0.	.0
840114	75.	50.	53.	0.	0.	.0
840115	75.	50.	50.	1.	0.	.0
840116	84.	55.	60.	-7.	1.	.0
840117	78.	52.	46.	-2.	0.	.0
840118	91.	59.	64.	-12.	0.	.0
840119	94.	61.	80.	-14.	0.	.0
840120	102.	65.	89.	-20.	0.	.0
840121	105.	67.	86.	-22.	0.	.0
840122	88.	58.	65.	-10.	0.	.0
840123	79.	52.	57.	-3.	0.	.0
840124	97.	62.	73.	-16.	0.	.0
840125	84.	55.	65.	-7.	0.	.0
840126	83.	55.	62.	-6.	0.	.0
840127	83.	55.	68.	-6.	0.	.0
840128	101.	65.	79.	-19.	0.	.0
840129	83.	55.	64.	-6.	0.	.0
840130	82.	54.	54.	-5.	0.	.0
840131	90.	58.	67.	-11.	0.	.0

MÅNAD:	2 1984					
DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840201	102.	65.	83.	-20.	0.	.0
840202	78.	52.	53.	-2.	0.	.0
840203	76.	51.	52.	-1.	0.	.0
840204	91.	59.	72.	-12.	0.	.0
840205	94.	61.	65.	-14.	0.	.0
840206	88.	58.	63.	-10.	0.	.0
840207	86.	56.	60.	-8.	0.	.0
840208	87.	57.	68.	-9.	0.	.0
840209	83.	55.	62.	-6.	0.	.0
840210	75.	50.	50.	1.	0.	.0
840211	75.	50.	49.	2.	1.	.0
840212	75.	50.	50.	3.	0.	.0
840213	75.	50.	45.	1.	0.	.0
840214	75.	50.	50.	2.	0.	.0
840215	75.	50.	52.	0.	0.	.0
840216	90.	58.	69.	-11.	0.	.0
840217	80.	53.	63.	-4.	0.	.0
840218	94.	61.	70.	-14.	0.	.0
840219	97.	62.	75.	-16.	0.	.0
840220	86.	56.	63.	-8.	0.	.0
840221	83.	55.	59.	-6.	0.	.0
840222	99.	64.	80.	-18.	0.	.0
840223	97.	62.	72.	-16.	0.	.0
840224	84.	55.	62.	-7.	0.	.0
840225	78.	52.	55.	-2.	0.	.0
840226	78.	52.	55.	-2.	0.	.0
840227	75.	50.	48.	0.	0.	.0
840228	79.	52.	52.	-3.	0.	.0

MÅNAD: 3 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW) STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840301	75.	50.	45.	3.	0.	.0
840302	75.	50.	50.	1.	0.	.0
840303	83.	55.	60.	-6.	0.	.0
840304	76.	51.	50.	-1.	0.	.0
840305	82.	54.	60.	-5.	0.	.0
840306	80.	53.	56.	-4.	0.	.0
840307	75.	50.	46.	1.	1.	.0
840308	79.	52.	55.	-3.	0.	.0
840309	90.	58.	58.	-11.	0.	.0
840310	79.	52.	59.	-3.	0.	.0
840311	75.	50.	50.	0.	0.	.0
840312	75.	50.	50.	0.	1.	.0
840313	75.	50.	50.	0.	0.	.0
840314	75.	50.	45.	4.	0.	.0
840315	75.	50.	52.	1.	0.	.0
840316	75.	50.	45.	3.	0.	.0
840317	75.	50.	50.	1.	0.	.0
840318	75.	50.	58.	0.	0.	.0
840319	75.	50.	52.	1.	0.	.0
840320	75.	50.	49.	1.	1.	.0
840321	75.	50.	46.	4.	0.	.0
840322	75.	50.	46.	4.	0.	.0
840323	75.	50.	50.	2.	1.	.0
840324	75.	50.	50.	2.	0.	.0
840325	75.	50.	45.	5.	0.	.0
840326	75.	50.	43.	7.	0.	.0
840327	75.	50.	32.	10.	0.	.0
840328	80.	53.	43.	-4.	0.	.0
840329	80.	53.	51.	-4.	0.	.0
840330	83.	55.	55.	-6.	0.	.0
840331	75.	50.	45.	5.	0.	.0

MÄNAD:	4 1984					
DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840401	75.	50.	36.	4.	0.	4.5
840402	75.	50.	38.	2.	0.	4.5
840403	75.	50.	38.	6.	2.	4.5
840404	75.	50.	31.	6.	0.	4.5
840405	78.	52.	55.	-2.	0.	4.5
840406	75.	50.	43.	2.	2.	4.5
840407	75.	50.	40.	3.	0.	4.5
840408	78.	52.	53.	-2.	0.	4.5
840409	75.	50.	45.	2.	0.	4.5
840410	75.	50.	45.	1.	6.	4.5
840411	75.	50.	45.	0.	0.	4.5
840412	75.	50.	45.	2.	0.	4.5
840413	75.	50.	45.	0.	1.	4.5
840414	75.	50.	48.	1.	0.	4.5
840415	75.	50.	48.	0.	0.	4.5
840416	75.	50.	42.	5.	2.	4.5
840417	75.	50.	40.	6.	0.	4.5
840418	75.	50.	35.	6.	0.	4.5
840419	75.	50.	40.	5.	5.	4.5
840420	75.	50.	40.	4.	0.	4.5
840421	75.	50.	40.	6.	0.	4.5
840422	75.	50.	40.	5.	0.	4.5
840423	75.	50.	39.	6.	0.	4.5
840424	75.	50.	31.	10.	0.	4.5
840425	75.	52.	27.	13.	1.	4.5
840426	75.	50.	36.	5.	0.	4.5
840427	75.	50.	37.	6.	0.	4.5
840428	75.	50.	32.	5.	0.	4.5
840429	75.	50.	46.	3.	0.	4.5
840430	75.	50.	46.	1.	2.	4.5

MÅNAD: 5 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840501	75.	50.	35.	3.	3.	4.5
840502	75.	50.	32.	6.	2.	4.5
840503	75.	50.	36.	3.	4.	4.5
840504	75.	50.	44.	5.	2.	4.5
840505	75.	50.	38.	6.	2.	4.5
840506	75.	50.	38.	5.	2.	4.5
840507	75.	50.	35.	6.	3.	4.5
840508	75.	50.	32.	5.	2.	4.5
840509	75.	50.	32.	8.	4.	4.5
840510	75.	50.	35.	5.	1.	4.5
840511	75.	50.	34.	7.	1.	4.5
840512	75.	50.	35.	9.	5.	4.5
840513	75.	50.	30.	8.	1.	4.5
840514	75.	50.	38.	4.	4.	4.5
840515	75.	50.	28.	10.	3.	4.5
840516	75.	52.	24.	12.	3.	4.5
840517	75.	50.	25.	10.	6.	4.5
840518	75.	50.	23.	6.	4.	4.5
840519	75.	50.	30.	5.	8.	4.5
840520	75.	50.	33.	5.	2.	4.5
840521	75.	50.	31.	6.	3.	4.5
840522	75.	52.	24.	13.	1.	4.5
840523	75.	53.	22.	14.	3.	4.5
840524	75.	50.	30.	8.	2.	4.5
840525	75.	50.	28.	10.	1.	4.5
840526	75.	52.	23.	12.	2.	4.5
840527	75.	54.	18.	15.	3.	4.5
840528	75.	52.	20.	13.	4.	4.5
840529	75.	52.	20.	13.	1.	4.5
840530	75.	57.	15.	19.	2.	4.5
840531	75.	61.	13.	24.	3.	4.5

MÄNAD:	6 1984					
DATUM	FRAMTEMP.	RET.TEMP.	FJÄRRV.	UTETEMP.	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
	(GR.C)	(GR.C)	EFFEKT (MW)	(GR.C)	STEBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840601	75.	55.	12.	17.	4.	4.5
840602	75.	57.	14.	19.	3.	4.5
840603	75.	56.	11.	18.	3.	4.5
840604	75.	58.	10.	20.	2.	4.5
840605	75.	61.	10.	25.	7.	4.5
840606	75.	52.	15.	13.	2.	4.5
840607	75.	50.	18.	9.	5.	4.5
840608	75.	52.	15.	12.	6.	4.5
840609	75.	50.	23.	7.	4.	4.5
840610	75.	50.	25.	6.	3.	4.5
840611	75.	50.	25.	10.	7.	4.5
840612	75.	50.	22.	10.	2.	4.5
840613	75.	50.	23.	8.	4.	4.5
840614	75.	50.	24.	7.	5.	4.5
840615	75.	50.	22.	9.	3.	4.5
840616	75.	51.	20.	11.	5.	4.5
840617	75.	50.	22.	9.	7.	4.5
840618	75.	50.	22.	8.	0.	4.5
840619	75.	53.	20.	14.	0.	.0
840620	75.	50.	23.	10.	0.	.0
840621	75.	50.	25.	8.	0.	.0
840622	75.	50.	23.	10.	0.	.0
840623	75.	52.	21.	12.	0.	.0
840624	75.	52.	18.	13.	0.	.0
840625	75.	52.	21.	12.	0.	.0
840626	75.	58.	13.	21.	0.	.0
840627	75.	55.	15.	17.	0.	.0
840628	75.	53.	15.	14.	0.	.0
840629	75.	51.	16.	11.	0.	.0
840630	75.	50.	20.	10.	0.	.0

MÄNAD: 7 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW) STEBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840701	75.	50.	20.	10.	0.	.0
840702	75.	52.	17.	12.	0.	.0
840703	75.	55.	14.	17.	0.	.0
840704	75.	55.	15.	17.	0.	.0
840705	75.	53.	16.	14.	0.	.0
840706	75.	56.	16.	18.	0.	.0
840707	75.	52.	15.	13.	0.	.0
840708	75.	53.	16.	14.	0.	.0
840709	75.	54.	12.	15.	0.	.0
840710	75.	61.	10.	24.	0.	.0
840711	75.	60.	10.	23.	0.	.0
840712	75.	56.	10.	18.	0.	.0
840713	75.	56.	10.	18.	0.	.0
840714	75.	56.	10.	18.	0.	.0
840715	75.	57.	9.	19.	0.	.0
840716	75.	58.	8.	20.	0.	.0
840717	75.	59.	10.	22.	0.	.0
840718	75.	58.	10.	20.	0.	.0
840719	75.	55.	10.	16.	0.	.0
840720	75.	58.	9.	20.	0.	.0
840721	75.	52.	13.	12.	0.	.0
840722	75.	52.	12.	12.	0.	.0
840723	75.	55.	12.	16.	0.	4.5
840724	75.	58.	10.	21.	3.	4.5
840725	75.	59.	8.	22.	7.	4.5
840726	75.	56.	10.	18.	8.	4.5
840727	75.	50.	14.	10.	8.	4.5
840728	75.	55.	10.	16.	5.	4.5
840729	75.	55.	10.	17.	10.	4.5
840730	75.	55.	10.	17.	6.	4.5
840731	75.	59.	8.	22.	7.	4.5

MÅNAD: 8 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW) STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840801	75.	61.	9.	24.	1.	4.5
840802	75.	58.	7.	21.	4.	4.5
840803	75.	58.	7.	21.	6.	4.5
840804	75.	55.	7.	16.	7.	4.5
840805	75.	58.	7.	20.	2.	4.5
840806	75.	55.	8.	17.	1.	4.5
840807	75.	57.	8.	19.	8.	4.5
840808	75.	62.	9.	26.	9.	4.5
840809	75.	57.	10.	19.	10.	4.5
840810	75.	51.	12.	11.	11.	4.5
840811	75.	52.	15.	12.	4.	4.5
840812	75.	55.	12.	16.	3.	4.5
840813	75.	53.	13.	14.	4.	4.5
840814	75.	52.	15.	12.	5.	4.5
840815	75.	51.	16.	11.	8.	4.5
840816	75.	50.	17.	10.	7.	4.5
840817	75.	52.	15.	12.	6.	4.5
840818	75.	53.	16.	14.	5.	4.5
840819	75.	52.	15.	13.	3.	4.5
840820	75.	51.	19.	11.	2.	4.5
840821	75.	54.	17.	15.	1.	4.5
840822	75.	53.	17.	14.	1.	4.5
840823	75.	52.	20.	12.	6.	4.5
840824	75.	52.	18.	12.	4.	4.5
840825	75.	52.	17.	13.	5.	4.5
840826	75.	50.	20.	10.	2.	4.5
840827	75.	51.	22.	11.	7.	4.5
840828	75.	52.	18.	13.	8.	4.5
840829	75.	52.	20.	13.	3.	4.5
840830	75.	52.	20.	12.	2.	4.5
840831	75.	52.	20.	12.	1.	4.5

MÅNAD: 9 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
840901	75.	52.	18.	12.	0.	4.5
840902	75.	50.	33.	6.	3.	4.5
840903	75.	50.	30.	8.	2.	4.5
840904	75.	50.	25.	8.	0.	4.5
840905	75.	50.	33.	2.	4.	4.5
840906	75.	50.	34.	2.	5.	4.5
840907	75.	50.	34.	4.	3.	4.5
840908	75.	50.	24.	9.	5.	4.5
840909	75.	50.	30.	8.	1.	4.5
840910	75.	50.	32.	6.	5.	4.5
840911	75.	52.	22.	12.	2.	4.5
840912	75.	50.	26.	5.	5.	4.5
840913	75.	50.	25.	9.	6.	4.5
840914	75.	50.	26.	7.	5.	4.5
840915	75.	53.	19.	14.	4.	4.5
840916	75.	52.	23.	12.	3.	4.5
840917	75.	50.	30.	5.	5.	4.5
840918	75.	56.	17.	18.	3.	4.5
840919	75.	55.	16.	17.	2.	4.5
840920	75.	50.	24.	9.	0.	4.5
840921	75.	52.	16.	12.	4.	4.5
840922	75.	50.	26.	9.	2.	4.5
840923	75.	50.	38.	4.	4.	4.5
840924	78.	52.	44.	-2.	5.	4.5
840925	75.	53.	22.	14.	7.	4.5
840926	75.	52.	23.	12.	1.	4.5
840927	75.	50.	25.	10.	3.	4.5
840928	75.	50.	27.	8.	4.	4.5
840929	75.	50.	30.	8.	1.	4.5
840930	75.	50.	26.	9.	3.	4.5

MÅNAD: 10 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW)	
					STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
841001	75.	50.	29.	10.	0.	4.5
841002	75.	51.	27.	11.	3.	4.5
841003	75.	52.	25.	12.	2.	4.5
841004	75.	50.	30.	9.	3.	4.5
841005	75.	50.	31.	8.	0.	4.5
841006	75.	50.	29.	10.	1.	4.5
841007	75.	50.	30.	8.	0.	4.5
841008	75.	50.	36.	5.	4.	4.5
841009	75.	50.	35.	6.	4.	4.5
841010	75.	50.	36.	6.	5.	4.5
841011	75.	50.	43.	0.	0.	4.5
841012	75.	50.	43.	2.	3.	4.5
841013	75.	50.	40.	5.	2.	4.5
841014	75.	50.	38.	4.	4.	4.5
841015	75.	50.	41.	4.	0.	4.5
841016	75.	50.	42.	3.	2.	4.5
841017	75.	50.	41.	1.	3.	4.5
841018	75.	50.	46.	0.	0.	4.5
841019	78.	52.	56.	-2.	4.	4.5
841020	75.	50.	46.	4.	0.	4.5
841021	75.	50.	40.	4.	5.	4.5
841022	75.	50.	46.	2.	0.	4.5
841023	75.	50.	41.	9.	3.	4.5
841024	75.	50.	37.	5.	0.	4.5
841025	78.	52.	48.	-2.	0.	4.5
841026	75.	50.	40.	5.	10.	4.5
841027	75.	50.	45.	2.	3.	4.5
841028	75.	50.	46.	0.	0.	4.5
841029	75.	50.	40.	6.	2.	4.5
841030	75.	50.	32.	10.	3.	4.5
841031	75.	50.	36.	6.	0.	4.5

MÄNAD: 11 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW) STEBALKUGN	ELEKTROSTÅL.
841101	75.	50.	42.	4.	2.	.0
841102	75.	50.	35.	7.	0.	.0
841103	75.	50.	44.	4.	0.	.0
841104	75.	50.	44.	3.	1.	.0
841105	80.	53.	53.	-4.	0.	.0
841106	78.	52.	45.	-2.	2.	.0
841107	75.	50.	43.	2.	0.	.0
841108	82.	54.	54.	-5.	1.	.0
841109	75.	50.	49.	1.	0.	.0
841110	75.	50.	41.	5.	0.	.0
841111	75.	50.	40.	6.	2.	.0
841112	75.	50.	45.	3.	0.	.0
841113	75.	50.	32.	7.	2.	.0
841114	75.	50.	45.	2.	1.	.0
841115	75.	50.	47.	1.	1.	.0
841116	76.	51.	52.	-1.	2.	.0
841117	75.	50.	52.	0.	0.	.0
841118	75.	50.	47.	1.	0.	.0
841119	75.	50.	45.	2.	0.	.0
841120	75.	50.	42.	3.	0.	.0
841121	79.	52.	50.	-3.	0.	.0
841122	75.	50.	42.	5.	1.	.0
841123	75.	50.	52.	4.	0.	.0
841124	75.	50.	40.	5.	0.	.0
841125	75.	50.	52.	1.	1.	.0
841126	75.	50.	42.	4.	0.	.0
841127	75.	50.	43.	2.	2.	.0
841128	75.	50.	45.	1.	0.	.0
841129	75.	50.	49.	0.	2.	.0
841130	80.	53.	56.	-4.	0.	.0

MÅNAD: 12 1984

DATUM	FRAMTEMP. (GR.C)	RET.TEMP. (GR.C)	FJÄRRV. EFFEKT (MW)	UTETEMP. (GR.C)	SPILLVÄRMEEFFEKT (MW) STEGBALKUGN	ELEKTROSTÅL. ELEKTROSTÅL.
841201	76.	51.	56.	-1.	0.	.0
841202	80.	53.	59.	-4.	0.	.0
841203	79.	52.	54.	-3.	0.	.0
841204	75.	50.	46.	2.	0.	.0
841205	75.	50.	45.	4.	0.	.0
841206	75.	50.	48.	1.	0.	.0
841207	75.	50.	55.	1.	0.	.0
841208	87.	57.	68.	-9.	0.	.0
841209	78.	52.	57.	-2.	0.	.0
841210	75.	50.	50.	0.	0.	.0
841211	75.	50.	47.	0.	2.	.0
841212	84.	55.	58.	-7.	0.	.0
841213	93.	60.	67.	-13.	0.	.0
841214	97.	62.	74.	-10.	0.	.0
841215	76.	51.	53.	-1.	0.	.0
841216	76.	51.	62.	-1.	0.	.0
841217	80.	53.	59.	-4.	0.	.0
841218	80.	53.	55.	-4.	0.	.0
841219	80.	53.	54.	-4.	0.	.0
841220	75.	50.	47.	0.	0.	.0
841221	75.	50.	47.	1.	0.	.0
841222	75.	50.	52.	2.	0.	.0
841223	75.	50.	50.	0.	0.	.0
841224	79.	52.	55.	-3.	0.	.0
841225	82.	54.	56.	-5.	0.	.0
841226	75.	50.	42.	5.	0.	.0
841227	79.	52.	57.	-3.	0.	.0
841228	79.	52.	52.	-3.	0.	.0
841229	79.	52.	54.	-3.	0.	.0
841230	83.	55.	62.	-6.	0.	.0
841231	82.	54.	57.	-5.	0.	.0

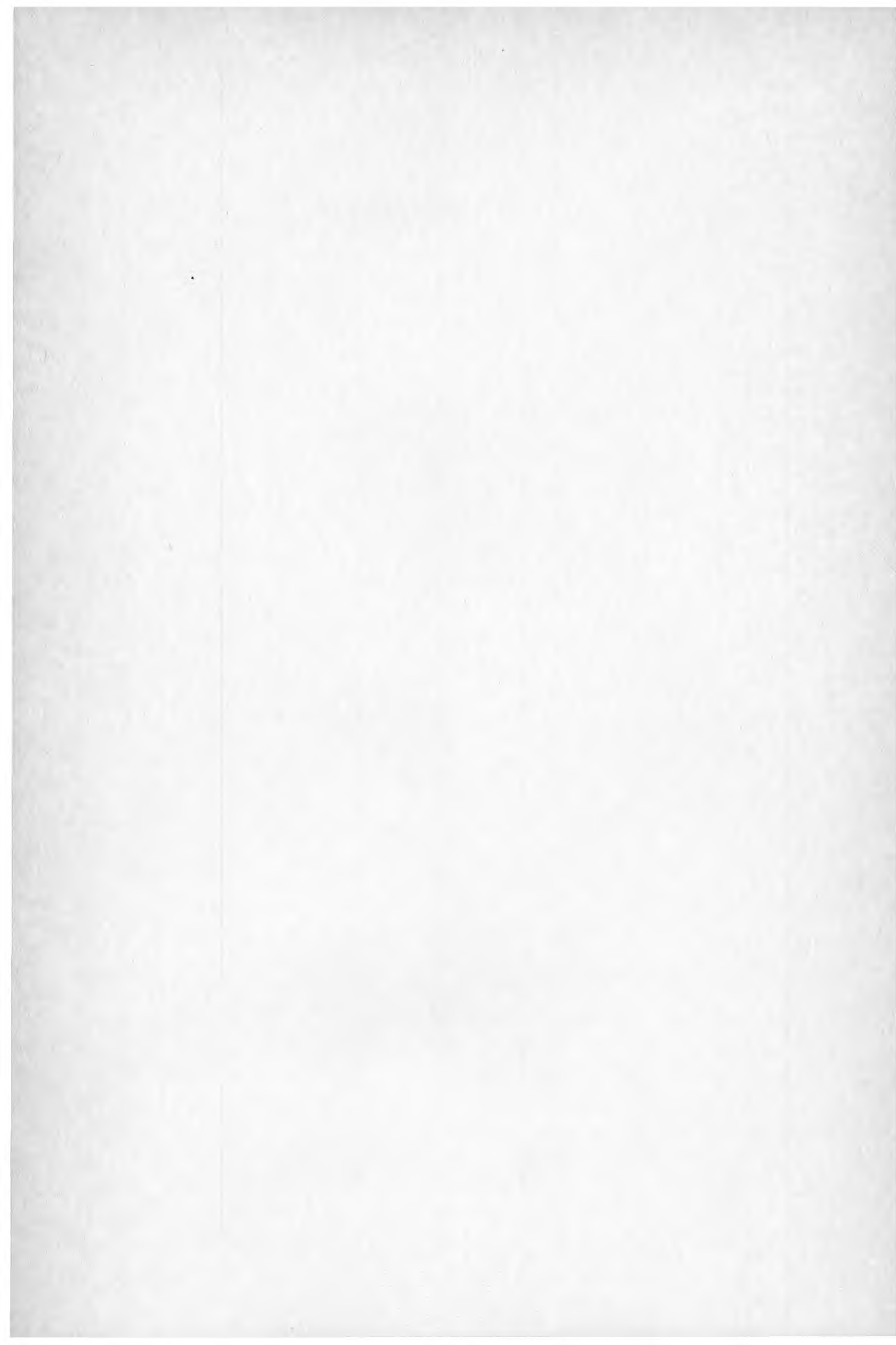
Spillvärmekällor vid Domnarvet och Kvarnsveden
enligt Hallenberg (1983)

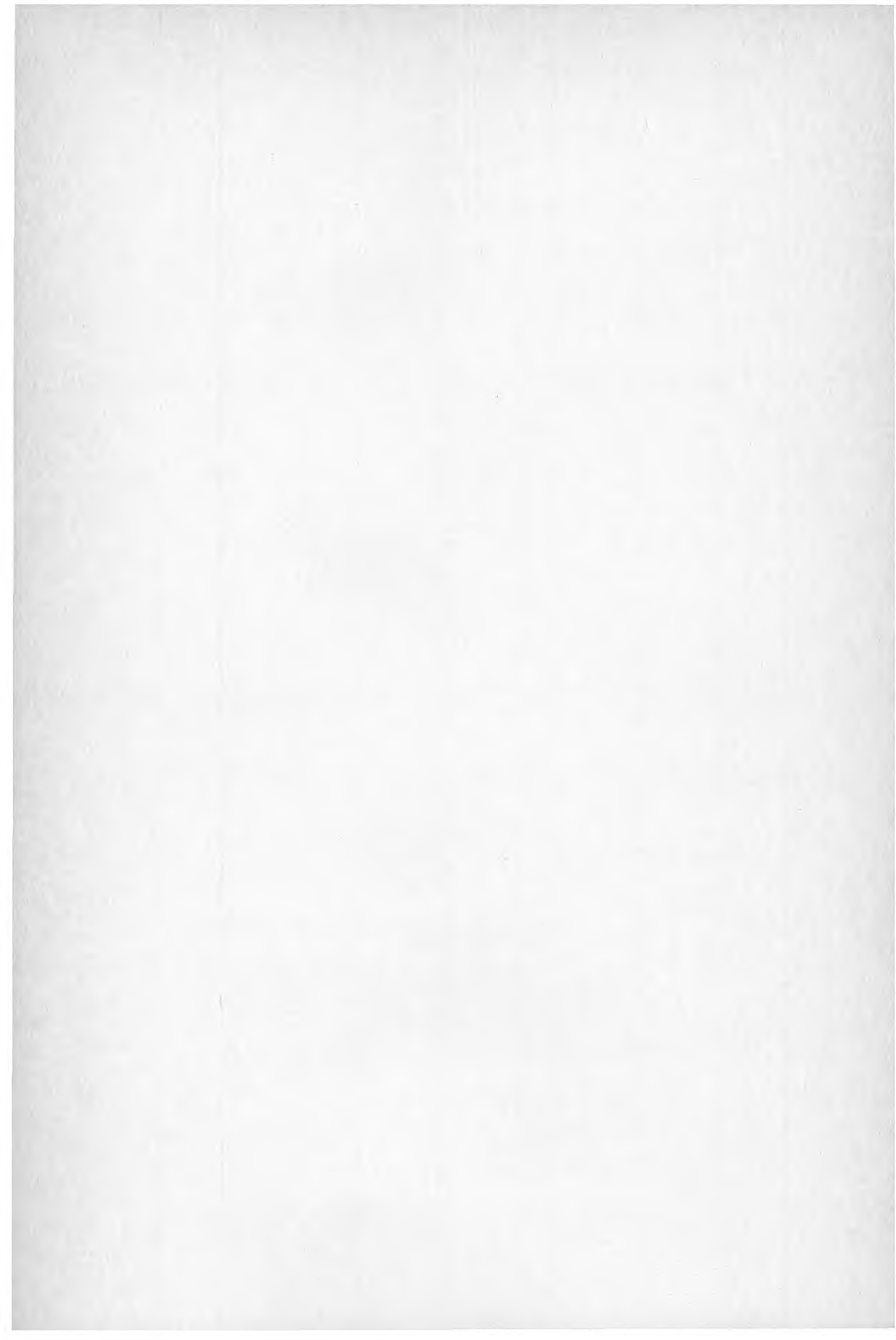
Kvarnsveden

<u>Nr</u>	<u>Typ</u>	<u>Media</u>	<u>Temp</u>	<u>Effekt</u>	<u>Tillgäng- lighet</u>
1.	Kyl- tätningsvatten	Vatten	30°	3500 kW	8000 h
2.	Fuktig avluft från sliperi	Luft	80°C	2000 kW	8000 h
3.	Våtluft från pappers- maskinernas torkpartier	Luft	40°C	35000 kW	8000 h

Domnarvets Jernverk

<u>Nr</u>	<u>Typ</u>	<u>Media</u>	<u>Temp</u>	<u>Effekt</u>	<u>Tillgäng- lighet</u>
1.	<u>Syrgasverk</u>				
	a. Kylningsluft	Luft	+70°C	1000 kW	8000 h
	b. Avblåsning, N ₂	N ₂	+17°C	125 kW	8000 h
2.	<u>Plastbeläggning</u>				
	a. Avgaser (gasol)	Avgaser	+450°C	5500 kW	4500 h
3.	<u>Aluzinklinje</u>				
	a. Avgaser (gasol)	Avgaser	+300°C	300 kW	3500 h
4.	<u>Elektrostålverk</u>				
	a. Kylning av paneler och rökgaser	Vatten/ Avgaser	+90°C +300°C	6000 kW	5500 h
6.	<u>Bredbandverk</u>				
	a. Bandrullar	Vatten	+90°C	3000 kW	6000 h
	b. Kylsystem	Vatten	?	2000 kW	6000 h
7.	<u>Finvalsverk</u>				
	a. Avgaser (Eo5) från Morganugn	Avgaser	+400°C	1400 kW	4700 h
8.	<u>Kallvalsverk</u>				
	a. Avluft från Tandemvalsverk	Luft	+25°C	1500 kW	7000 h
9.	<u>Kallvalsverk, kontigglödning</u>				
	a. Snabbkylning	Vatten	+60°C	>3000 kW	4000 h
	b. Kylare	Vatten	+45°C	375 kW	4000 h
	c. Kylare	Vatten	+40°C	2500 kW	4000 h
	d. Avgaser (gasol)	Avgaser	+150°C	800 kW	4000 h
10.	<u>Reningsverket</u>	Avlopps- vatten	+20°C	14000 kW	8000 h





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
830344-6 från Statens råd för byggnadsforskning
till VBB AB, Stockholm.**

Art.nr: 6704164

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

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

Cirkapris: 35 kr exkl moms

R164: 1984

ISBN 91-540-4260-7

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm