



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

R112:1985

**Potential för säsongslagring
av värme i svenska
fjärrvärmesystem**

**Hans Hydén
Bo Töcksberg**

K
A/W

INSTITUTET BYGGDOKUMENTATION
Accnr
Plac <i>See</i>

Byggforskningsrådet

R112:1985

POTENTIAL FÖR SÄSONGLAGRING AV VÄRME
I SVENSKA FJÄRRVÄRMESYSTEM

Hans Hydén
Bo Töcksberg

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 831598-9
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.

R112:1985

ISBN 91-540-4449-9
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck AB Stockholm 1985

INNEHÅLL

1	SAMMANFATTNING	5
2	BAKGRUND	7
2.1	Motiv och förutsättningar för studien	7
2.2	Principer och anläggningsteknik för värmelager i berg	7
2.3	Kostnader för värmelagring	9
2.4	Värmelagers termodynamiska egenskaper	14
2.5	Förutsättningar för värmelager i system med enbart värmeproduktion	17
2.6	Förutsättningar för värmelager i system med kraftvärmeproduktion	19
3	INVENTERING AV FJÄRRVÄRMENÄT I SVERIGE	39
3.1	Metodik	39
3.2	Fjärrvärmennät mindre än 200 MW värme	39
3.3	Fjärrvärmennät större än 200 MW värme	40
4	GEOLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VÄRMELAGER	41
5	SLUTSATSER	43
6	REFERENSER	45

BILAGOR

1. Planerad energitäckning i svenska fjärrvärmennät mindre än 200 MW intressanta för värmelagring.
2. Geologisk bedömning av orter intressanta för värmelagring.

Säsongsvärmelagring i berg vid höga temperaturer kan ge möjligheter till oljeersättning och minskade uppvärmningskostnader i fjärrvärmesystem större än ca 25 MW. En nödvändig förutsättning är då att det finns tillgång till billig laddningsenergi i form av spillvärme, sopförbränningsvärme, kraftvärme eller kolvärme.

En inventering har genomförts av svenska fjärrvärmesystem för att klarlägga förutsättningar för och behov av säsongsvärmelagring med idag övervägd teknik, i kombination med de värmeproduktionsanläggningar som planeras fram till ca år 2010. Såväl värmetekniska som geologiska förutsättningar har värderats. Härvid har framkommit att det totala potentiella värmelagringsbehovet är 1,5-2 TWh, varav huvuddelen härrör från system större än ca 200 MW värme, där man kan anta att kraftvärmeproduktion kommer att bli vanlig mot slutet av 1900-talet. Av den värmetekniska potentialen kan ca 20 % komma att falla bort av geologiska skäl. Säsongsvärmelagring skulle således kunna bli intressant på 30 - 40 orter i landet.

Den schematiska bedömningsgrunden som måst tillämpas i denna typ av landsomfattande inventering gör att bedömningen av detaljer naturligtvis kan vara missvisande och att förutsättningar för värmelagring kan föreligga i ytterligare fall än vad som angivits. Slutsatserna rörande den totala potentialen är dock i huvudsak riktig.

Ett väsentligt ökat behov av värmelagring förutsätter en radikalt förändrad energisituation med högre energipriser än vad som f n kan förutses fram till år 2010.

2.1 Motiv och förutsättningar för studien

Säsongsvärmelager i fjärrvärmenät kan ge möjligheter till minskade totala värmeproduktionskostnader genom att billiga bränslen, som kan användas på sommaren, kan ersätta dyra bränslen på vintern. Stora säsongs-lager kan arbeta vid så höga temperaturer att de kan utnyttjas utan hjälp av värmepump vid tömningen. De lagertyper som då kan vara aktuella är främst bergrums- och borrhålslager i kristallint berg, se Byggforskningsrådet (1984). Sådana lager kan även användas i mindre system, men då vid en, med hänsyn till värmeförlusterna från lagret, så låg temperatur att värmepump krävs för utnyttjande av den lagrade värmen.

En utveckling och etablering av teknik för säsongs-lagring av värme i berg i Sverige är motiverad om införandepotentialen för sådan teknik är så stor att den kan ge ett väsentligt bidrag till minskat oljeberoende och minskade uppvärmningskostnader. Föreliggande studie avser en bedömning av den tekniska och ekonomiska potentialen för säsongsvärmelager i svenska fjärrvärmenät under de närmaste 15-20 åren. Speciellt har analyserats förutsättningarna för värmelager i stora kraftvärmesystem vid slutet av nittonhundratalet, se avsnitt 2.6.

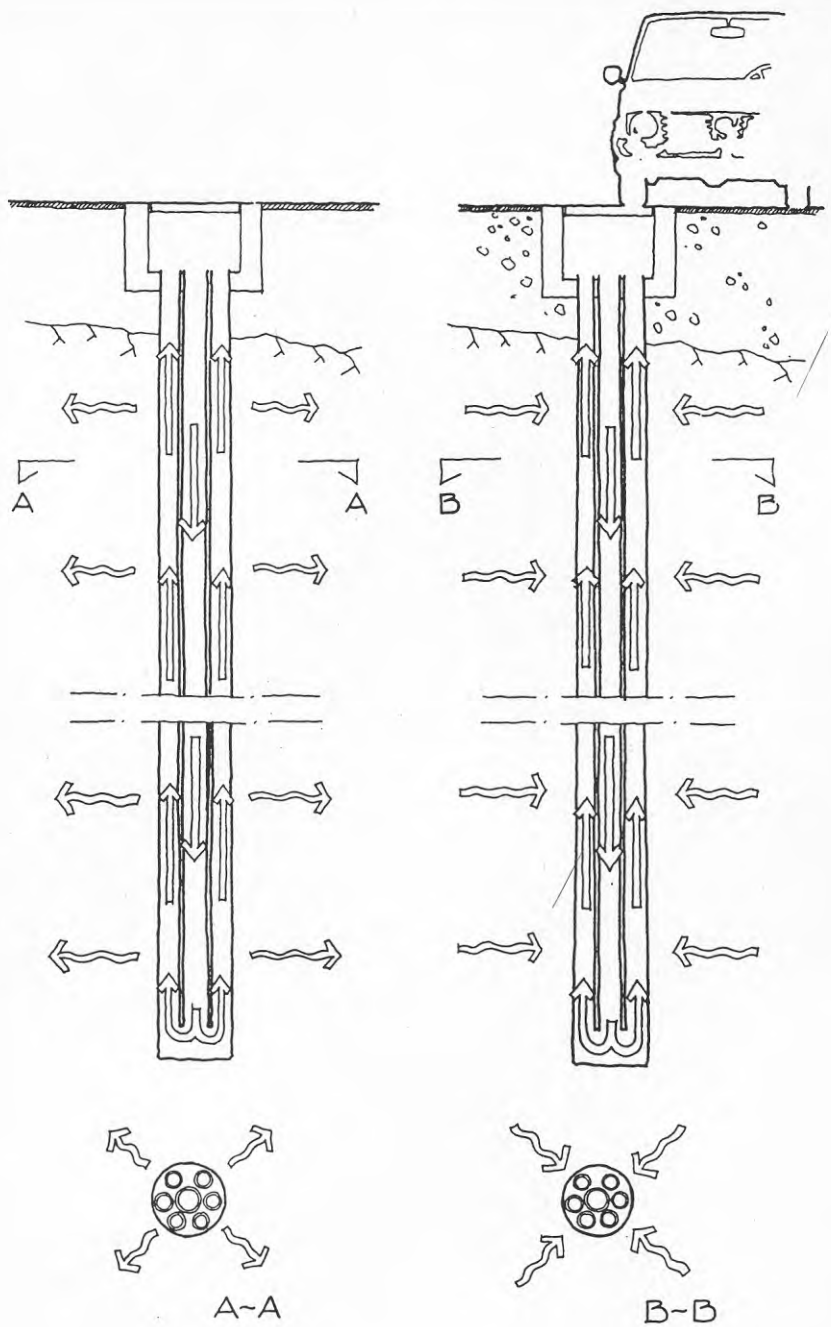
Behov och värde av korttidslager enbart har ej studerats eftersom energibidraget från sådana lager blir mycket litet. I en noggrann lönsamhetsvärdering av ett säsongsvärmelager i ett enskilt system bör man ta hänsyn till de möjligheter till korttidsreglering som detta kan ge. Någon sådan värdering har dock ej gjorts i denna studie, eftersom den ej bedömts påverka de slutsatser som dragits.

2.2 Principer och anläggningsteknik för värmelager i berg

2.2.1 Borrhålslager

Principen för ett borrhålslager i berg är att utnyttja en fast bergmassa som värmelagrande medium. Värme förs till och från lagret genom att i borrhål med en diameter på 100-150 mm cirkulera en vätska som vid laddning är varmare än berget och vid urladdning kallare, se Figur 2.1.

Vätske-cirkulationen i borrhålen åstadkoms med hjälp av ett slangsystem. Detta kan vara helt slutet såsom i Figur 2.1 eller öppet varvid endast ett centralrör finns installerat för transporten i ena riktningen, medan vätskan strömmar fritt mot bergytan i den andra riktningen. Ett öppet system är lämpligt när det är viktigt att få bästa möjliga effektoverföringsförmåga mellan cirkulationsvatten och berg och när sam-



Figur 2.1 Princip för ett borrhåls-lagers funktion.

lingsledningarna mellan borrhålen kan läggas under grundvattenytan för att undvika undertryck i dessa. En nackdel med detta system är att kontakten mellan varmt cirkulationsvatten och berg kan medföra vattenkemiska problem. Ett slutet system är lämpligt när lagret arbetar ihop med en värmepump, då effektöverföringsförmågan i borrhålen blir något mindre betydelsefull, och då samlingsledningarna ligger ovanför grundvattenytan.

Ur värmeförlustsynpunkt är det önskvärt att lagret ges en kubisk eller cylindrisk form. Figur 2.2 visar schematiskt utformningen av ett experimentlager i Luleå på 100 000 m³, Lulevärme (1983). En nackdel med en sådan utformning är det relativt stora utrymmesbehovet i markytan. En möjlighet att undvika detta är att anlägga lagret från tunnelgallerier på stort djup under markytan och grundvattenytan varvid samtidigt erhålls möjlighet till lagertemperaturer över 100°C. Figur 2.3 visar exempel på en sådan utformning, Margen, m fl (1982). En alternativ möjlighet att reducera markytebehovet för måttligt stora lager är att borra hålen i kvastform, se Figur 2.4. Alltför stor snedställning av borrhålen kan dock medföra anläggningstekniska problem (borrnings- och installationsarbeten) och nyttan av snedställning minskar därför för lager större än ca 200 000 m³.

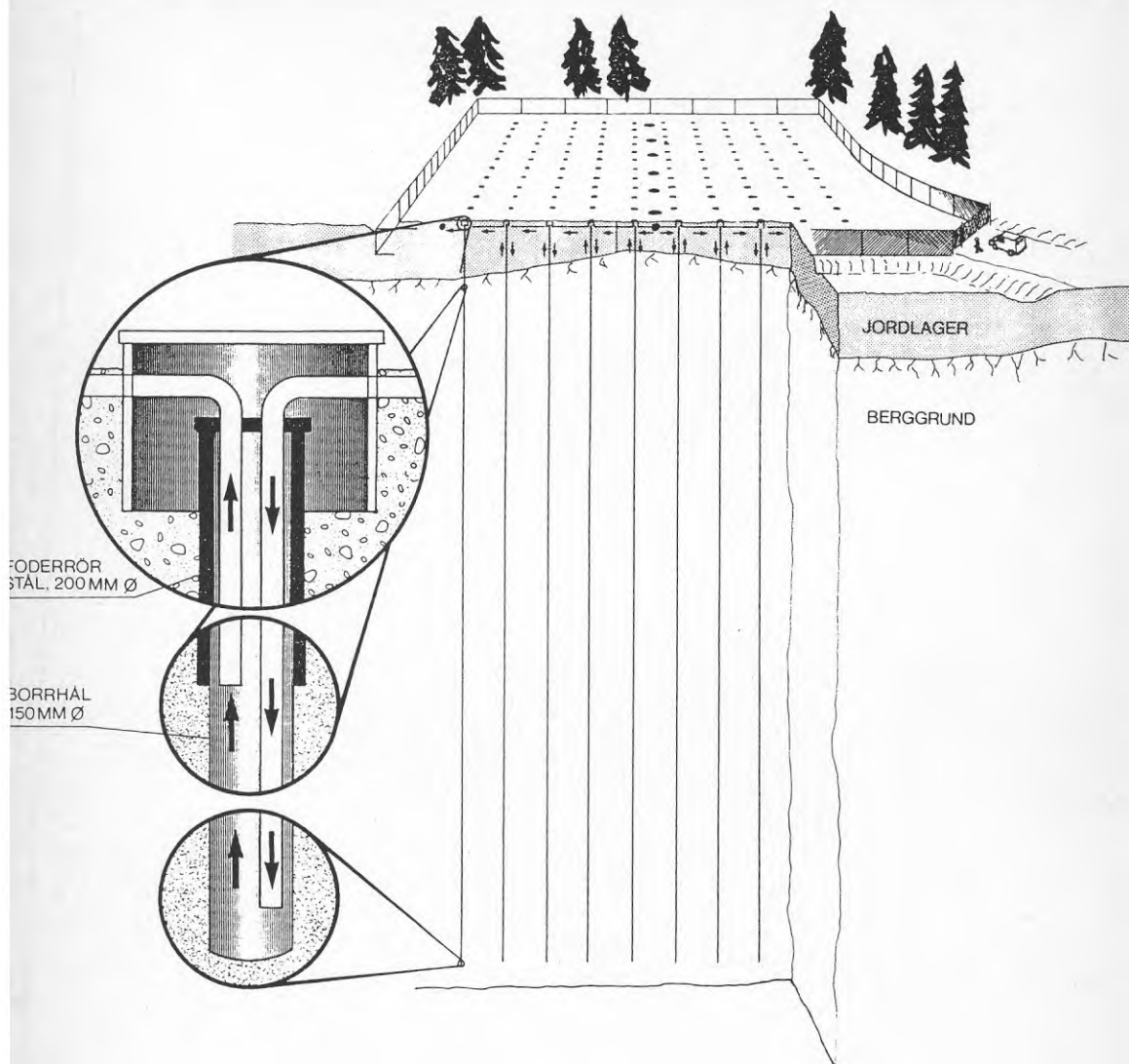
2.2.2 Bergrum

I bergrum utnyttjas vatten som värmelagrande medium. Vattenmassan hålls skiktad med varmt vatten överst och kallt vatten underst. Vid laddning av lagret tas kallt vatten vid bergrummets botten, värms och återförs i bergrummets övre del, se Figur 2.5. Vid urladdning är strömningsriktningen den omvända.

Byggandet av stora bergrum är en etablerad teknik som utvecklats för lagring av olja. För att minska anläggningskostnaderna för ett värmelager i bergrum finns möjligheten att lämna kvar huvuddelen av sprängstensmassorna, Bogdanoff (1980) och Winqvist, m fl (1985) varvid rationella brytmetoder kan utnyttjas och termiskt gynnsammare former på bergrummet kan erhållas än för konventionella bergrum. Även mellanformer mellan borrhållslager och bergrumslager för att minska anläggningskostnaderna har studerats.

2.3 Kostnader för värmelagring

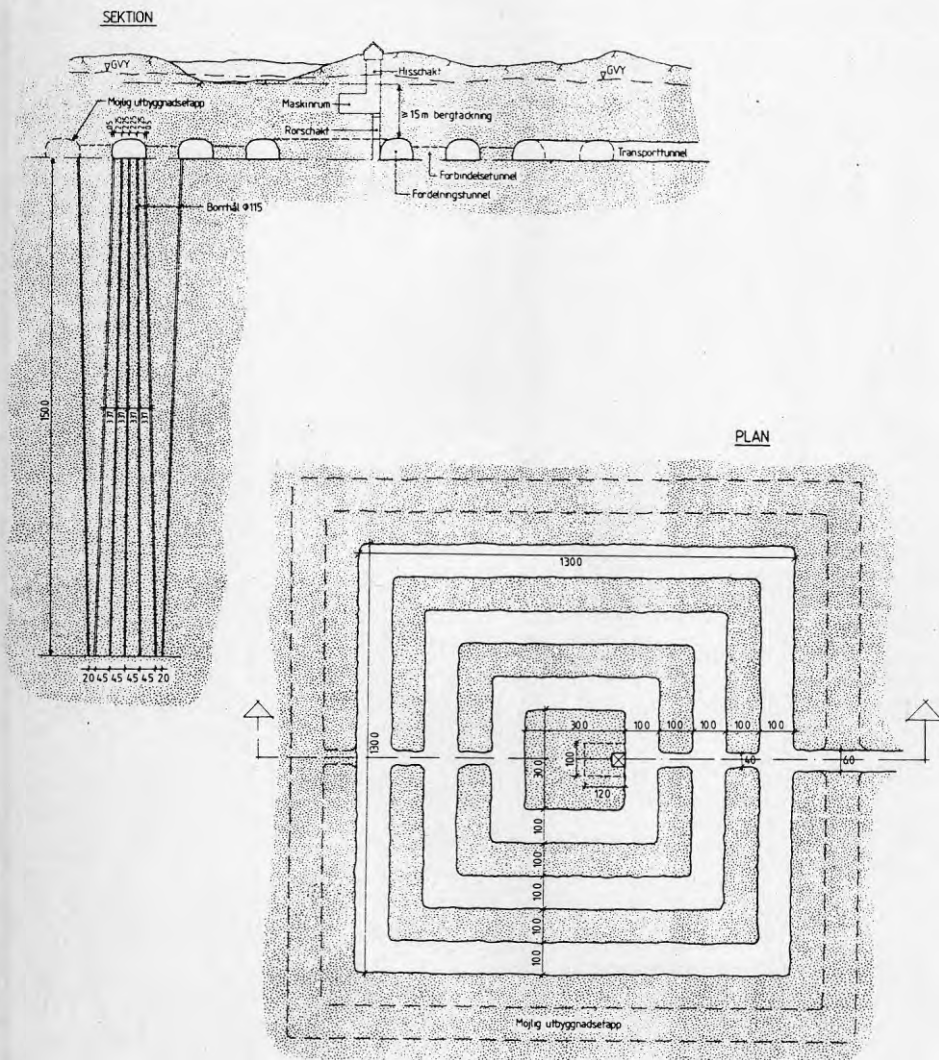
Kostnaden för värmelagring är beroende dels av kostnaden för anläggandet av själva lagret och dels av lagrets specifika värmekapacitet och det temperatursving som kan uppnås (temperaturskillnad mellan fyllt och tomt lager). De uppskattningar av anläggningskostnader som kan göras är baserade på erfarenheter från ett begränsat experimentbyggande samt på förstudier och förprojekteringar.



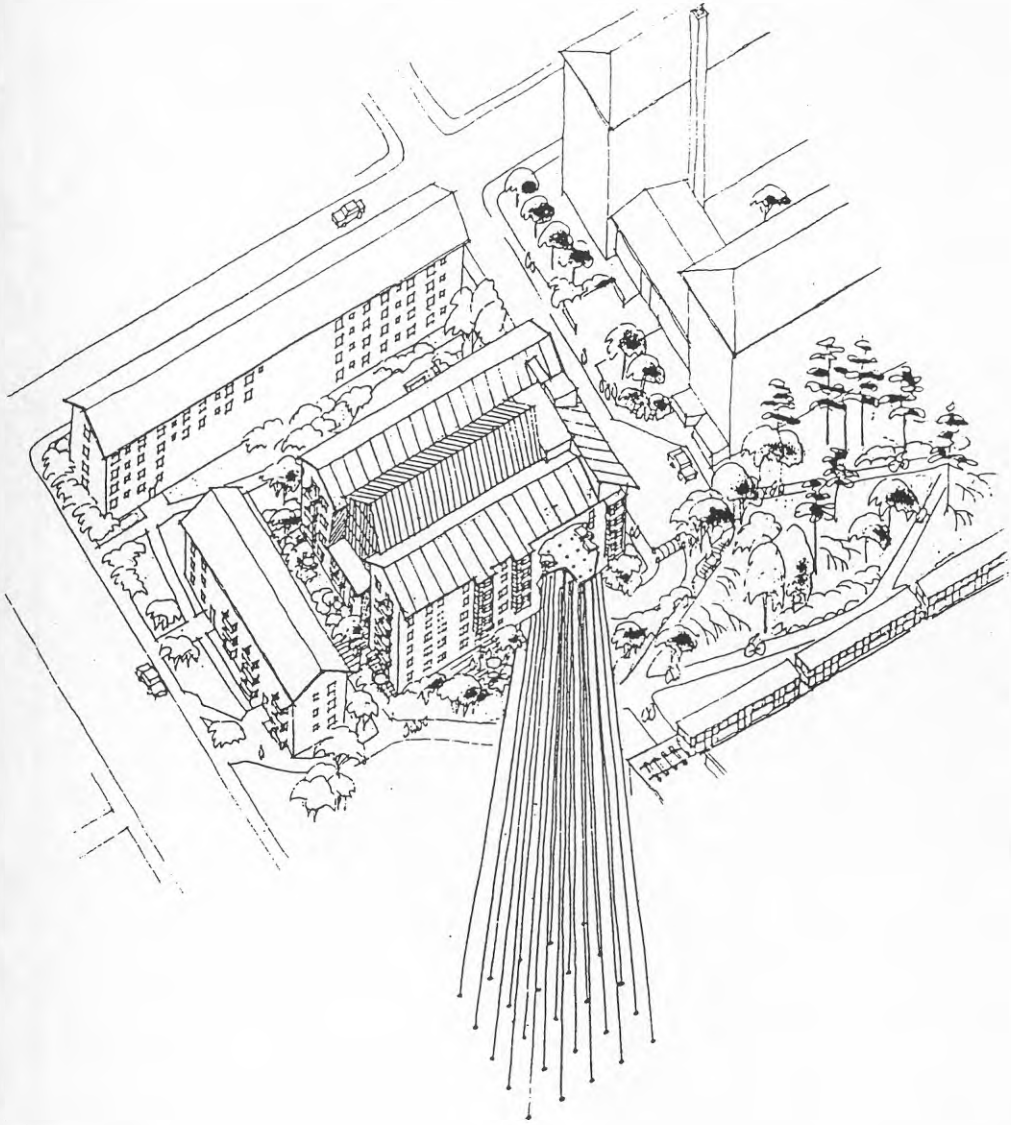
Data om värmelagret för projekt LULEVÄRME:

Volym:	100 000 m ³ (36x44x60)	Antal borrhål:	120 st
Bergart:	granit, gnejs	Borrhålsdiam:	150 mm
Jorddjup:	2-6 meter	Borrdjup:	65 meter
Max temp:	70 °C	Energi tillf:	2,8 GWh
Min temp:	30 °C	Energi uttag:	1,6 GWh
Värmepumpar:	2 st á 200 kW	Värmeförlust:	40 %

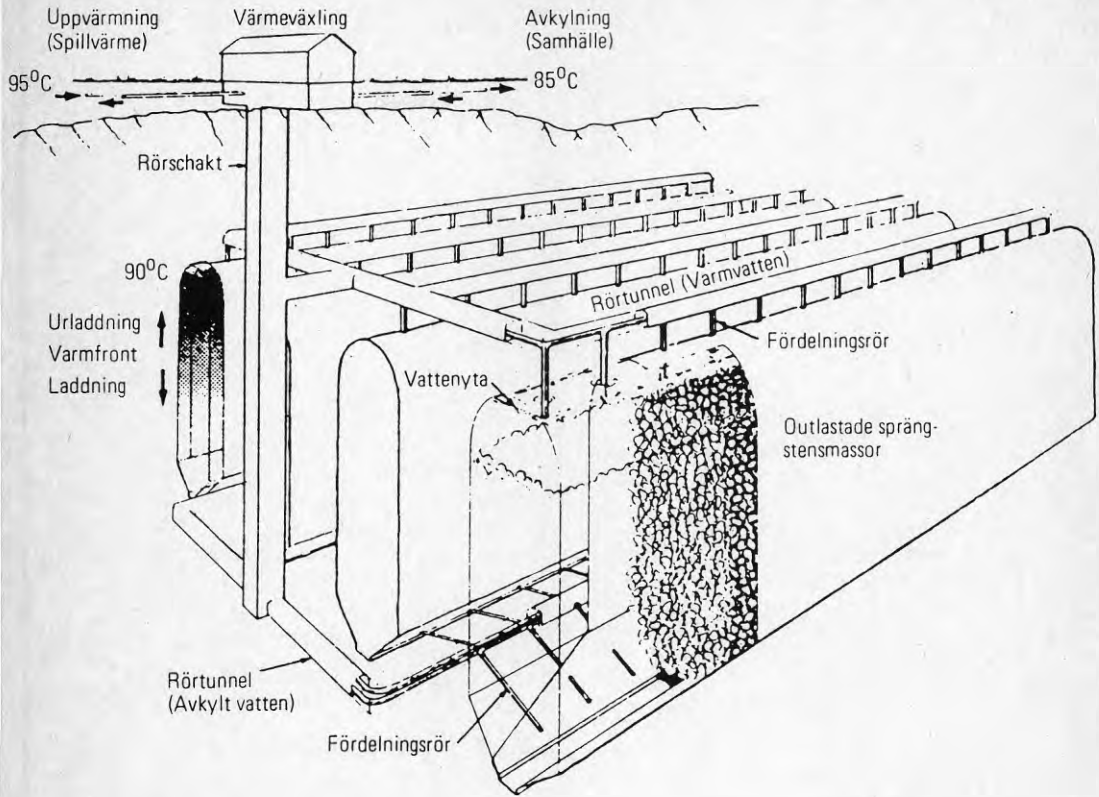
Figur 2.2 Experimentvärmelagret i Luleå.



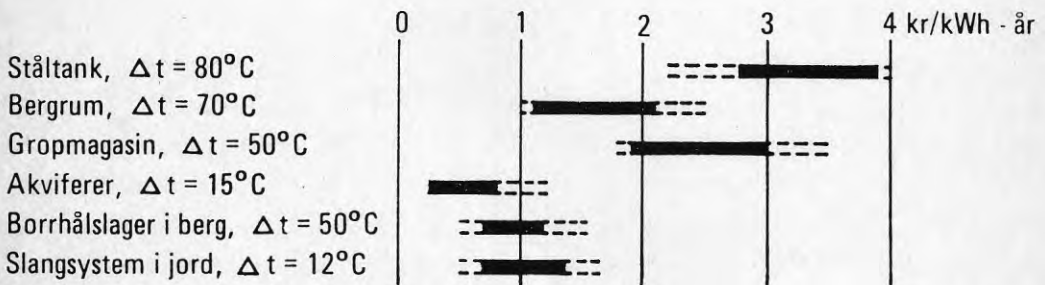
Figur 2.3 Utformning av borrhålslager 60 GWh/år.



Figur 2.4 Kvastformat borrhålsvärmelager i berg.



Figur 2.5 Värmelagring i blockfyllt bergrum.



Figur 2.6 Specifika kostnader för värmelager.

En sammanfattande bedömning av kostnader för värmelagring med olika lagertyper visas i Figur 2.6, Byggnadsforskningsrådet (1985). Dessa kostnader inkluderar ej kostnader för eventuell värmepumpning som kan krävas för att uppnå de angivna temperatursvingen i lagren. Generellt sett kan man troligen ej förvänta sig att anläggningskostnaden för värmelagring med hittills studerad teknik kan komma att understiga ca 1 kr/kWh lagringskapacitet ens vid gynnsamma förutsättningar i stora system. Kostnaden, inklusive alla kostnader för anslutning av lagret, ligger troligen i ett normalfall under gynnsamma omständigheter på nivå ca 1,5 kr/kWh lagringskapacitet. Väsentliga minskningar under dessa nivåer kräver troligen utveckling av nya metoder för värmelagring.

2.4 Värmelagers termodynamiska egenskaper

2.4.1 Borrhållslager

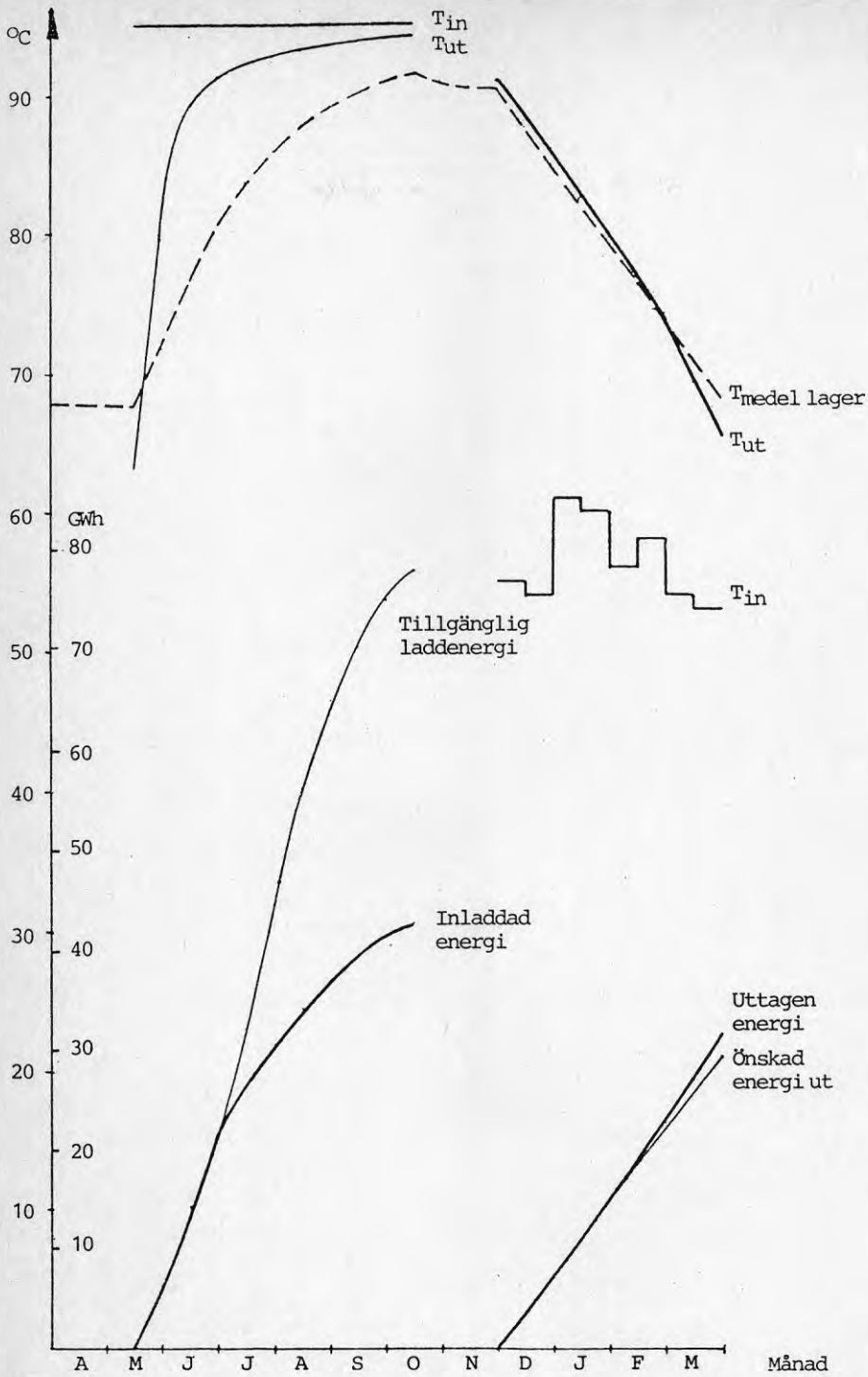
I ett borrhållslager i berg är själva bergmassan det värmelagrande mediet med en lagringskapacitet på ca 0,6 kWh/m³°C. Den stora fördelen med ett borrhållslager är att anläggandet utgör ett litet ingrepp i marken med förhållandevis små kostnader som följd. Den väsentliga nackdelen med ett borrhållslager är den termiska trögheten som sammanhänger med att man är beroende av den konduktiva värmeledningen genom berget för tillförsel och uttag av värme. Detta förhållande illustreras av följande exempel, Emmelin, m fl (1984).

I Figur 2.7 visas principerna för laddnings- och urladdningsförloppet för ett lager som 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 under perioden 15 maj - 15 oktober under 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, 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



Figur 2.7 Laddnings- och urladdningsförloppet för lager 10 MW.

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 värmeväxlingen.

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 värmeväxlare med motriktade flöden. 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".

Beräkningsexemplet visar att den uttagna värmen erhålls med under urladdningen successivt avtagande temperatur, och att den uttagna värmen har en temperatur som är betydligt lägre än laddningsenergin temperatur. Denna kvalitetsförlust behöver inte ha någon betydelse om den uttagna värmen ändå kan nyttiggöras i det system som lagret betjänar. Om lagret är stort i förhållande till systemet som helhet, med en lagerkapacitet större än 10-15 % av det totala energibehovet, och om krav finns på en jämn utmatad effekt under urladdningen kan dock borrhåslagrets termiska tröghet bli besvärande. Detta är bl a skälet till att lagret i Figur 2.7 får ett temperatursving på endast ca 25°C, trots att utrymmet systemmässigt är större. Borrhåslagrens tröghet kan i viss mån kompenseras om de kombineras med korttidslagring i tunnelgallerier enligt Figur 2.3, men detta ger ingen fullständig lösning på problemen.

De relativa lagerförlusterna från ett borrhåslager för säsongsvärmelagring, som drivs utan stöd av värmepump, kommer oftast att ligga i intervallet 10-25 % beroende på lagerstorlek, temperaturnivå och temperatursving.

För små och medelstora borrhåsvärmelager som anläggs från markytan kan det, som tidigare nämnts, ur utrymmessynpunkt vara önskvärt att borra hålen i kvastform med litet avstånd vid markytan och större avstånd vid hålens botten. Lagrets termodynamiska egenskaper försämras då något jämfört med ett parallellborrat lager.

De termodynamiska egenskaperna kan t ex mätas i form av temperaturverkningsgrad, dvs förhållandet mellan medeltemperaturen hos urladdningsenergin resp laddningsenergin. Beräkningar med olika simuleringsmodeller visar att borrhålslängden i ett kvastformat lager med borrhålsavståndet vid botten 2,5 ggr avståndet vid markytan behöver vara ca 5 % längre för att uppnå samma temperaturverkningsgrad som ett parallellborrat lager.

Såsom tidigare nämnts kan utpräglad kvastform komma ifråga endast för relativt små lager, upp till några hundra tusen m³. Sådana lager måste, för konventionella uppvärmningssystem, tömmas med hjälp av värmepump, och en försämrad temperaturverkningsgrad har då mycket marginell betydelse. För stora lager som töms utan värmepump kan ur praktisk synpunkt kvastformen endast bli mycket svag och försämringen i temperaturverkningsgrad då närmast försumbar.

2.4.2 Bergrumslager

I ett värmelager i ett öppet bergrum utnyttjas vatten som värmelagrande medium med en kapacitet på 1,16 kWh/m³°C. I ett blockfyllt bergrum lagras värme i en blandning av sten och vatten med en lagringskapacitet på ca 0,8 kWh/m³°C.

Fördelarna med ett bergrum som värmelager är de goda regleringsmöjligheterna och den relativt höga specifika lagringskapaciteten. Den väsentliga nackdelen är den höga anläggningskostnaden.

Erfarenheterna från de försök som gjorts i relativt stor skala att lagra värme i bergrum, Avesta och Uppsala, visar att det bör vara möjligt att upprätthålla en stabil skiktning mellan överliggande varmvatten och underliggande kallvatten. Problem med intern cirkulation i vattenmassorna p g a strömning vid intags- och utsläppsanordningarna och p g a kallas vid bergrumsväggarna bör kunna bemästras. En viss osäkerhet måste dock anses råda vad beträffar gränsskiktets utseende i ett blockfyllt bergrum.

Möjligheten att upprätthålla en stabil skiktning innebär att värmelagret under hela urladdningsfasen har samma temperatur som laddningsvattnet (bortsett från temperatursänkning p g a värmeförluster till omgivningen). Effektregeringsförmågan och den höga temperaturverkningsgraden innebär klara systemmässiga fördelar jämfört med borrhåslagret.

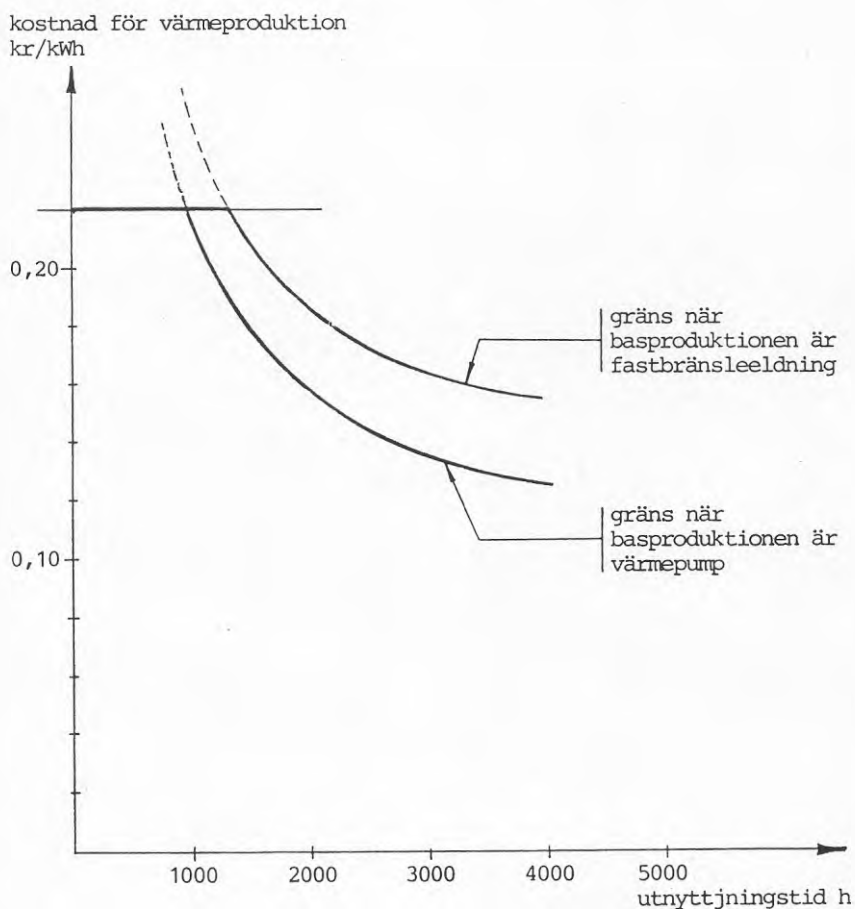
2.5 Förutsättningar för värmelager i system med enbart värmeproduktion

2.5.1 Centrala lager

Avsikten med ett säsongsvärmelager i ett fjärrvärmesät, centralt placerat vid värmeproduktionsanlägg-

ningen, är att man ska kunna ersätta oljeförbränning under perioder med stort värmebehov med ett billigare bränsle. Kostnaden för laddning, lagring och urladdning i värmelagret måste vara lägre än kostnadsskillnaden mellan laddningsenergin och kostnaden för alternativ värmeproduktion. Av kostnadsskäl är då i normalfallet tömning av värmelagret med hjälp av värmepump ej möjlig.

Det ur lagersynpunkt gynnsammaste fallet är när lagret planeras som en del av värmeproduktionsanläggningen och kan ges ett effektivvärde som basproduktionsanläggning. Kostnadsutrymmet för värmelager, inklusive kostnaden för laddningsenergi, ser då i huvuddrag ut som i Figur 2.8, se Emmelin, m fl (1984).



Figur 2.8 Ekonomiskt utrymme för säsongvärmelager.

Investeringskostnaden för värmelagret har uppskattats kunna ligga i intervallet 1-1,5 kr per kWh lagringskapacitet, med den lägre kostnaden för mycket stora system. Kapitalkostnaden för värmelagret blir då 0,07-0,15 kr/kWh (20 års avskrivning 4-8 % realränta). Kostnaden för laddningsenergi, inklusive lagringsförluster, kan i gynnsamma fall ligga på nivån 0,05 kr/kWh (spillvärme, sopförbränningsvärme) och i normalfallet upp mot 0,10 kr/kWh (kol). Med utgångspunkt från dessa förutsättningar kan det i normalfallet ej bedömas vara aktuellt med värmelager vid effektbehov lägre än motsvarande ca 2 000 timmars utnyttjningstid, se Figur 2.8. För det fall att basproduktions-effekt redan finns utbyggd skall värmelagret konkurrera mot endast rörliga bränsleprisskillnader och utrymmet för värmelager blir då mindre.

2.5.2 Lokala lager

En alternativ möjlighet till värmelager i fjärrvärmesystem är lokala lager i anslutning till stora och medelstora abonnentcentraler. Syftet med sådana lager skulle vara att sommartid billig centralt producerad värmeenergi skulle distribueras och lagras lokalt för senare lokalt utnyttjande under vintern. Sådana lager blir i normalfallet så små att de vid tömning endast kan tjäna som värmekälla för en värmepump.

Syftena med sådana lager skulle vara ett vid värmeverket mycket jämt effektbehov, och att förlägga en stor del av den centrala värmeproduktionen till sommarhalvåret. Under vintern skulle värmeverket i huvudsak fungera som spetsproduktionsanläggning. En förstudie av tekniska och ekonomiska förutsättningar för sådana systemlösningar har genomförts, Hydén, m fl (1984). Denna visar att det krävs en kraftigt säsongsdifferentierad fjärrvärmeförbrukning för att en sådan systemlösning ska bli intressant. Den rörliga energikostnaden måste vara 0,15-0,2 kr/kWh lägre på sommaren än på vintern för att det ska bli lönsamt för konsumenten. Detta kan vara svårt att åstadkomma, eftersom säsongsdifferentieringen i en befintlig fjärrvärmeanläggning i huvudsak endast speglar variationen i den rörliga bränslekostnaden. Förutsättningar för en så stark taxedifferentiering kan i första hand föreligga vid nyanläggning av ett system som optimerats i dessa avseenden.

2.6 Förutsättningar för värmelager i system med kraftvärmeproduktion

2.6.1 Allmänt

Den stora osäkerheten som allmänt gäller vad beträffar långsiktiga bränsleprisutvecklingar gäller i hög grad för kraftvärmeverk.

Kostnaden i framtiden för att driva ett kraftvärmeverk är beroende av både prisutvecklingen på bränsle och eltariffernas utveckling.

Eltarifferna är idag, och under en tid framöver, låga och stabila jämfört med kostnaderna för andra bränslen. Tarifferna kan dock påverkas starkt om elkonsumtionen förändras snabbare än vad som idag förutses. En stor osäkerhet är härvid utvecklingen av industrins elbehov. I delutredningen "Den eltunga industrins långsiktiga utveckling" till EK81 förutspås en elförbrukning inom industrin totalt år 2010 på mellan 45 och 75 TWh. 1980 var denna 39 TWh. Uppenbarligen kan förutsättningarna för elprognoser snabbt förändras inom vida ramar.

Mot sekelskiftet kommer eltarifferna ävenledes sannolikt att påverkas starkt av programmet för kärnkrafts-utvecklingens genomförande.

2.6.2 Prognos för elproduktionens utveckling till år 2010

Som bas för nedanstående prognos för elprisutvecklingen förutsätts elbehovet år 1990 ha ökat till 127 TWh för att därefter plana ut på 140 TWh från och med år 2000 till 2010. Denna ansats överensstämmer relativt väl med grundlastnivåerna i kraftbalansstudier som gjorts inom Kraftverksföreningen.

Elbehovsutvecklingen är följaktligen endast något ändrad mot den utveckling som bland annat antagits i, Dahlroth (1982).

I de kraftbalansstudier som ingick i den rapporten antogs relativt hög energiproduktion från främst vattenkraften år 1990. Den antagna fullt utbyggda kraftvärmekapaciteten år 2000 var även enligt senare bedömningar väl hög.

Antagligen kommer inte vattenkraften under ett normalår att ge över 63 TWh omkring 1990. En viss utbyggnad upp till 65 TWh förutses dock i denna rapport fram till sekelskiftet.

Kraftvärmeutbyggnaden kan väntas bli lugn fram till mitten eller slutet av 90-talet. Främst torde detta bero på de anläggningar för enbart hetvattenproduktion som under den närmaste tiden tas i drift i fjärrvärmenäten. De framtida värmeleveranserna förefaller även bli lägre än vad som tidigare förutsetts.

Enligt bedömningar i EK81:04 "Så kan vi värma Sverige", EK81 (1983) torde den maximala kraftvärmeproduktionen uppgå till cirka 13-14 TWh. Bedömningar av Statens Energiverk pekar på den lägre nivån och eventuellt ännu något mindre. Detta skulle motsvara en total eleffekt i kraftvärmeverk på cirka 3 000 MW med utbyggnad under mitten och slutet av 90-talet. Det vanligaste bränslet förefaller bli kol. Torv, flis

och i någon mån gas kan komma till användning, men innebär kostnadsmässigt inte någon större förändring.

Idag befintliga oljebaserade kraftvärmeverk kommer med stor sannolikhet att konverteras till kol före sekelskiftet.

Ovanstående innebär att den förväntade elproduktionen i kraftvärmeverk sannolikt inte överstiger 13 TWh. Produktionskostnaden kan antas motsvara kostnaden för koleldad kraftvärme.

Den industriella mottrycksproduktionen av el antas inte överstiga 6 TWh vid sekelskiftet. Denna produktion antas samtidigt ha konverterats till fasta bränslen. Kostnadsbilden för det industriella mottrycket är svår att uppskatta. Troligen kommer den dock att ligga någonstans mellan kostnaden för koleldad kraftvärme och kolkondens.

Ovanstående innebär att kolkondens antagligen måste införas i relativt stor omfattning till år 2000.

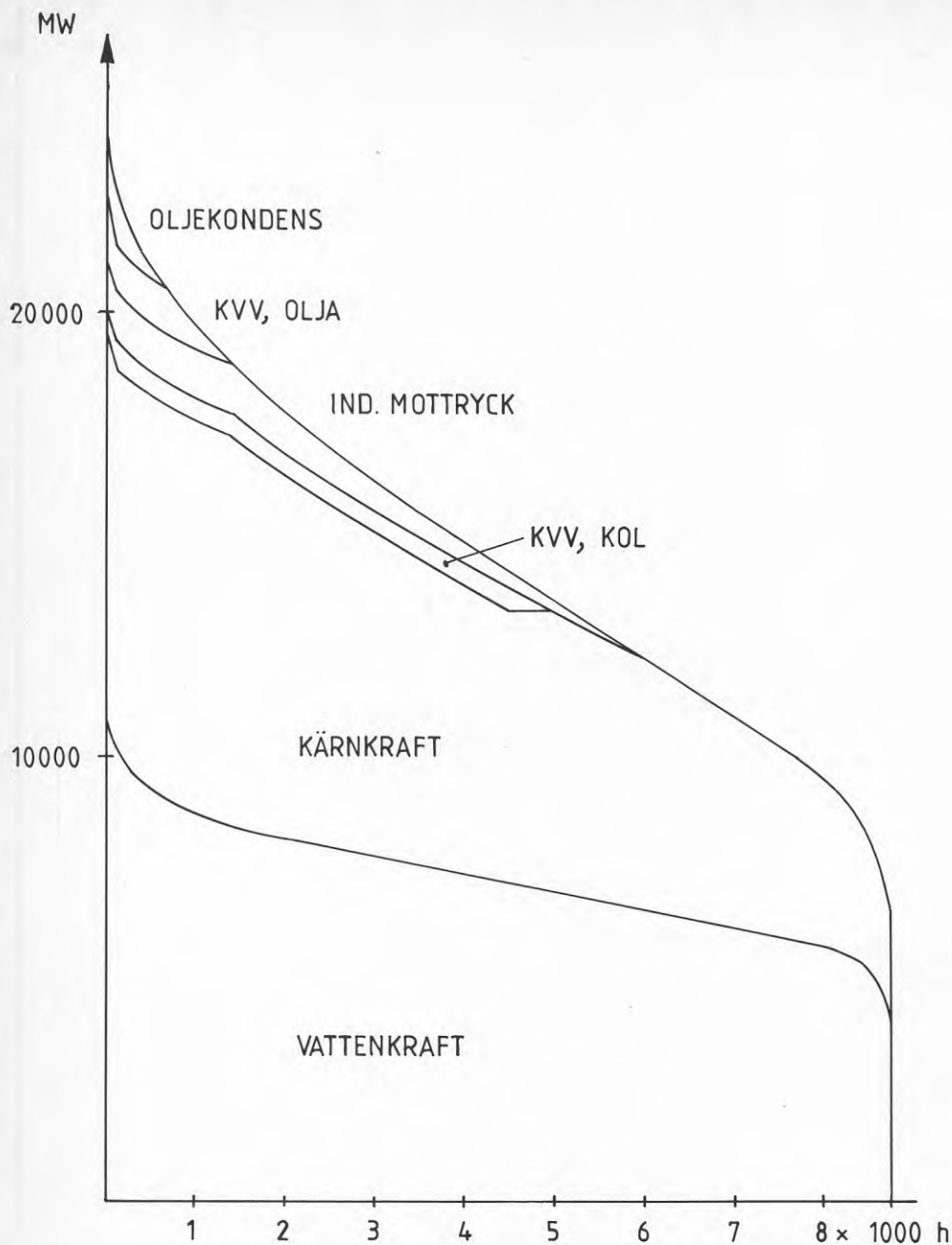
För denna rapport antas en fördelning av kraftslagen för elproduktion enligt Tabell 2.1.

Tabell 2.1 Antagen fördelning av kraftslag för elproduktion

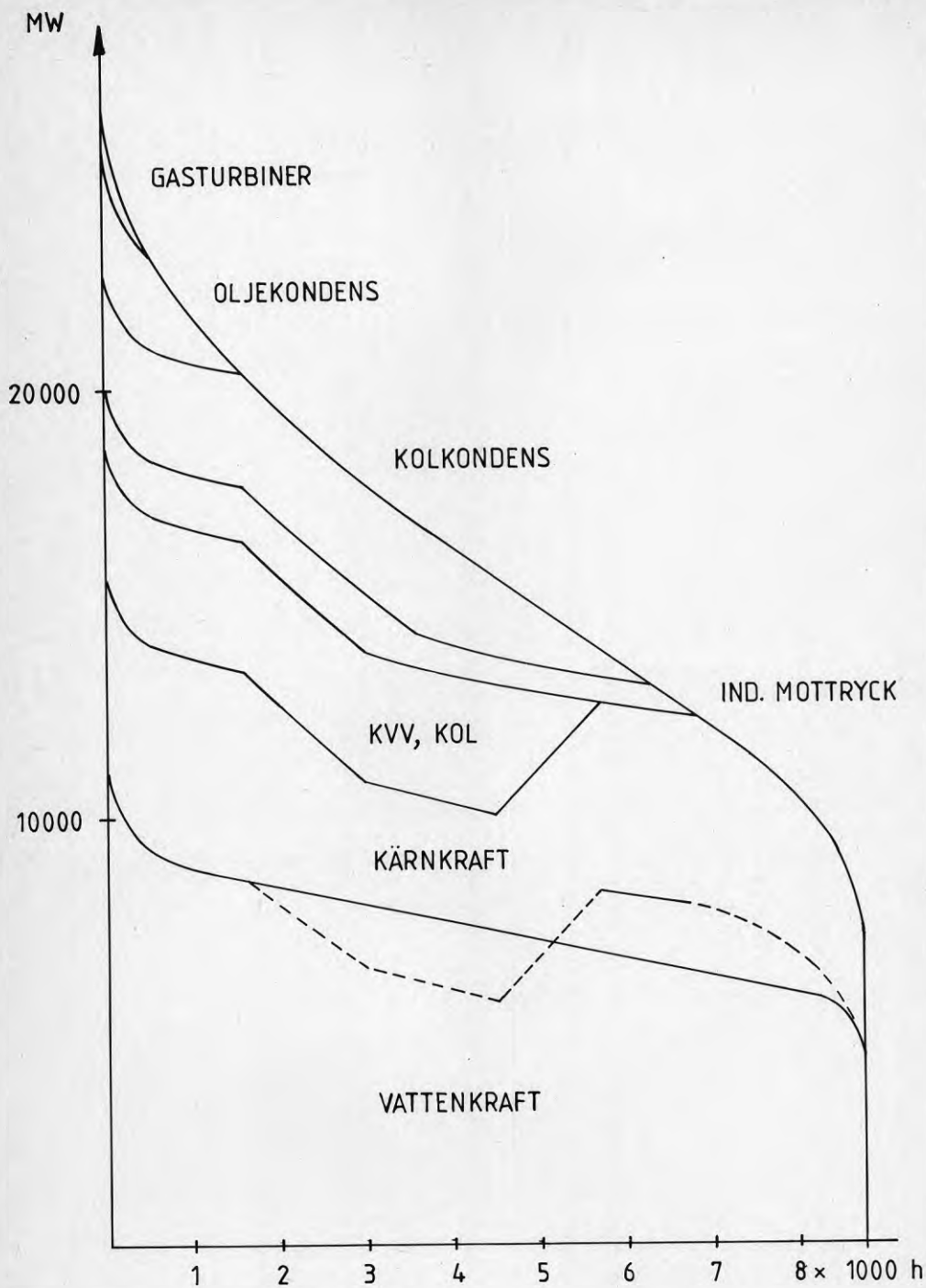
	År 1990		År 2000	
	MW	TWh	MW	TWh
Vattenkraft	15 800	63,0	16 200	65,0
Kärnkraft	9 440	56,7	6 310	38,7
KVV, kol	470	2,0	4 000	13,0
Ind mottryck	1 270	3,8	1 580	6,0
Kolkondens	-	-	3 000	15,0
KVV, olja	1 610	1,1	-	-
Oljekondens	2 540	0,4	2 540	2,1
Gasturbiner	1 800	-	1 800	0,2
Summa		127,0		140,0

För den genomsnittliga elproduktionskostnaden är ovanstående tabell tillräckligt underlag för en grov prognos. Om man vill åstadkomma en prognos över de kortsiktiga marginalkostnaderna, måste den antagna elproduktionen läggas in i varaktighetsdiagram för respektive år, se exemplen i Figur 2.9 för åren 1990 och 2000. För dessa antas att lätt reglerbar vattenkraft bidrar till täckning av belastningstoppen. Vattenkraften får även utjämna förändringen i produktionsmixen då kraftvärmeverk går in. Dessas drift är ju starkt styrd av fjärrvärmenätens värmebehov över året.

För ett driftfall omkring 2010 antas här att all kärnkraft ersätts med kolkondens.



Figur 2.9a Varaktighetskurva för elproduktionen år 1990.



Figur 2.9b Varaktighetskurva för elproduktionen år 2000.

Det bör poängteras att de resulterande varaktighetsdiagrammen ger en starkt förenklad bild av en faktisk produktionssituation.

2.6.3 Bränslepriser

Med ovanstående förutsättningar kan elproduktionskostnaden kopplas till bränslepris och kostnadsutveckling för vattenkraft, kärnbränsle, olja och kol.

I denna studie används likartade förutsättningar som i ett flertal tidigare utredningar. Här antas således att varken kärnbränsle eller fossila bränslen kommer att öka Realt i pris under 80-talet. En viss real prisökning förväntas under 90-talet. För kärnbränsle och kol förväntas att bränslepriset ökar Realt med 1 % per år under 90-talet. För olja antas en realprisökning på 3 %.

Bränslekostnaderna i 1982 års prisnivå har beräknats till

Kärnbränsle	4,6 öre/kWh _{el}
Ångkol	5,6 öre/kWh
Olja (bränslepris C)	10,2 öre/kWh
Gasturbinbränsle	19,6 öre/kWh

För de totala rörliga produktionskostnaderna tillkommer energiskatter och avgifter, typ beredskapsavgifter och farledsavgifter. Dessa skatter och avgifter påverkar direkt kraftföretagets produktionskostnad.

För den industriella mottrycksproduktionen är produktionskostnaden som nämnts svår att ange, eftersom bark och lutar till en del används som bränsle. Här antas att produktionskostnaden ligger mellan produktionskostnaden för koleldad kraftvärme och oljeeldad kraftvärme.

2.6.4 Eltariff - produktionskostnader

Hittills har eltarifferna huvudsakligen följt någon typ av medelprissättning. En viss differentiering har dock efter hand införts.

Införandet av avkopplingsbara och avbrytbara elleveranser är i praktiken också en typ av differentiering av eltarifferna. Den begränsade differentieringen torde vara att finna i att vattenkraft och kärnkraft har svarat för, och kommer att svara för, den dominerande energiproduktionen under hela 80-talet och stora delar av 90-talet.

I och med kärnkraftens avveckling uppstår antagligen behov av kolkondens. En stor del av kraftsystemet

ersätts av ett produktionsslag med högre rörliga kostnader än kärnkraften. De rörliga kostnaderna kommer att variera kraftigare än tidigare över året.

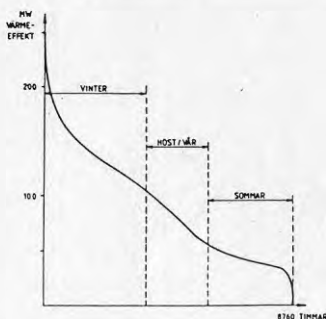
Enligt tämligen allmänt accepterade teorier bör energiavgiften motsvara den kortsiktiga marginalkostnaden för produktion och distribution. Produktionens marginalkostnad varierar kraftigt under året. Idealt ges marginalkostnaden vid varje tillfälle av det kraftslag i drift som har den högsta rörliga produktionskostnaden. I praktiken nöjer man sig med ett begränsat antal marginalvärden som beräknats som genomsnittsvärden under respektive perioder.

Kraftverksföreningens taxekommitté har föreslagit följande periodindelning, som markerats i varaktighetsdiagrammet, Figur 2.10:

Vinter	november-mars	(3 660 h/år)
Höst	september-oktober	(2 200 h/år)
Vår	april	(2 900 h/år)
Sommar	maj-augusti	(2 900 h/år)
Höglast	måndag-fredag kl 06 00-22 00	
Låglast	övrig tid under veckan	
Period I	vinter höglast	0 - 1 730 h
Period II	vinter låglast höst/vår höglast	1 730 - 4 670 h
Period III	höst/vår låglast sommar höglast	4 670 - 7 220 h
Period IV	sommar låglast	7 220 - 8 760 h

Den föreslagna periodindelningen används i det följande. Däremot är indelning under dygnet i höglast och låglastperioder inte relevant för den noggrannhet som här kan åstadkommas.

I denna utredning beräknas därför endast data för vinter, höst/vår samt sommar motsvarande ungefärligen upp till respektive 3 600, 5 800 och övrig tid i ett varaktighetsdiagram.



Figur 2.10 Varaktighetsdiagram för värmebehov med säsongsindelning.

För den totala kostnaden bör såväl de marginella kostnaderna för delar av det centrala överförings-systemet som kostnaderna för de marginella överföringsförlusterna medtas.

De faktiska marginalkostnaderna är i brist på tillräckligt underlag ofullständigt kända. Dock framgår generellt att marginalkostnadsökningen är kraftig under 90-talets senare hälft. Förändringen är starkt markerad för vinterperioden, men är betydligt mindre påtaglig för sommarperioden.

Med utgångspunkt från de energimängder som inryms i varje period kan årsmedelkostnaden beräknas för ett normalår. Med antagna data innebär detta att årsmedelkostnaden för ett år, typ det som antagits för 1990, är omkring 14 öre/kWh. För den antagna situationen för året 2000 är medelkostnaden omkring 29 öre/kWh.

De marginalkostnader som gäller vid gjorda antaganden är följande::

Period	Vinter	Höst/vår	Sommar
År 1990	17	11	10
År 2000	40	19	13

Värdena är som nämnts ovan ungefärliga. Det förefaller dock som om att en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad, även när den beräknas som ett genomsnitt per tariffperiod, ger större intäkter än vad som anges av genomsnittskostnaderna för ett helt år. För tydlighetens skull bör noteras att detta gäller framför allt när kraftsystemet kommer att innehålla ett inslag av kolkondens. Under denna period kommer intäkterna från en marginalprissättning, grovt sett, att fördubblas.

För det följande antas två skilda utvecklingar av eltarifferna. Dels antas att marginalkostnadsprincipen tillämpas fullt ut. Dock med reservationen att periodens genomsnittliga marginalkostnad används. Denna utveckling benämns nedan som STARK variation av eltarifferna. Dels antas en eltariffutveckling som i det följande benämns som en MÅTTLIG variation. Med detta avses att eltariffen differentieras men istället för den genomsnittliga marginalkostnaden utnyttjas den genomsnittliga produktionskostnaden inom varje period.

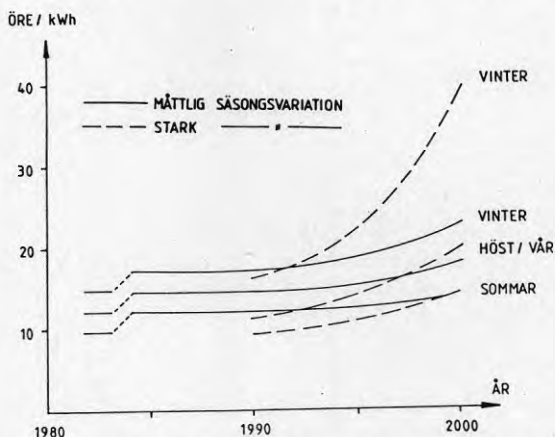
2.6.5 Utveckling av eltariffen

Den slutliga eltariffen mot abonnent är sammansatt av ett flertal poster. De utslagsgivande är fasta och rörliga kostnader för elproduktion. Till detta förs kapitalkostnader och överföringskostnader i distributionsnätet. Hit hör även transformeringskostnader till 130 kV-nivån och lägre.

Rent allmänt ökar naturligtvis de fasta distributions- och överföringskostnaderna ju lägre spänningsnivån är.

Samma resonemang innebär följaktligen att en ökande produktionskostnad inte ger samma genomslag på eltariffen. Den procentuella ökningen hos abonnenten blir också lägre, ju lägre den abonnerade spänningsnivån är.

Diagrammet i Figur 2.11 visar den, för denna studie, prognoserade högspänningseltariffen fram till år 2010.



Figur 2.11 Antagen utveckling av högspänningseltariffen.

2.6.6 Värmeproduktionskostnad från kraftvärmeverk

Ett kraftvärmeverk producerar el och värme samtidigt. Kvoten mellan elproduktion och värmeproduktion vid en driftpunkt, kallas vanligen elutbytesfaktorn eller α (alfa).

För denna utredning antas en situation där all producerad el från ett kraftvärmeverk kan få avsättning inom distributionsområdet. Vinsten vid elproduktion är då direkt den uteblivna kostnaden för att köpa el mot eltariffen.

Kostnaden utgörs av kapitalkostnader och de rörliga drift- och underhållskostnaderna för kraftvärmeverket. De kostnader som täcks via uteblivna elköp kan med elbytesfaktorn räknas om till en resulterande värmeproduktionskostnad. Minskningen i abonnemangsavgift 20 kr/kW_{e1} och effektaggift 5 kr/kW_{e1} antas uppvägt av en tillkommande avgift på 25 kr/kW_{e1} i fast avgift för reservkraft för kraftvärmeverket.

För ett nytt kraftvärmeverk kan elutbytesfaktorn ligga mellan 0,5-0,62 beroende av storlek. Totalverkningsgraden antas vara 0,87.

Här antas att ett nytt kraftvärmeverk för 50 MW och 100 MW värme kostar 6 000 kr/kW_{el}. För enkelhetens skull antas att den specifika marginalkostnaden vid en effektändring även är 6 000 kr/kW_{el}. I enlighet med, VAST (1984) antas att de marginella personalbehoven och -kostnaderna motsvarar ungefär 160 kr/kW_{el}.

Med en realränta på 4 % och 25 års avskrivning kommer de fasta årskostnaderna att uppgå till 544 kr/kW på elsidan. Omräknat till värmesidan vid en elutbytesfaktor på 0,5 blir det ungefär 270 kr/kW,år.

Effektillgängligheten för elproduktion antas under driftsäsong uppgå till 91 %. Övrig el antas köpt till den yttersta marginalkostnaden, vilket under vinterperioden motsvarar gasturbinproduktion.

För värmeproduktionen antas 97 % energitillgänglighet. Reservvärme antas producerad i oljepannor för tjockolja.

De rörliga värmekostnaderna vid stark resp måttlig variation av eltariffen blir (resultatet med STARK säsongsvariation presenteras först) med ovanstående antaganden enligt följande:

Medelstort kraftvärmeverk: $\alpha = 0,5$
(värmekostnad i öre/kWh)

	1990	1995	2000	2010
Vinter	6,5/6,2	2,3/6,1	-1,9/5,7	-2,6/4,6
Höst/vår	8,9/7,4	8,1/7,8	7,3/8,1	6,4/6,7
Sommar	9,7/8,4	9,9/9,1	9,9/9,8	6,4/8,6

Stort kraftvärmeverk: $\alpha = 0,6$
(värmekostnad i öre/kWh)

	1990	1995	2000	2010
Vinter	6,3/6,3	1,2/5,7	-4,0/5,1	-4,7/3,8
Höst/vår	9,1/9,1	7,8/7,0	7,1/8,0	5,9/6,2
Sommar	10,1/10,1	9,9/9,0	10,3/10,1	5,9/8,5

Resultatet är presenterat med en skenbar precision, och ska endast användas för att ge en uppfattning om i vilken riktning resultaten pekar.

Vid en STARK differentiering kommer ett kraftvärmeverk med givna antaganden att ge avsevärda intäkter under vinterperioden någon gång efter 1995.

Det bör samtidigt betonas att även små avvikelser från den förväntade elprognosen ger stora utslag på de kortsiktiga marginalkostnaderna och åtföljande stor spridning av beräkningsresultatet.

2.6.7 Dimensionering av produktionsenheter

För en grov optimering av aggregatstorlekar, då två eller fler produktionsslag ingår i systemet, uppritas

enklast de olika alternativens kostnadskarakteristika i ett diagram.

Alla fasta kostnader normeras till kr/kW och år. De rörliga kostnaderna anges i kr/kWh. De ackumulerade kostnaderna per installerad kW speglas normalt av en rät linje som funktion av drifttiden. Den rörliga kostnaden motsvaras av linjens lutning.

Skärningen mellan två linjer visar vid vilken drifttid som två produktionsslag uppvisar samma totalårskostnad. Överfört till ett så kallat konsekutivt varmelastdiagram motsvarar skärningspunkten den marginella utbyggnad av effekt, som ger en lika stor ökning i totala fasta årskostnader som minskningen av de rörliga årskostnaderna totalt.

I exemplet i *Figur 2.12*, visas de rörliga kostnaderna för en befintlig oljeeldad värmecentral. En ny fastbränsleeldad central kännetecknas av lägre rörliga kostnader och en fast hög kapitalårskostnad.

Metoden ger en grov angivelse av ekonomisk storlek för ett nytt produktionsslag. När enheten väl är installerad är det emellertid för varje tillfälle de lägsta rörliga kostnaderna som avgör driftstrategin.

Vid dimensionering av flera produktionsenheter väljs aggregatstorlek inom det spann då det uppvisar lägst årskostnad, dvs i utrymmet mellan två skärningspunkter.

När ett kraftvärmeverk ska dimensioneras är dimensioneringen något mer indirekt.

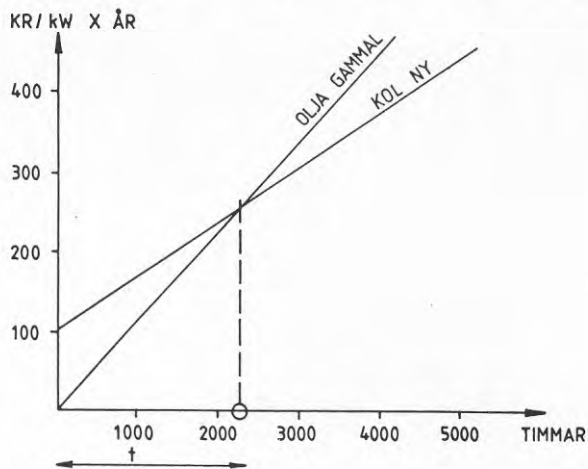
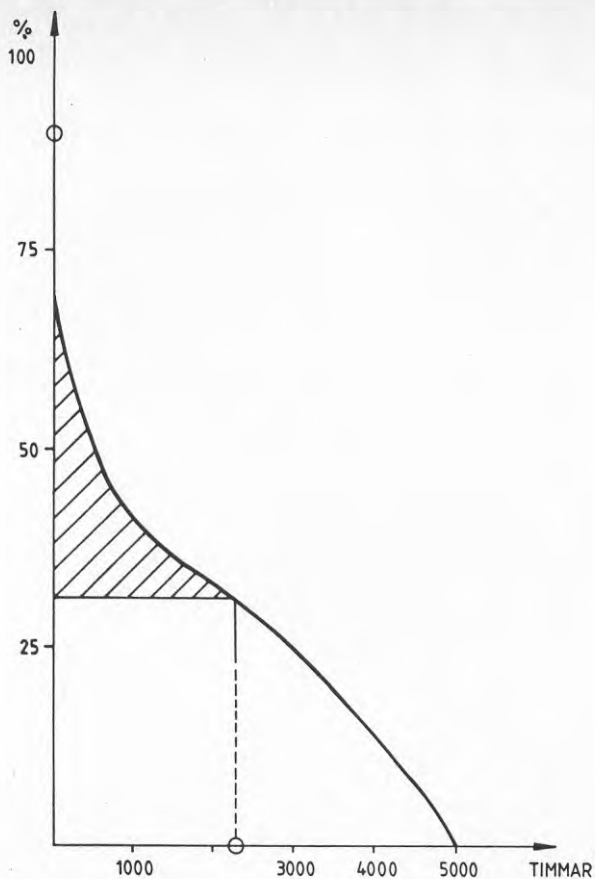
Varaktighetskurvor delas lämpligen upp i delar av år. Varje del antas ha ett fast elpris.

Kostnadskarakteristik för de tänkbara produktionsenheterna markeras inledningsvis enbart för vinterperioden. En dimensionering av lämpliga aggregatstorlekar utförs enligt metoden ovan.

De enheter som beräknats för vinterperioden markeras för höst/vår-perioden med de elpriser som gäller. Härvid ska inte de fasta årskostnaderna markeras, eftersom hänsyn till dessa redan är tagen vid dimensioneringen i föregående steg. Genom ändrade förutsättningar, för exempelvis värmebehov, är eventuellt en eller fler av enheterna inte disponibla under höst/vår.

Om utrymme finns att installera ytterligare kapacitet, dvs belastad även med de fasta årskostnaderna, dimensioneras effektstorlek enligt samma metod som tidigare.

Samma beräkning utförs slutligen för sommarperioden. Slutligen justeras den fullständiga produktionsbilden med hänsyn till de enheter som valts från höst/vår och sommarperioderna.



Figur 2.12 Typisk kostnadskarakteristik för värmeproduktion med ny koleldning och existerande oljeeldning. Redan gjorda investeringar beaktas ej.

All värmelast med utnyttjningstid kortare än t skall täckas med oljeeldning.

2.6.8 Kostnadskarakteristik vid samkörning kraftvärmeverk och säsongsvärmelager

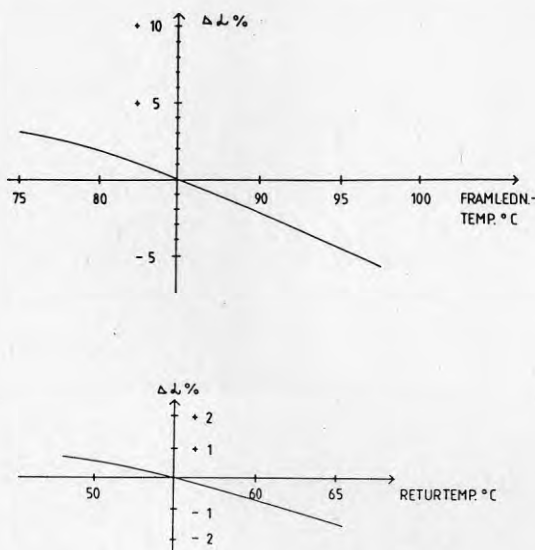
Praktiskt brukar kraftvärmeverks maximala värmeeffekt uppgå till cirka 50 % av det sammanlagrade värmeeffektbehovet. Teoretiskt borde det därigenom kunna täcka 95 % eller mer av det årliga behovet i fjärrvärmenätet. I det praktiska fallet kan dock kraftvärmeverket väntas täcka 80-85 % av årsenergibehovet. Orsakerna är främst reglersvårigheter och ogynnsamma eltariffer, men till en del också begränsad tillgänglighet.

En förlustfri säsongslagring av värme skulle innebära dels att all olja ersätts av fastbränsle såväl under topplasttid som sommartid och dels att det finns möjlighet att producera mer el och koncentrera produktionen mot vinterperioden.

Samkörning med ett säsongslager leder till förhöjda fjärrvärmtemperaturer. Detta inträder dels vid uppladdning av lagret mot slutet av en laddningsperiod. Dels inträder det vid urladdning vintertid.

Kraftvärmeprocessens elverkningsgrad är beroende av såväl framledningstemperatur som returledningstemperatur i fjärrvärmekretsen.

Sambandet framgår av Figur 2.13.



Figur 2.13 Elutbytesfaktorns beroende av fjärrvärmtemperatur.

Den väsentliga kostnaden för en reducerad elverkningsgrad uppstår under vinterperioden. Då levereras merparten av el- och värmeenergin. Samtidigt är el-tarifferna som högst.

Nedan har påverkan på elutbytesfaktorn beräknats för olika storlekar på ett säsongslagers kapacitet i förhållande till årsenergibehovet. Den resulterande värmeproduktionskostnaden från kraftvärmeproduktion har angivits enbart för vinterperioden. Värmekostnaden är beräknad med oförändrade data på effekt- och energitillgänglighet hos kraftvärmeverket jämfört med ovan. Första värdet anger värmekostnaden vid STARK säsongsvariation.

Värmekostnad under vinterperioden för medelstort kraftvärmeverk ($\alpha = 0,5$) och säsongsvärmelager (öre/kWh_{värme}):

Lagerstorlek av årsenergi	Elutbytes- förlust	Värmekostnad öre/kWh		
		År 1995	År 2000	År 2010
0 %	0 %	2,3/6,1	-1,9/5,7	-2,6/4,6
10 %	3 %	2,7/6,6	-0,9/6,4	-1,8/5,3
15 %	4,5 %	3,0/6,9	-0,4/6,8	-1,2/5,8
20 %	6,2 %	3,3/7,2	+0,2/7,2	-0,6/6,2

Det är sannolikt att energitillgängligheten för värmeleveranser kan ökas högst väsentligt vid samkörning med ett säsongslager. Motsvarande beräkningar blir sålunda vid en 100 %-ig energitillgänglighet enligt följande.

Värmekostnad under vinterperioden för medelstort kraftvärmeverk vid 100 % tillgänglighet ($\alpha = 0,5$) och säsongsvärmelager (öre/kWh_{värme}):

Lagerstorlek av årsenergi	Elutbytes- förlust	Värmekostnad öre/kWh		
		År 1995	År 2000	År 2010
0 %	0 %	2,3/6,1	-1,9/5,7	-2,6/4,6
10 %	3 %	2,2/6,2	-1,6/6,0	-2,2/1,6
15 %	4,5 %	2,5/6,5	-1,1/6,4	-1,6/2,1
20 %	6,2 %	2,8/6,8	-0,5/6,8	-1,0/2,6

Det förefaller som om säsongslagringen påverkar kraftvärmeproduktionen i begränsad omfattning, så länge som lagervolymer inte överstiger 10 % av årsvärmeenergin.

För ett stort kraftvärmeverk ($\alpha = 0,6$) blir värmekostnaden under vinterperioden med säsongslager och energitillgängligheten 100 % (öre/kWh_{värme}):

Lagerstorlek av årsenergi	Elutbytes- förlust	Värmekostnad öre/kWh		
		År 1995	År 2000	År 2010
0 %	0 %	1,2/5,7	-4,0/5,1	-4,7/3,8
10 %	3 %	1,5/6,0	-3,4/5,6	-4,1/4,4
15 %	4,5 %	1,9/6,3	-2,8/6,1	-3,4/4,9
20 %	6,2 %	2,4/6,7	-2,1/6,7	-2,6/5,5

Vid högre värden på elutbytesfaktorn påverkas resultatet starkare i negativ riktning vid ökande lagerstorlek.

Det förefaller med andra ord som om säsongslagring, ur rörlig kostnadssynpunkt, är mindre gynnsam vid stora kraftvärmeverk än vid små.

2.6.9 Dimensionering av optimal säsongslagerstorlek

Dimensionering av lagerstorlek kan grovt utföras med samma metod som angivits ovan, avsnitt 2.6.7.

Vissa begränsningar av såväl lager som laddningsenergi gäller.

Normalt kan inte ett lager ges ett effektvärde. Lagret kan dock utföras för en större momentant uttagbar effekt genom att öka vattenvolymen. Uttagbar effekt kan komma att sjunka exponentiellt med tiden. På samma sätt kan inmatad energimängd minska vid inlagringsförloppet.

Detta betyder bland annat att laddningsenergin kostnad blir beroende dels av förluster vid värmeproduktionen och under värmelagringen och dels till vilken kostnad laddningsenergin kan produceras. I kraftvärmefallet är det följaktligen viktigt att uppladdning kan ske vid fördelaktiga eltariffer, och därmed låga värmekostnader.

När en optimering utförs i ett konsekutivt värmelastdiagram bör även beaktas att endast hälften av den totalt tillgängliga laddningsenergin kan utnyttjas för vinterbehovet.

Den specifika kostnaden för ett säsongslager bedöms under gynnsamma omständigheter uppgå till ca 1 kr/kWh vid en förväntad utnyttjningstid på omkring 1 000 timmar/år.

Lagringsförlusten antas uppgå till 20 %.

Realräntan antas vara 4 %. Vid en avskrivningstid på 25 år blir annuiteten 6,4 % per år mot 5,8 % per år vid avskrivningstiden 30 år. En förlängd avskrivningstid kommer således inte att avsevärt påverka de fasta kostnaderna.

Om en ekvivalent lagereffekt definieras som kvoten mellan lagerenergi och utnyttjningstid kan den specifika lagerkostnaden anges till cirka 1 000 kr/kWh.

Beroende på val av realränta och avskrivningstid kan nu lagrets årliga kapitalkostnad markeras i ett kostnadsdiagram som tidigare.

Bestämningen av produktionsenheternas storlek blir iterativ med ett lager. På samma sätt som tidigare görs dimensioneringen först för vinterperioden.

Inledningsvis måste lagrets storlek, och därmed utnyttjningstid, gissas. Storleken ger underlag för att beräkna dels lagrets specifika kostnad och därmed dess kapitalårskostnad. Dels kan erforderlig tid för uppladdning beräknas, vilket i sin tur ger information om vad laddningsenergin kostar. Kostnaden för lagrets värmeleveranser till fjärrvärmenätet beräknas då hänsyn tagits till lagerförlusterna. Det är denna rörliga kostnad som inritas i kostnadsdiagrammet.

Lagrets ekvivalenta effekt erhålls ur kostnadslinjen för säsongslagret och befintlig oljeeldning. Därefter måste kontrolleras att den härigenom dimensionerade lagervolymer inte kräver mer uppladdningsenergi än vad som ansatts. Om det är fallet måste en längre uppladdningstid väljas, varigenom i regel laddningsenergin måste åsättas ett högre pris.

Då antagen lagerenergi överensstämmer med den optimala är lagervolymer bestämd. Nu upprepas förfarandet för sommarperioden, alternativt för den tid då kraftvärmeverket inte kan köras på grund av regleringsbegränsningar.

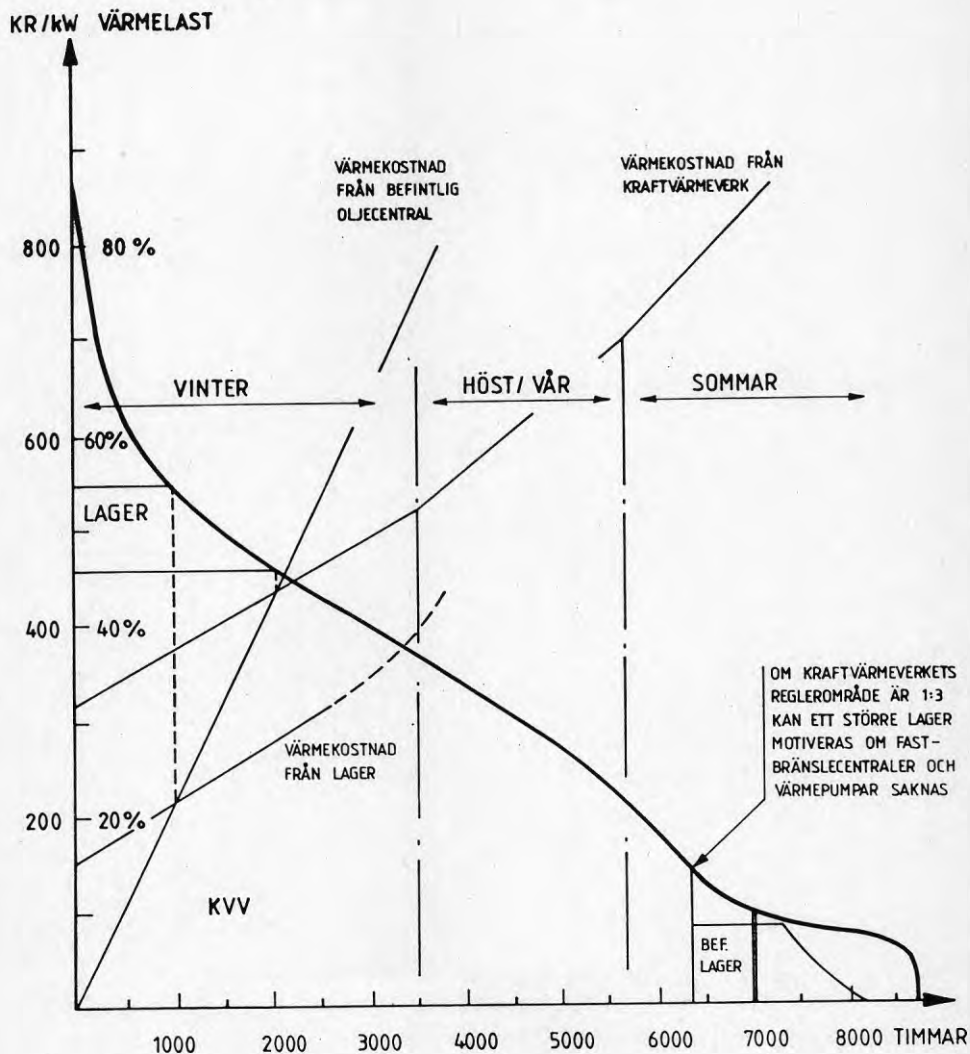
Den optimala säsongslagervolymer kommer att öka med ökande eltariffer. På grund av den starkt begränsade energimängd som krävs för att täcka spetsvärmebehovet kommer lagerstorleken dock att hålla sig inom relativt snäva ramar. En marginalutbyggnad av lagerstorleken innebär snabbt mycket korta drifttider. Härigenom slår de fasta kostnaderna hårt.

Ökande eltariffer innebär även att ett kraftvärmeverk dimensioneras för en större effekt. Ett säsongslager flyttas på så vis ytterligare upp mot de rena spetsvärmebehoven.

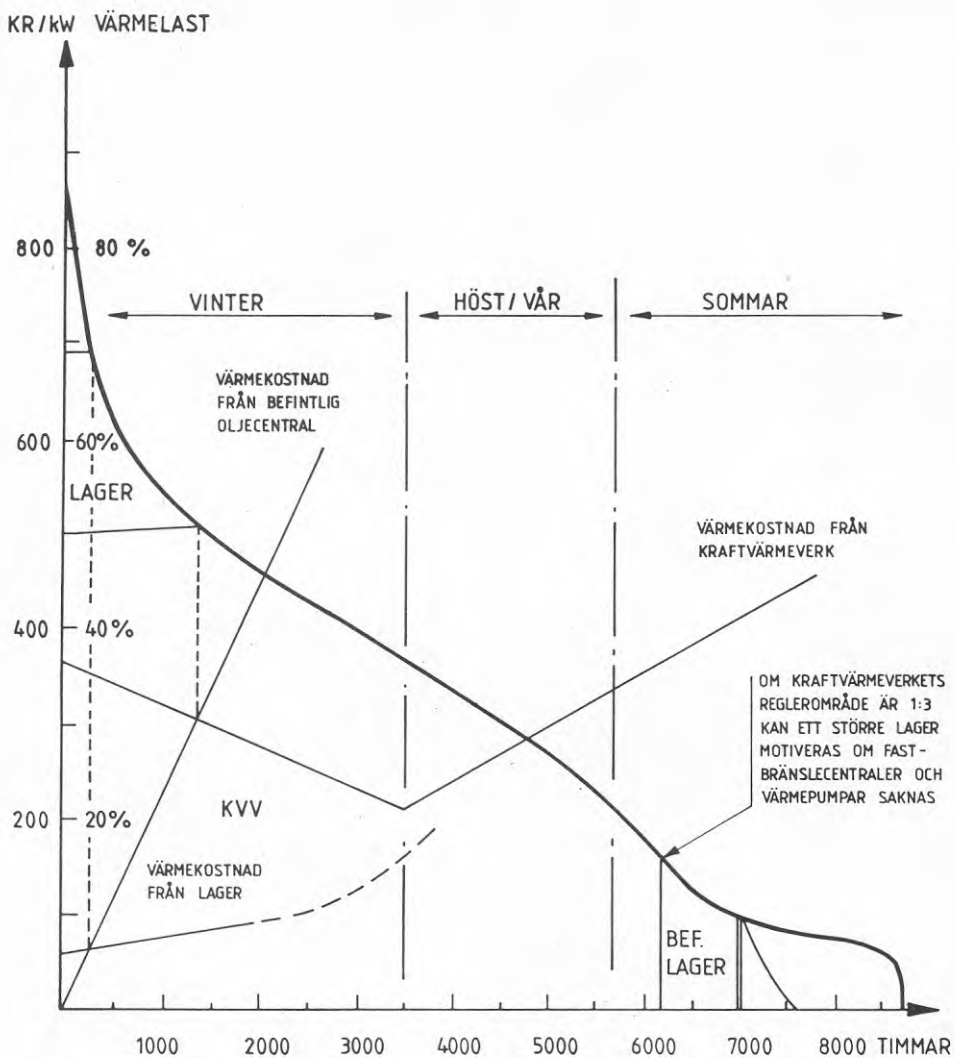
En viss ökning av lagerstorleken kan komma ifråga för att täcka ytterligare andelar av sommarbehovet i fjärrvärmenätet. Detta är aktuellt för det fall att endast oljeeldade hetvattencentraler finns tillgängliga för värmeproduktionen och eltariffen följer alternativet med STARK variation.

Figur 2.14 visar optimal lagerstorlek för två representativa beräkningsfall. Dels visas lagervolymer med ett mindre kraftvärmeverk och MÅTTLIG variation år 2000. Dels visas lagervolymer med ett stort kraftvärmeverk och STARK variation år 2010. Lagervolymer har

beräknats med de kostnadsdata som gäller specifikt för respektive år.



Figur 2.14a Optimal lagerstorlek är 2000 för mindre kraftvärmeverk ($\alpha = 0,5$). Måttlig säsongsvariation av eltariffen.



FIGUR 2.14 b

OPTIMAL UGNSTORLEK ÅR 2010 FÖR
STORT KRAFTVÄRMEVERK ($\alpha = 0,6$)
STARK SÄSONGSVARIATION AV ELTARIFFEN

Figur 2.14b Optimal lagerstorlek år 2010 för stort kraftvärmeverk ($\alpha = 0,6$). Stark säsongsvariation av eltariffen.

Den optimala lagervolymen motsvarar mellan 5 och 7 % av fjärrvärmenätets årsvärmebehov.

Om enbart kraftvärmeverket och oljebaserad värmeproduktionskapacitet finns i nätet, kan säsongslagret leverera värme både vintertid och för sommarperioden. Säsongslagret kommer då maximalt att leverera värme motsvarande ungefär 15 % av årsenergin. Olja är alltid lämplig för den yttersta spetsvärmeproduktionen.

Genom samkörning med säsongslagret kommer kraftvärmeverket att producera mer el under ett normalår.

Med här givna data ökar elproduktionen med i storleksordning 5 à 6 %. Den ökade elproduktionen äger rum under höstperioden.

Om inga fastbränsleeldade hetvattencentraler eller värmepumpar finns i nätet, kan elproduktionen maximalt ökas ytterligare omkring 5 %.

En del av denna elproduktionsökning beror dock på lagerförlusterna. För att ladda in tillräcklig lagerenergi måste kraftvärmeverket producera något mer värme än vad lagret senare kan mata tillbaka på nätet.

Om den prognoserade elutnyttjningstiden för ett kraftvärmeverk utan lager kan uppskattas till 4 500 timmar/år, kan den ökas till 4 700 - 5 000 timmar/år med lager.

Kraftvärmeverkets effekt kommer däremot att sjunka under vinterperioden. Med den beräknade optimala lagerstorleken, sjunker elutbytet med omkring 1 à 2 %.

På grund av bland annat de relativt små energibidragen innebär säsongsvärmelagringen inga avgörande minskningar av de totala el- och värmeproduktionskostnaderna. Lagret kan huvudsakligen ge ett bidrag då ingen annan produktion än oljeeldade hetvattencentraler finns förutom kraftvärmeverket.

Finns däremot fastbränsleladdade hetvattencentraler sjunker lönsamheten drastiskt.

Eventuellt ligger den största vinsten samhällsekonomiskt i möjligheten till ökad elproduktion.

3 INVENTERING AV FJÄRRVÄRMENÄT I SVERIGE

3.1 Metodik

Utgående från resultat och bedömningar enligt kunskapssammanställningen i Kapitel 2 har gjorts en inventering av samtliga fjärrvärmeverk i Sverige som finns redovisade i Svenska Värmeverksföreningens statistik för år 1983. Storskalig säsongvärmelagring har bedömts kunna bli aktuell i system med minst ca 25 MW sammanlagrat maximalt effektbehov och med tillgång till laddningsenergi i form av industriell spillvärme, sopförbränningsvärme, kolvärme eller kolproducerad kraftvärme.

För inventeringen har utnyttjats enkätmaterial dels från Svenska Värmeverksföreningen och dels från en enkät som gjorts speciellt för föreliggande projekt. Enkätmaterialen ger en bild av hur värmeförsörjningen i svenska fjärrvärmenät planeras för de närmaste 15-20 åren. Mycket av planerna är upplåsta genom redan gjorda investeringar.

I redovisningen i det följande har gjorts en uppdelning på system med ett sammanlagrat effektbehov på större än resp mindre än 200 MW värme. För de större systemen har förutsättningarna för värmelagring bedömts med utgångspunkt från en situation med kraftvärmeproduktion. För de mindre systemen, där kraftvärmeproduktion ej nödvändigtvis kommer till stånd, har bedömningarna gjorts med utgångspunkt från ren värmeproduktion med de bränsleslag som planeras enligt ovan nämnda enkätmaterial.

3.2 Fjärrvärmenät mindre än 200 MW värme

För fjärrvärmesystem med ett sammanlagrat maximalt effektbehov mellan 25-200 MW och med basvärmeproduktion med spillvärme, sopförbränningsvärme och/eller kolvärme har upprättats schematiska effektvaraktighetsdiagram med planerad energitäckning med olika energislag, se Bilaga 1. Värmelager har lagts in för effektbehov mellan ca 2 000 och 1 000 timmars varaktighet. Med dessa bedömningsgrunder blir värmelager aktuella på 22 platser i landet med en sammanlagd lagringskapacitet på ca 400 GWh, se Tabell 3.1.

Tabell 3.1 Värmelager i system med max 200 MW värmeeffektbehov

Ort	Effektbehov, MW	Ung lagerstorlek, GWh
Avesta	75	9
Borlänge	130	33
Enköping	85	20
Falun	60	14
Hallstahammar	50	7
Halmstad	150	24
Haninge	185	45

Tabell 3.1 forts

Kalmar	130	22
Karlstad	180	30
Katrineholm	80	13
Kristianstad	75	13
Kumla	40	20
Landskrona	80	13
Lidköping	50	8
Mölndal	70	12
Nyköping	115	24
Piteå	70	21
Sala	40	7
Trollhättan	75	12
Uddevalla	130	21
Västervik	65	10
Ängelholm	70	12
Totalt, GWh		392

3.3 Fjärrvärmenät större än 200 MW värme

I fjärrvärmesystem med ett maximalt sammanlagrat effektbehov större än 200 MW bör förutsättningarna för kraftvärmeproduktion kunna bli gynnsamma. En optimal storlek på ett värmelager i ett sådant system bedöms med utgångspunkt från resultaten i avsnitt 2.6 vara ca 6 % av systemets årsenergibehov. Med hänsyn härtill kan behovet av värmelagring i kraftvärmesystem sammanfattas enligt Tabell 3.2.

Tabell 3.2 Värmelager i system med min 200 MW värmeeffektbehov

Ort	Effektbehov, MW	Ung lagerstorlek, GWh
Borås	270	40
Eskilstuna	280	40
Gävle	300	40
Göteborg	925	150
Helsingborg	300	40
Linköping	360	60
Malmö	850	150
Norrköping	560	90
Stockholm, centrala	1 060	170
Stockholm, västra	580	90
Stockholm, östra	240	40
Sundsvall	200	30
Södertälje + Södertörn	740	120
Uppsala	510	80
Västerås	600	90
Örebro	310	40
Totalt, GWh		1 270

4 GEOLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VÄRMELAGER

I Bilaga 2 görs en kort geologisk presentation av var och en av de orter med en värmeproduktionsanläggning större än 25 MW som listats i Kapitel 3. Läget för ortens värmeverk och möjligt bergvärmelagerområde redovisas på skisser i skala 1:50 000. De bedömningar som redovisas i texten till varje skiss (i några fall redovisas texter utan skiss) utgår ifrån att så stora lager som det här är frågan om utförs helt under mark. I de fall det bedöms som möjligt att anlägga ett lager från markytan har dock detta angivits.

De parametrar som legat till grund för bedömningen av möjligheterna att bygga ett bergvärmelager har främst varit:

- * Bergart
- * Avstånd mellan värmeverk och lämpligt bergparti
- * Grundvattensituationen
- * Lämpliga påslagspunkter (bergblottningar, jorddjup, jordart)

Sex av orterna ligger inom områden med sedimentär berggrund (främst kalksten, sandsten och skiffer). Det är för närvarande inte helt utrett om och hur bergvärmelager av större format kan förläggas i olika typer av sedimentärt berg. De sex orterna Kristianstad, Landskrona, Malmö, Helsingborg, Ängelholm och Kalmar har därför inte tagits med i Bilaga 2.

Någon systematisk genomgång av befintliga berganläggningars lägen har inte gjorts. Det bedöms dock att i de flesta orter risken för kollisioner med sådana är tämligen liten.

För samtliga bedömda orter gäller att innan man går vidare med en projektidé måste det aktuella området besiktigas av en geolog. I de flesta fall krävs troligen också någon typ av undersökningsborrning eller sondering i ett initialskede.

Såsom framgår av den geologiska genomgången är bortfallet av geologiska skäl av möjliga orter för säsongsvärmelager i berg 15-20 % av den potential som angivits i Kapitel 3.

I fjärrvärmesystem med ett sammanlagrat maximalt effektbehov på mer än 25 MW kan det vara intressant med säsongslagring av 5-10 % av årsenergibehovet. Energin för laddning av lagret måste ha låg kostnad. Den kan utgöras av spillvärme, sopförbränningsvärme, kraftvärme eller möjligen kolvärme. Lagring kan ske i kristallint berg i form av borrhålslager eller bergrumslager.

Ur värmeteknisk synpunkt finns det totalt i Sverige ca 40 platser där säsongsvärmelagring skulle kunna vara motiverad med ett totalt behov av lagringskapacitet på 1,5-2 TWh. Av dessa orter faller troligen ca 20 % bort på grund av ogynnsamma geologiska förutsättningar. Den angivna potentialen bygger på de förutsättningar för värmeproduktion och kraftvärmeproduktion som kan förutses råda fram till minst år 2010.

Ett större behov av värmelagring förutsätter en ny energisituation med större inslag av naturvärme och högre energipriser än vad som kan förutses gälla fram till nämnda år.

Byggforskningsrådet, 1984, Energi 85, Energianvändning i bebyggelse, G26:1984. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

Bogdanoff, I, 1980, Blockfyllda bergrum för långtidslagring av värme. Lägesrapport för NE-projekt 2060571.

Dalroth, B, 1982, Värmepumpen och kraftproduktionen, R140:1982. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

EK81, 1983. Så kan vi värma Sverige. Rapport till 1981 års energikommitté, Stockholm.

Emmelin, Hydén, Johnsson, 1984, Säsongsvärmelagring i berg för fjärrvärmenät, R164:1984. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

Hydén, Kellner, Nilsson, 1984, Borrhålsvärmelager för flerbostadshus i Märsta, R174:1984. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

Lulevärme, 1983, Projektnytt nr 2. Informationssekreterariatet vid Högskolan i Luleå.

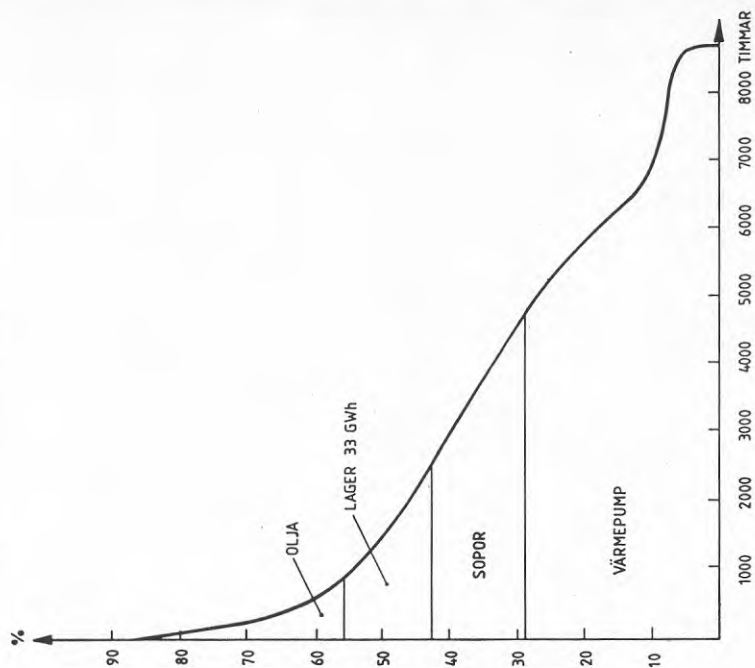
Margen, Ingre, 1982, Sunstorelager för lagring av spillvärme i Göteborg. Studsvik/EJ-82/190.

VAST, 1984, Stora värmepumpar.

Winqvist, Hydén, 1985. Värmelagring i blockfyllda berggrovar, R11:1985. Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

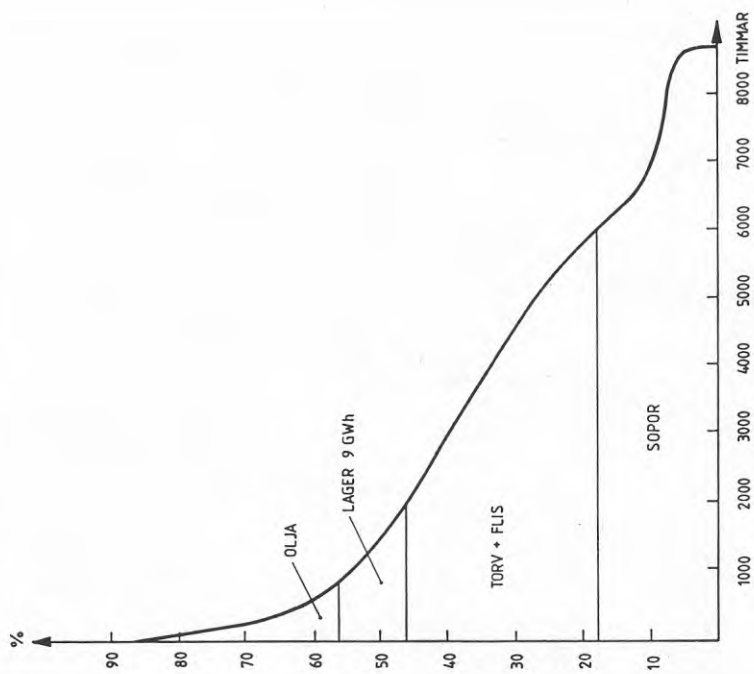
BILAGA 1:2

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET BORLÄNGE (130 MW)



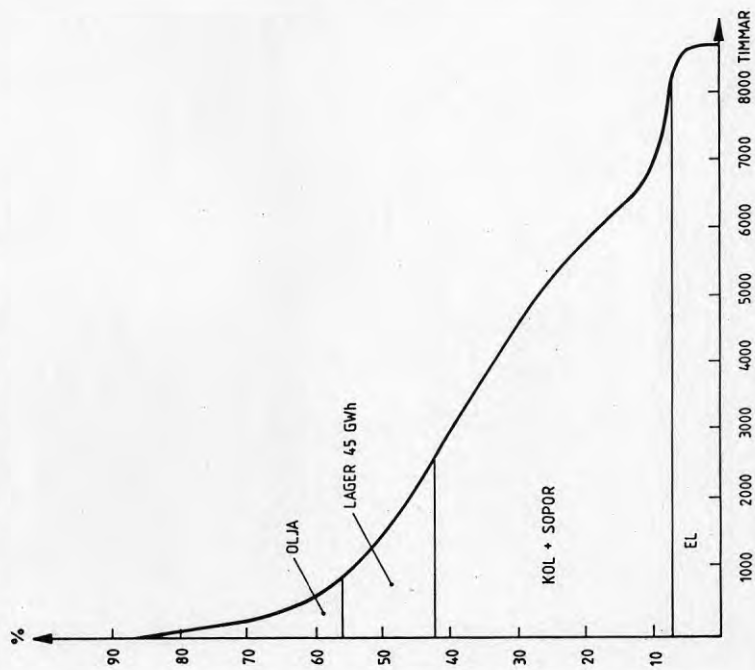
BILAGA 1:1

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET AVESTA (75 MW)



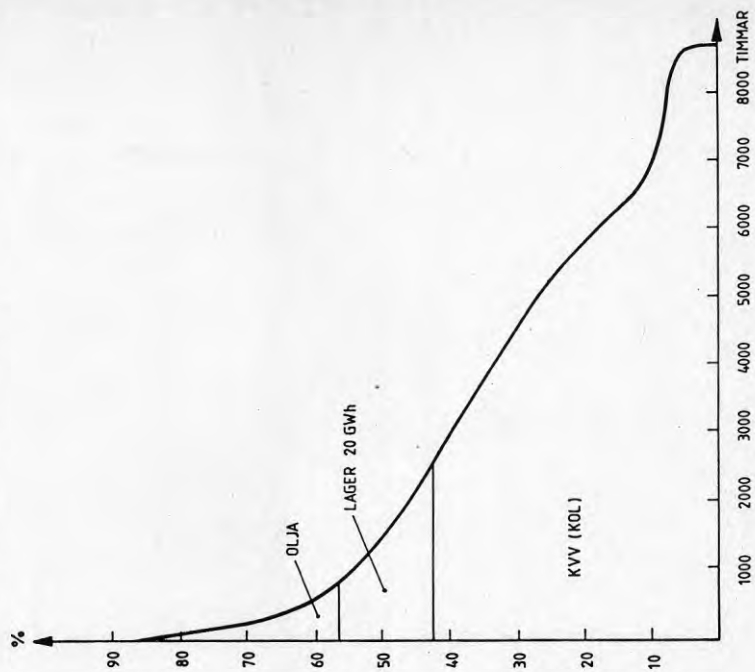
BILAGA 1:3

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET DREFFVIKEN (185 MW)



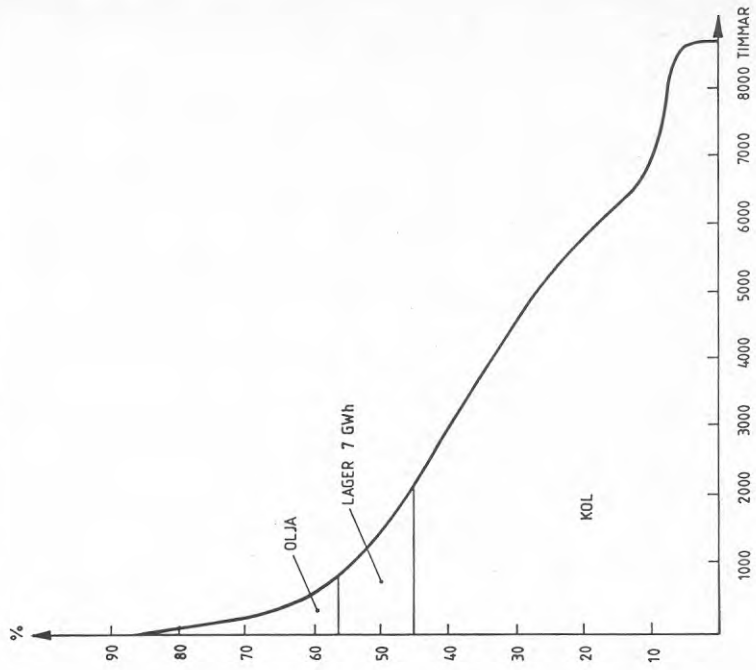
BILAGA 1:4

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET ENKÖPING (85MW)



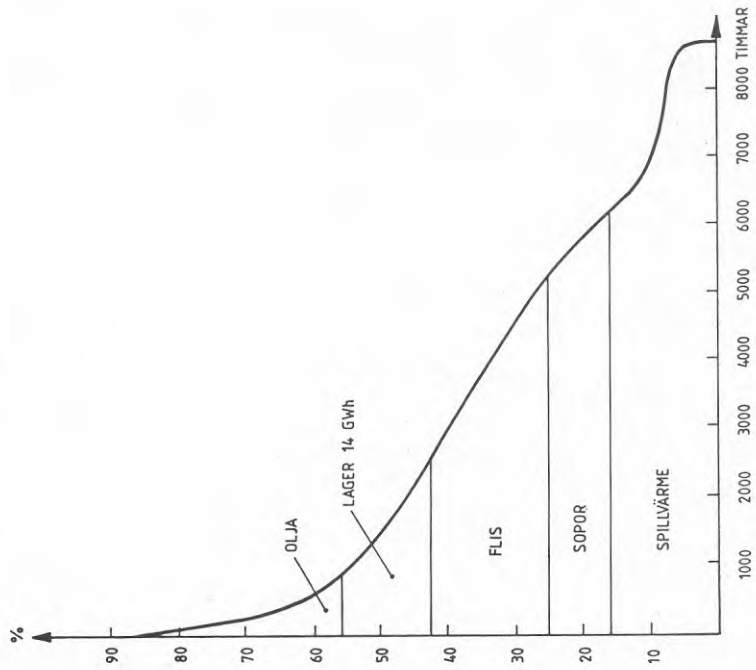
BILAGA 1:6

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET HALLSTÄHAMMAR (50 MW)



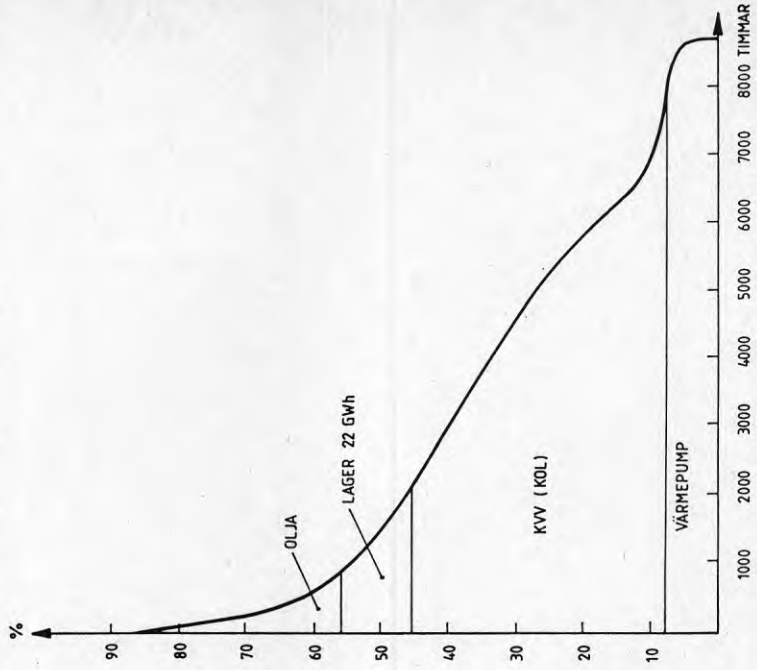
BILAGA 1:5

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET FALUN (60MW)



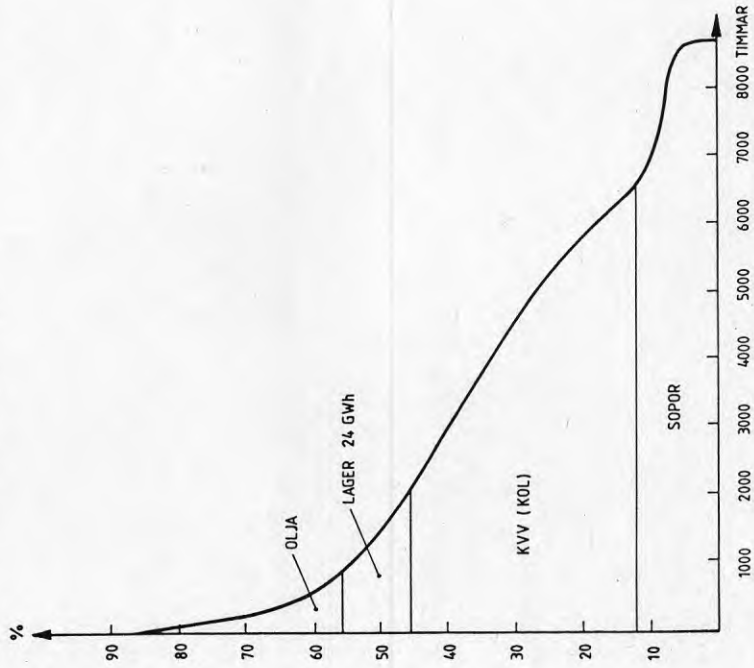
BILAGA 1:0

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET KALMAR (130 MW)



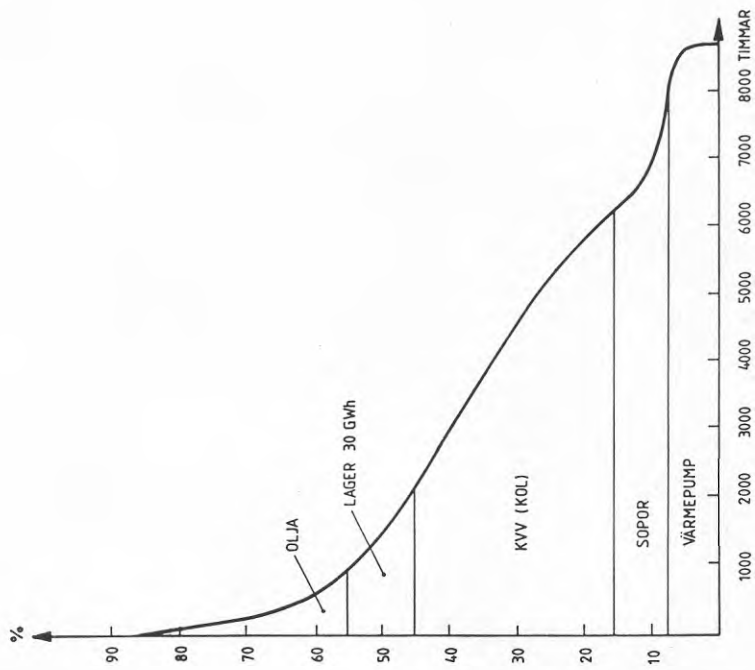
BILAGA 1:7

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET HALMSTAD (150 MW)



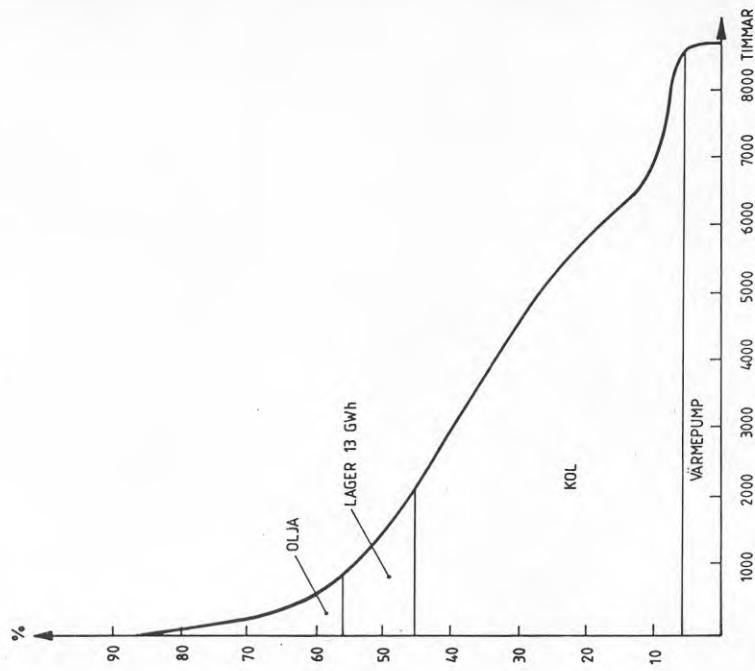
BILAGA 1:9

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET KARLSTAD (180 MW)



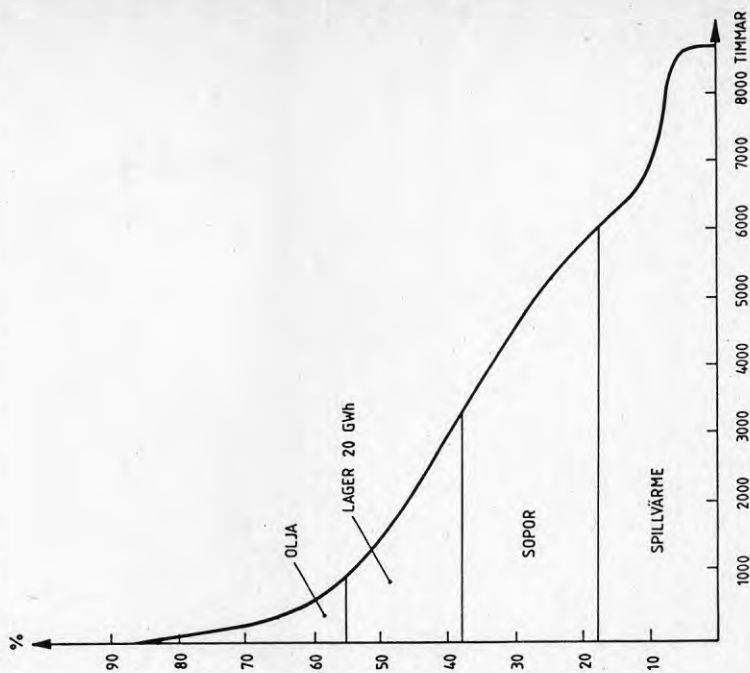
BILAGA 1:10

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET KATRINEHOLM (80 MW)



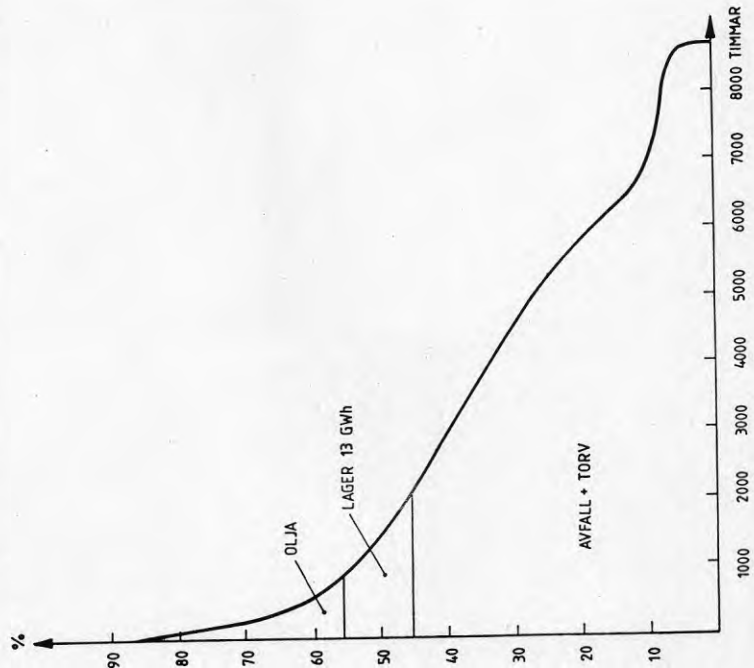
BILAGA 1:12

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET KUMLA (40 MW)



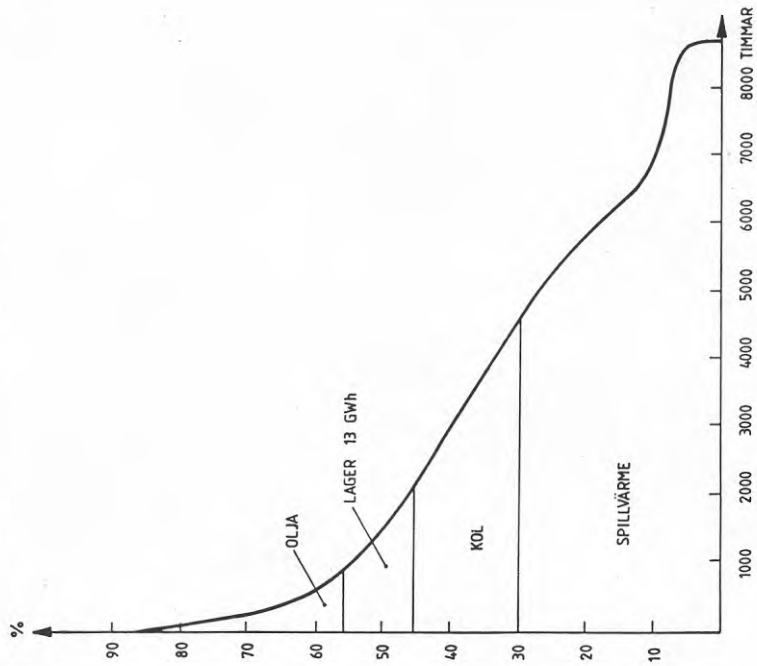
BILAGA 1:11

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET KRISTIANSTAD (75 MW)



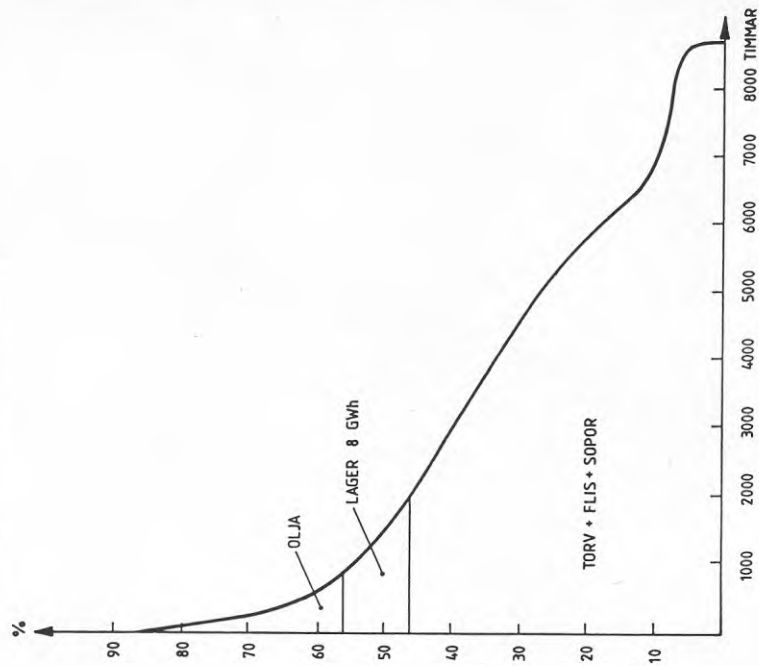
BILAGA 1:13

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET LANDSKRONA (80 MW)



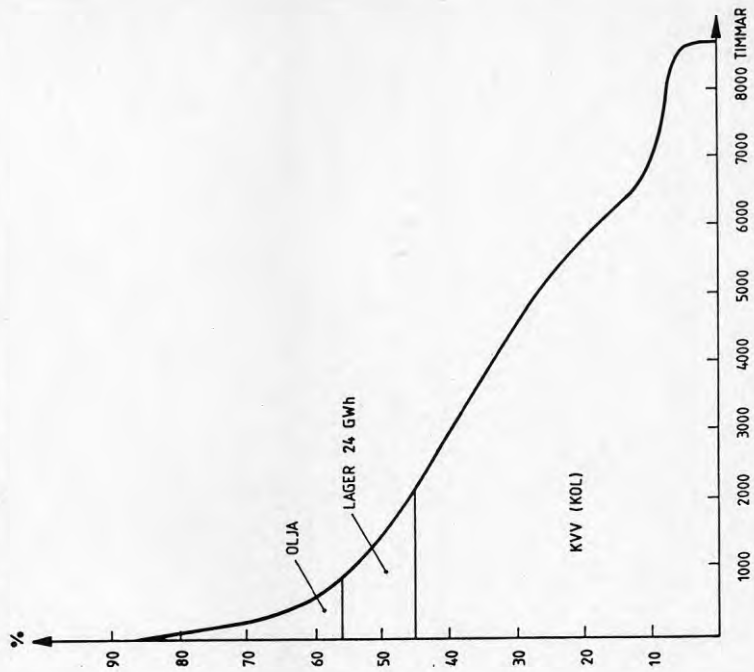
BILAGA 1:14

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET LIDKÖPING (50 MW)



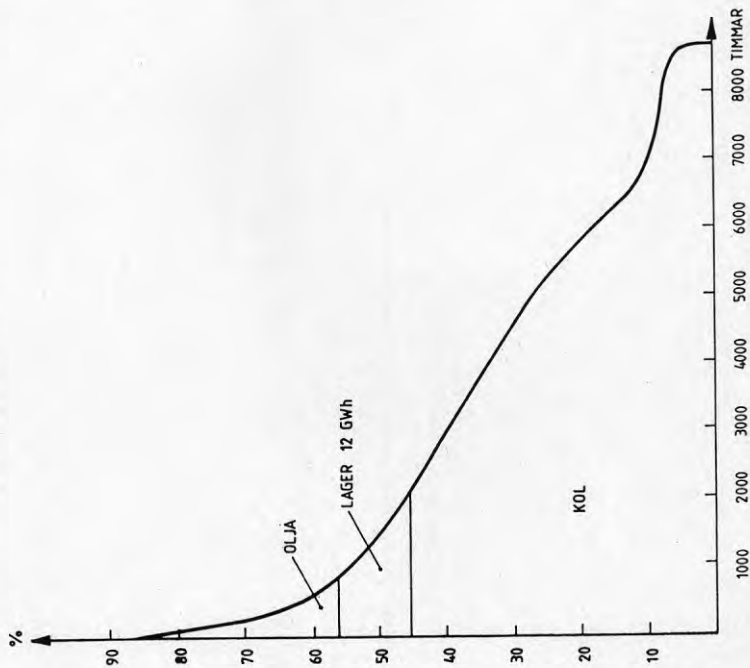
BILAGA 1:16

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET NYKÖPING (115 MW)



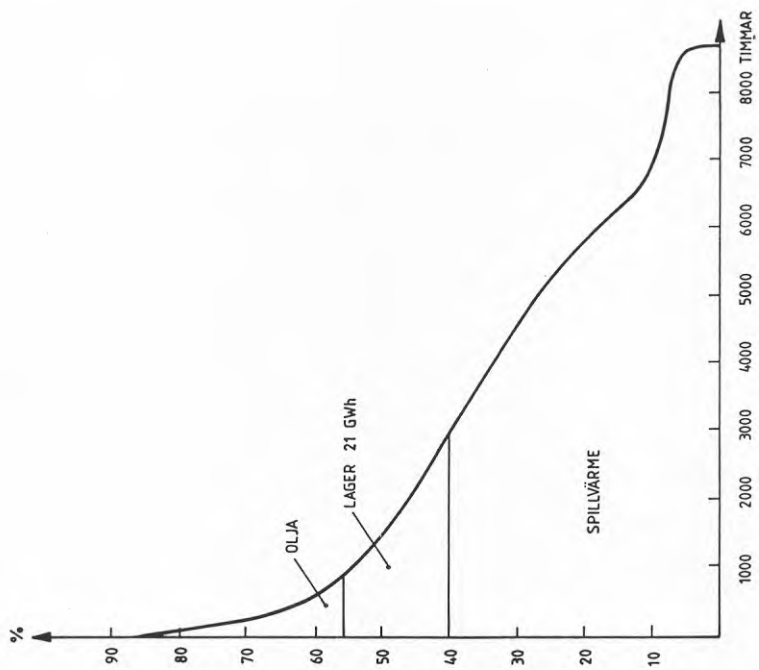
BILAGA 1:15

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET HÖLNÄDAL (70 MW)



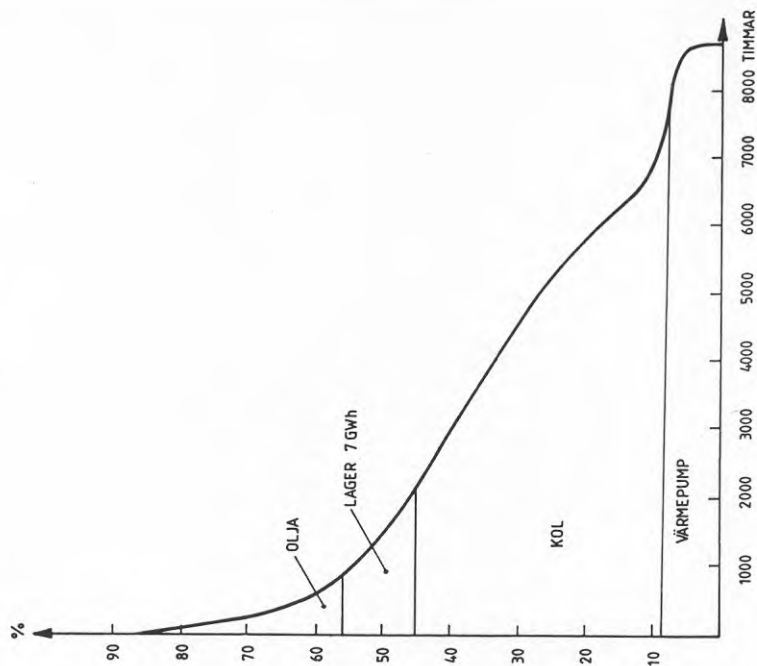
BILAGA 1:17

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET PITEÅ (70 MW)



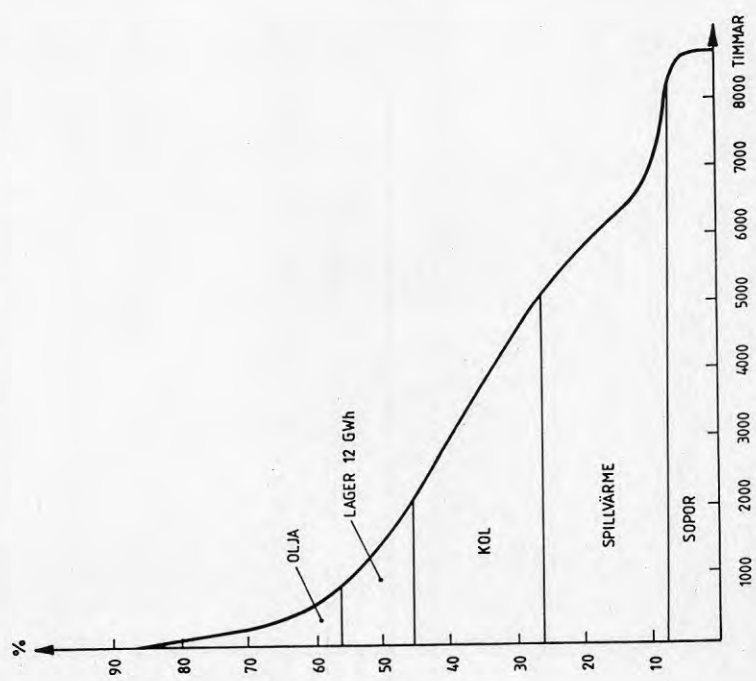
BILAGA 1:18

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET SALA (40 MW)



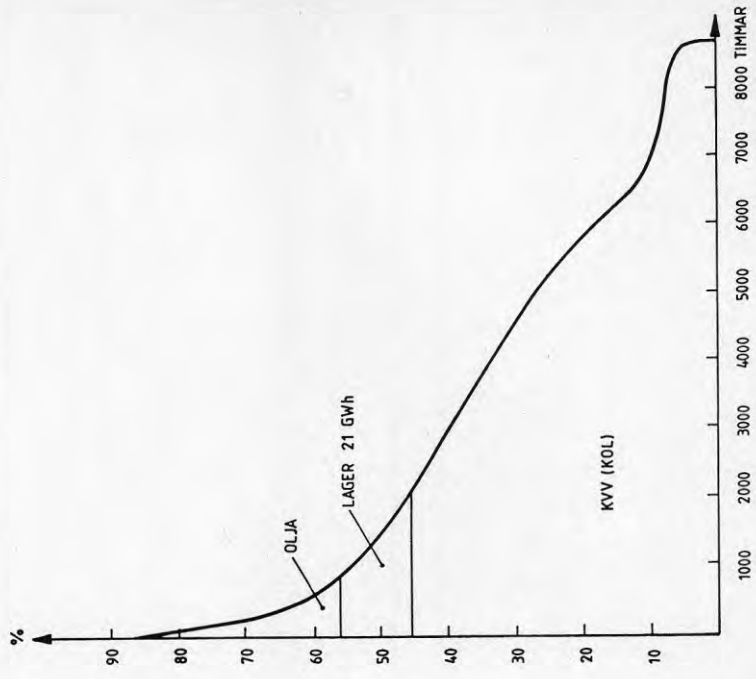
BILAGA 1:19

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET TROLLHÄTTAN (75 MW)



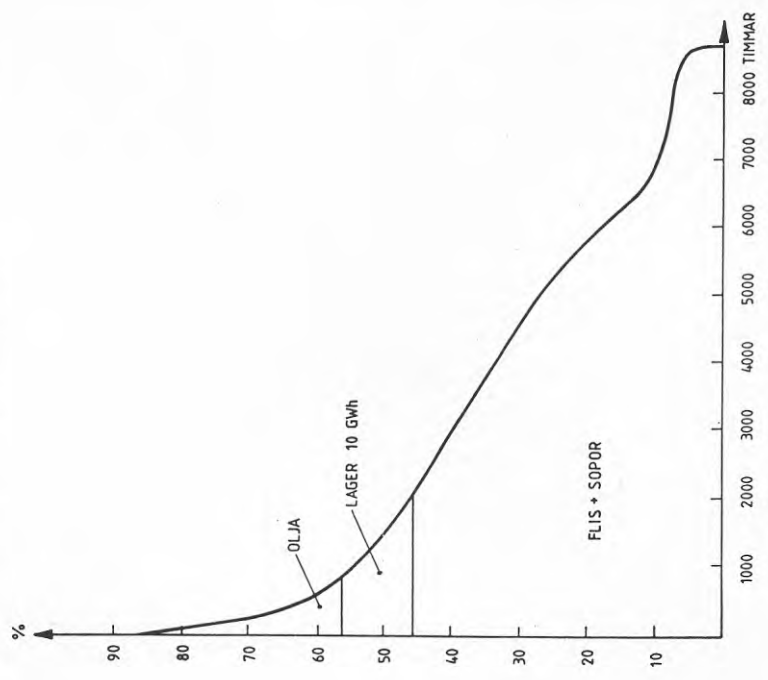
BILAGA 1:20

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET UDDEVALLA (130 MW)



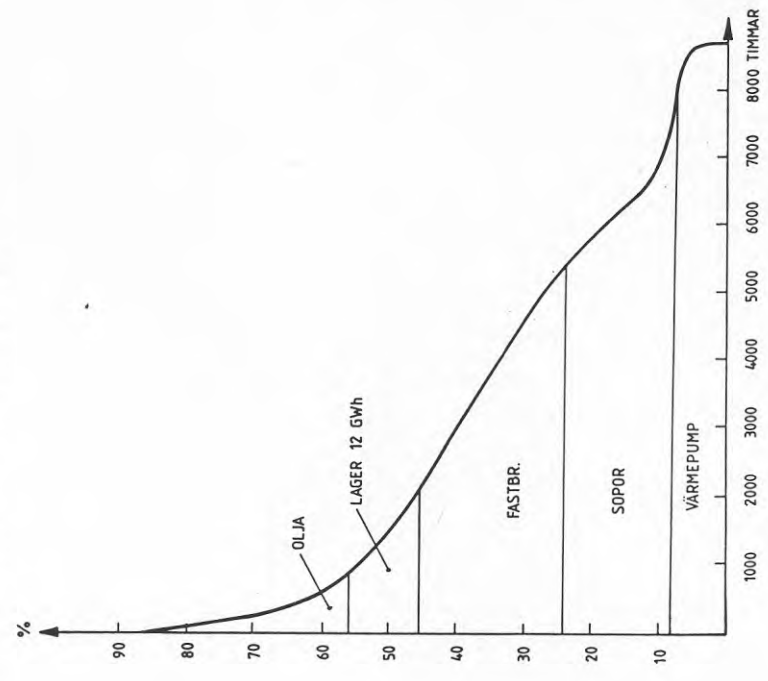
BILAGA 1:21

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET VÄSTERVIK (65 MW)



BILAGA 1:22

VÄRMELASTENS VARAKTIGHET ÄNGELHOLM (70 MW)

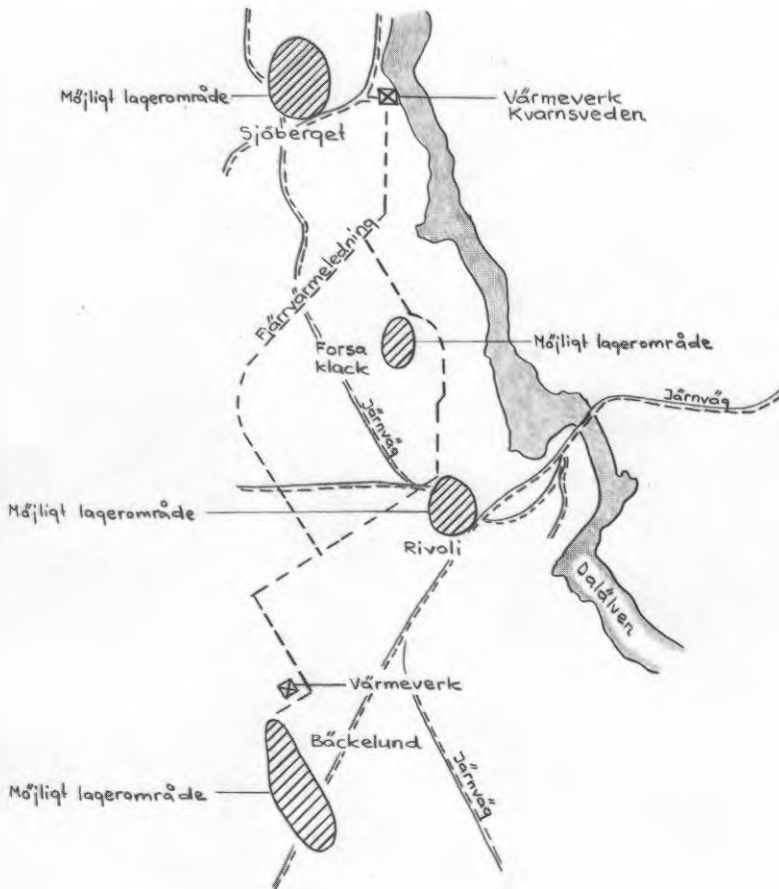


Avesta

Ett värmelager i berg har redan byggts i Avesta i anslutning till värmeverket (sopförbränning). Lagret drivs för närvarande som en forskningsanläggning men är tänkt att senare tas i kontinuerlig drift. Utbyggnad av ytterligare lagerkapacitet i anslutning till befintligt värmelager bör kunna ske utan problem.

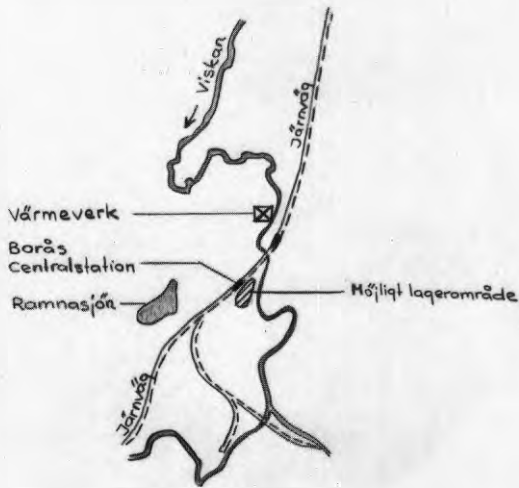
Borlänge

I en rapport av VIAK 1983 föreslås fyra möjliga områden för värmelager i berg i anslutning till fjärrvärmenätet. Bergarten utgörs i samtliga fall av granit. Berget går i dagen utom vid Rivoli där det täcks av finsediment. Då detta område är beläget centralt i orten kan eventuellt vissa problem uppstå för närbelägen bebyggelse på grund av grundvattensänkning om ett värmelager förläggs till denna plats.



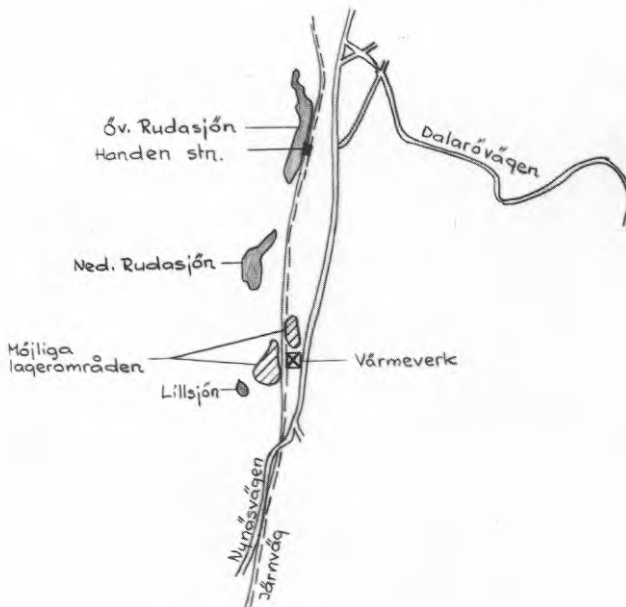
Borås

Värmeverket är beläget på kanten av en isälvsformation intill Viskan. Närmaste bergblottning nås ca 500 m söder om värmeverket. Bergarten är en hornbländerik gnejs. Bergpartiet är topografiskt markerat och möjligheter till påslagspunkter bör stå att finna. Området är idag parkmark och ett borrhålslager från ytan kan vara svårt att utföra dels p g a markanvändning och topografi dels p g a relativt stort djup till grundvattenytan från bergets överyta. Ett bergrums/borrhålslager bör dock kunna placeras under grundvattenytan utan onödig tunnel-drivning eller borrhning.



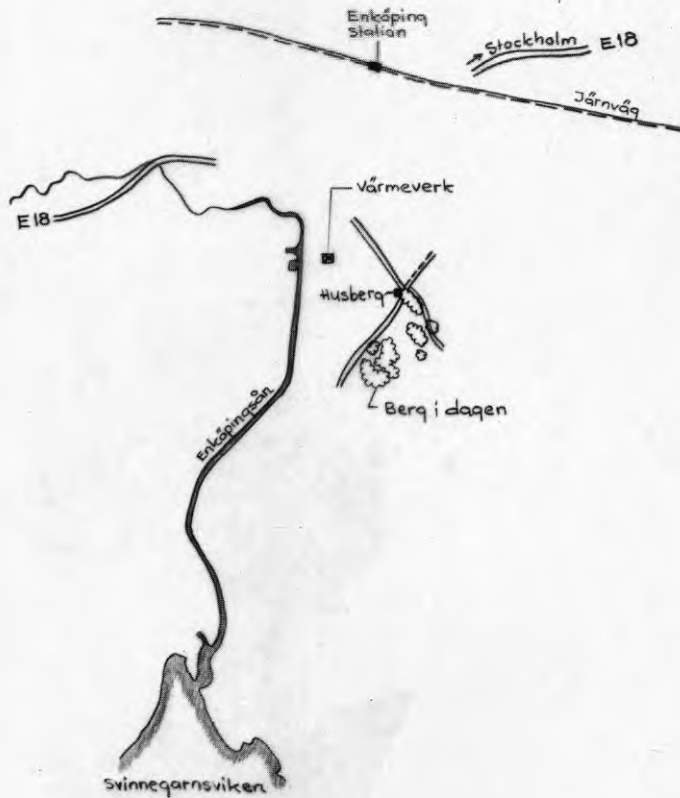
Drevviken

Värmeverket är beläget på en isälvsformation med ytliga berglägen eller berg i dagen. Bergarten är gnejs. På kartan har markerats två områden där berget går i dagen till större delen. För ett värmelager torde det inte vara några större svårigheter att finna lämpliga påslagspunkter inom något av områdena. För ett borrhålslager från ytan kan det västra området vara för kuperat och högt beläget för att lagret utan onödig borrhning skall kunna placeras under grundvattenytan. Det norra området är något flackare och berget är delvis täckt med sand och grus (sydänden), dock troligen inte till något större djup. Grundvattenytan beräknas här ligga ca 5 m under markytan.



Enköping

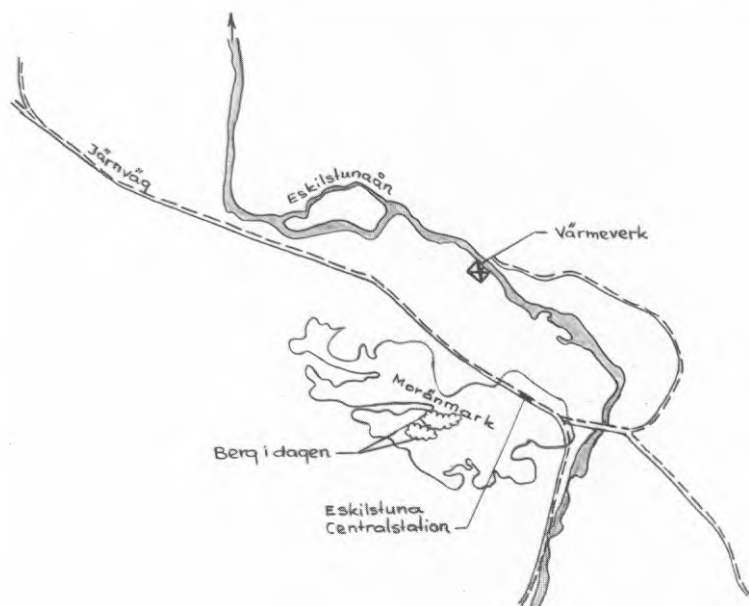
Värmeverket ligger i ett ler- och sandområde med stora djup till berget. Sanden är utsvämmat material från en grusås i NNW-riktning genom Enköping. Grundvattenytan beräknas ligga relativt djupt. Morän och bergområden, bestående av gnejs och hornbländerik granodiorit, utbreder sig ca 1 km österut, där lämpliga områden för anläggning av värmelager i berg bör finnas. Kalkällor uppträder något söderut i kontakten mellan morän- och lerområdet, varför grundvattenytan kan antas ligga relativt högt inom morän- och bergområdet.



Eskilstuna

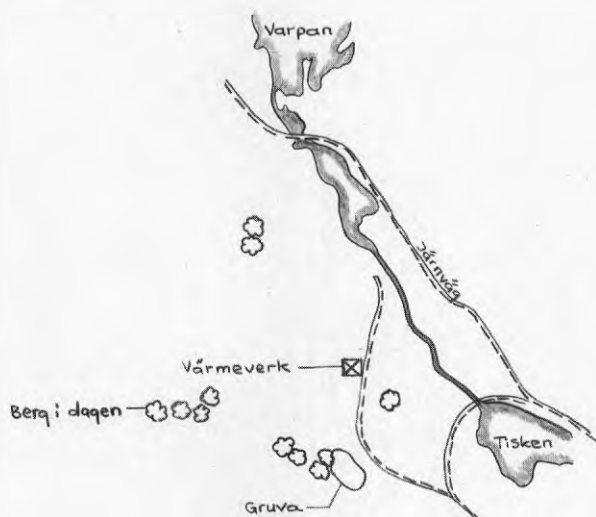
De delar av Eskilstuna där värmeverket ligger domineras av leror och gyttjeleror. För att nå områden med morän eller berg i dagen måste man söka sig 1 till 1,5 km söderut. Lerlagrens mäktighet i verkets närmare omgivning är inte kända men det förefaller svårt att finna påslagspunkter för ett bergvärmelager närmare än 1 km från verket.

Byggandet av ett värmelager kan i dessa områden komma att få konsekvenser för grundvattentrycket i lerområdena med sättningar som följd.



Falun

Nuvarande (och troligen framtida) värmeproduktionsanläggning ligger inom ett moränområde i västra delen av Falun. Berggrunden utgörs främst av glimmerskiffer, kvartsit och leptit. Berget bedöms ligga ytligt i området, mindre bergblottningar finns inom 1 km avstånd från verket. Några naturliga påslagspunkter är dock svåra att finna utgående endast från kartmaterial. Grundvattensituationen är likaså svårberäknad då utbredningen av avsänkningstratten från gruvan inte är känd.



Gävle

Berggrunden vid läget för värmeverket på Karskär utgörs huvudsakligen av sur gnejsgranit. Berget går i dagen på ett par ställen men täcks annars av en troligen tunn morän. Lämpliga lägen för påslag torde gå att finna ca 200 m söder om verket. Då marknivån inom området ligger på ca +5 m och det möjliga värmelagret ligger på en udde torde lagret med lätthet kunna placeras under grundvattenytan. Man får dock vara beredd på saltvatteninblandning inom lagerområdet.

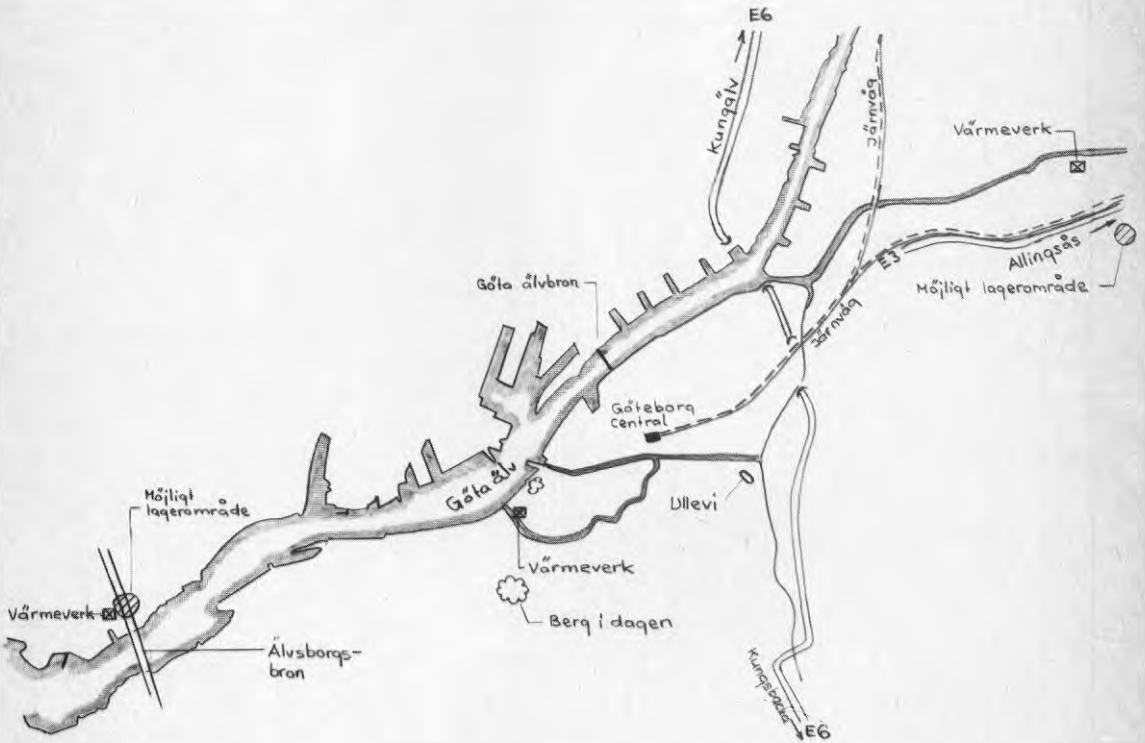


Göteborg

Värmeverket vid Sävenäs ligger i ett mäktigt lerområde som är en utfyllnad av Sävedalen. Närmaste morän- och bergparti, där förutsättningar för en berganläggning finns, ligger söder om E3:an ca 500 m från värmeverket. Berget består här av en röd fin till medelkornig gnejs som är fattig på mörka mineraler. Grundvattenytan är inte känd.

Värmeverket vid Skeppbrokajen ligger i en lerfylld svacka. Omkringliggande berg består av en grå jämnkornig gnejs som kan anses lämplig för berganläggning. Lämpligt påslag bör finnas inom några hundra meters avstånd. Grundvattenytan är inte känd men bör ligga ungefär i nivå med Göta Älv.

Den tredje aktuella platsen, vid värmeverket norr om Göta Älv, ligger i ett område där svackor mellan uppstickande bergpartier mestadels är fyllda med sand och grus. Gnejsen är mörkare, mer basisk, och grovkornigare än på de föregående platserna. Grundvattenytan är inte känd men ligger troligtvis relativt nära markytan. Området får anses lämpligt för byggande av värmelager i berg.



Hallstahammar

Värmeverket nära Kolbäckssån ligger inom ett grus- och sandområde på kanten av en grusås med nord-sydlig riktning. På östra sidan av Kolbäckssån utbreder sig en sandig moig morän som ca 500 m norrut blir stor och rikblockig. Enstaka berghällar går i dagen inom moränområdet. Mäktigheten av morän varierar. Berget består av gnejsgranit och granodiorit med gångar av pegmalit och ådergnejs. Lämpliga områden för värmelager i berg torde finnas i anslutning till uppstickande hållar eller i dess närhet då mindre schakt av överlagrande morän erfordras. Grundvattenytan är ej känd men kan antas ligga några meter under markytan. Västra sidan av ån får anses som ej lämplig för värmelager.

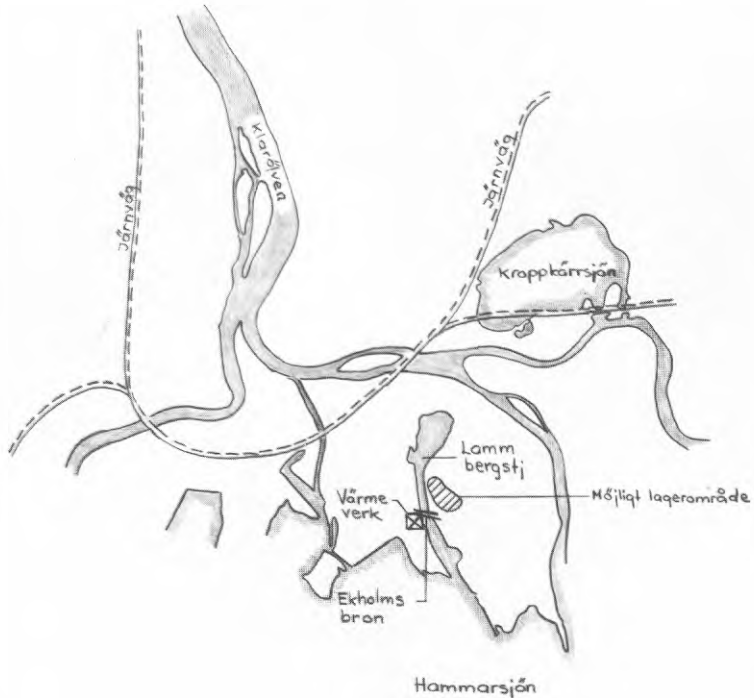


Halmstad

Sopförbränningsstationen ligger i ett sand- och flygsandsområde med mäktiga djup. Grundvattenytan ligger på mellan 1 och 3 m djup under markytan. Med hänsyn till de mäktiga sedimentavlagringarna får ett värmelager i berg anses som icke lämpligt i detta område.

Karlstad

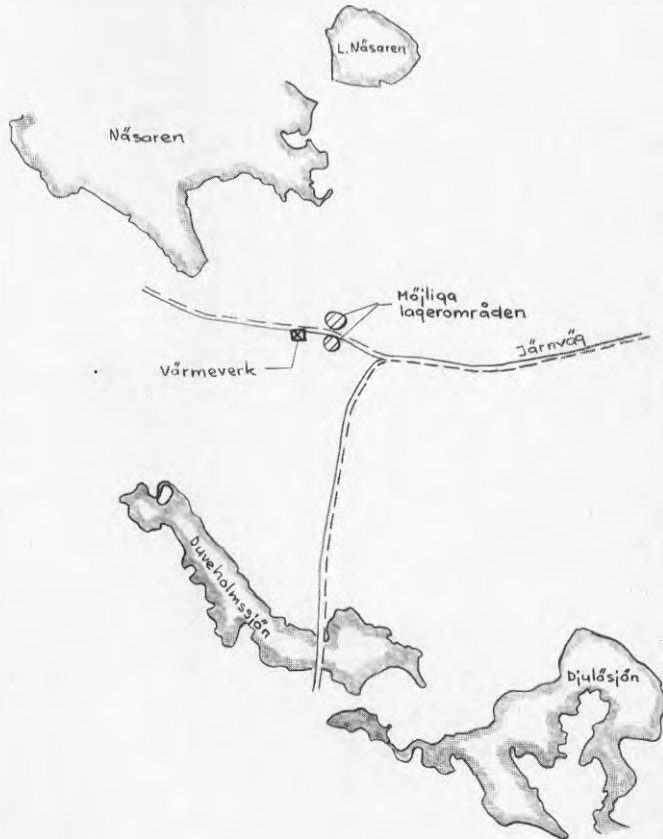
Värmeverket ligger inom ett svämsandsområde vid Lambergshamnen. Närmaste lämpliga bergblotning och påslagsläge kan nås på andra sidan Engholmsbron i Lamberget. Avståndet dit fågelvägen är ca 500 m, vägen över bron blir något längre, dock mindre än 1 km. Bergpartiets sydvästra del utgörs av slirgnejs, de nordöstra delarna, på större avstånd från verket, utgörs av hyperit vilket är en hård, spröd och kvartsfattig bergart. Ett eventuellt berglager bör därför lokaliseras till den sydvästra delen av berget och kontaktzonen med hyperiten bör undvikas. Marknivån vid påslaget bör kunna hållas endast några meter över Vänerns högsta nivå, varför lagret kan placeras under grundvattenytan utan "onödig" tunneldrivning eller borrhning.



Katrineholm

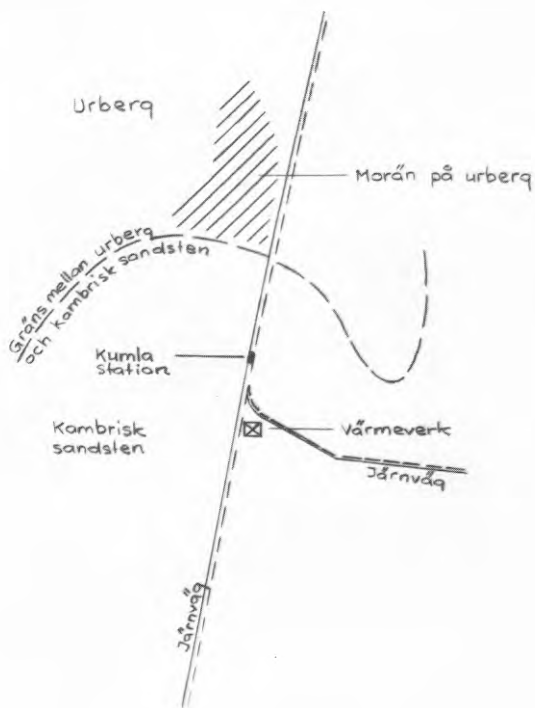
Värmeverket ligger inom ett flackt område alldeles söder om järnvägen. Verket är grundlagt i ett begränsat lerområde med relativt ringa djup. Mindre bergblottningar finns inom 200 m avstånd öster om verket. Norr om järnvägen utbreder sig ett moränområde med uppstickande bergblottningar, medan det i söder är torvmark. Grundvattenytan i berget, vilket består av gnejs, är ej känd men ligger sannolikt ganska djupt, ca 10 m.

Bästa platsen för ett påslag till ett värmelager finns norr om järnvägen. Det finns även alternativa platser söder om järnvägen dvs på samma sida som befintligt värmeverk.



Kumla

Kumla ligger på en gräns mellan urberg och kambrisk sandsten. Södra delen av orten där värmeverket är beläget ligger huvudsakligen inom sandstensområdet. För att med säkerhet nå urbergsområdet får man sträcka sig 1,5 km norrut. Berget överlagras här av morän med troligtvis några meters mäktighet. Berget går inte i dagen på något ställe. I urbergsområdet öster om samhället överlagras berget av mäktiga lerlager.



Lidköping

Värmeverket såväl som hela tätorten ligger inom ett stort område med sand- och siltavlagringar. För att träffa på berg i dagen får man söka sig ca 5 km från värmeverket. Några lämpliga punkter för påslag finns alltså inte på rimligt avstånd. Måktigheten av sand-siltavlagringarna i verkets närhet bedöms uppgå till i storleksordningen 10 m. Berggrunden i området utgörs av gnejs.

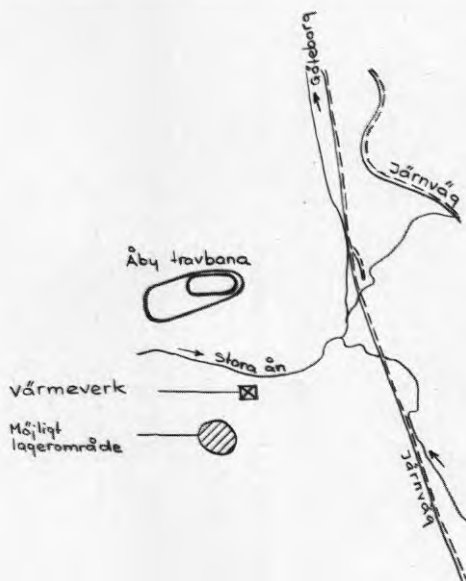
Linköping

Förutsättningar för värmelager i berg finns både vid kraftvärmeverket samt vid Gärstadsverket. I området vid kraftvärmeverket är en grovkornig granit täckt av relativt mäktiga lager med glaciallera. Närmaste bergblottning ligger ca 300 m österut vid Stångåns högra strand. Grundvattenytan ligger troligen ca ett par meter under markytan. Gärstadsverket ligger i ett moränområde med uppstickande bergpartier med grovkornig granit. Metabasiter och sliror av äldre bergarter förekommer i graniten. Grundvattenytan i berget är inte känd men ligger förmodligen mindre än 10 m under markytan.



Mölnadal

Värmeverket är beläget inom ett lerområde. Söder om detta går dock höga bergpartier i dagen. En möjlig påslagspunkt för ett värmelager borde gå att ordna i en bergknalle ca 300 m sydväst om värmeverket. Bergarten är en sur, troligen granitisk gnejs. Grundvattennivån i berget torde ligga tämligen högt i förhållande till den tänkta påslagspunkten och värmelagrets läge.



Norrköping

Kolvärmeverket på Händelö är beläget i ett område där leriga siltiga sediment förekommer till varierande djup mellan uppstickande gnejsiga bergpartier med enstaka diabasgångar. Grundvattenytan står ungefär i nivå med Bråviken.

På Händelö är ett flertal tunnlar och bergrum byggda vilka man får ta hänsyn till vid eventuellt byggande av ett värmelager i berg. Möjligheter kan finnas att utnyttja redan befintliga berglager. Lägesbestämning och kartering av dessa finns väl dokumenterat i tidigare rapporter.



Nyköping

I värmeverkets omgivning förekommer finsediment samt ett mindre parti med svämsand närmast Arnöån. Djupet till berg är 2 till 3 m. Bergblottningar, bestående av gnejsgranit, förekommer i ett mindre moränområde ca 600 m västerut vid Lindbacke. Grundvattenytan inom det aktuella området torde ligga inom 1 m under markytan. Fornminneslämningar vid Lindbacke omöjliggör förmodligen borrhålslager inom där blottade bergpartier. Den mest lämpade platsen för eventuellt värme-lager i berg borde finnas inom partiet mellan värmeverket och Lindbacke. För att klargöra möjligheterna för en påslags-tunnel inom området bör en jord-berg-sondering utföras i ett fåtal punkter för bestämning av bergnivån.



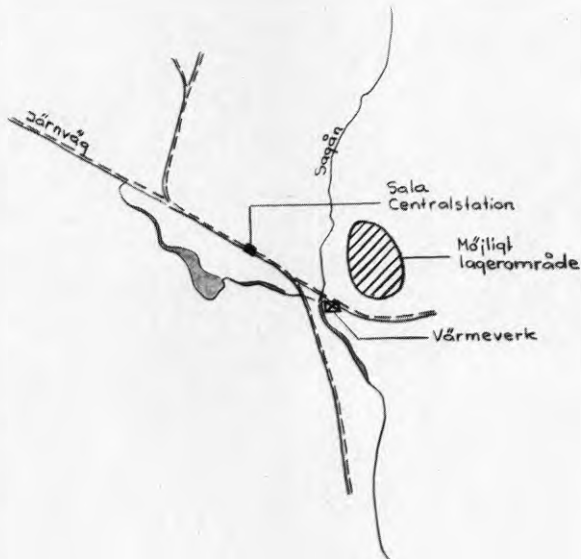
Piteå

Värmeverket ligger i ett område med leriga siltiga avlagringar i vilka grundvattenytan ligger nära markytan. Lämpliga platser för ett värmelager i berg finns dels i ett bergparti öster om riksväg 55 dels norrut vid Strömlida. Berget består i huvudsak av skiffergnejser som delvis är migmatitiserade.



Sala

Berget går i dagen ca 300 m nordost om värmeverket vilket är beläget inom ett lerområde invid Sagån. Bergarten är granit. En möjlig påslagspunkt torde också stå att finna på 300-400 meters avstånd från verket. Möjligheterna att förlägga lagret under grundvattenytan förefaller goda. Under byggtiden för lagret kan eventuellt grundvattenytan avsänkas något inom lerområdet mellan ån och berget. Bebyggelsen är dock ringa inom detta område.



Stockholm

Inom Stockholmsregionen har fem olika platser granskats ur bergvärmelagersynpunkt. Dessa är Hjorthagen, Årsta, Hässelby, Akalla och Högdalen. Med tanke på grundförhållandena finns förutsättningar för anläggande av bergrum och/eller borrhåls-lager vid eller i nära anslutning till värmeverken vid ovan nämnda platser.

Hjorthagen ligger på södra kanten av ett bergparti bestående av i huvudsak gnejser av sedimentärt ursprung. Vidare kan granit, aplit och pegmatit förekomma. Svackor mellan bergblottningar är fyllda med en storblockig sandig-moig morän.

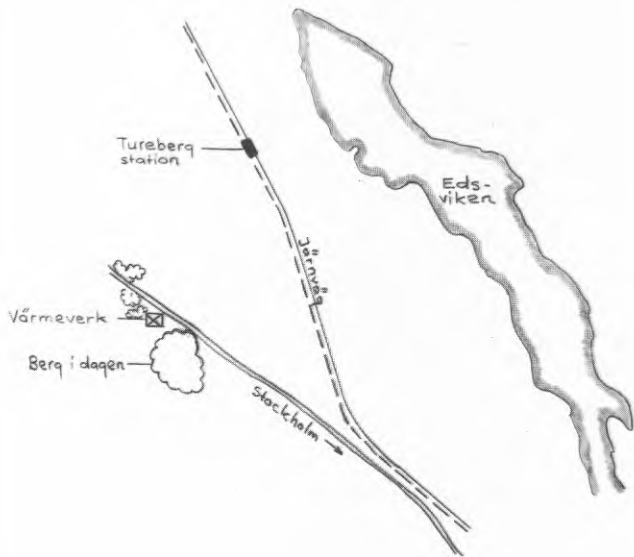
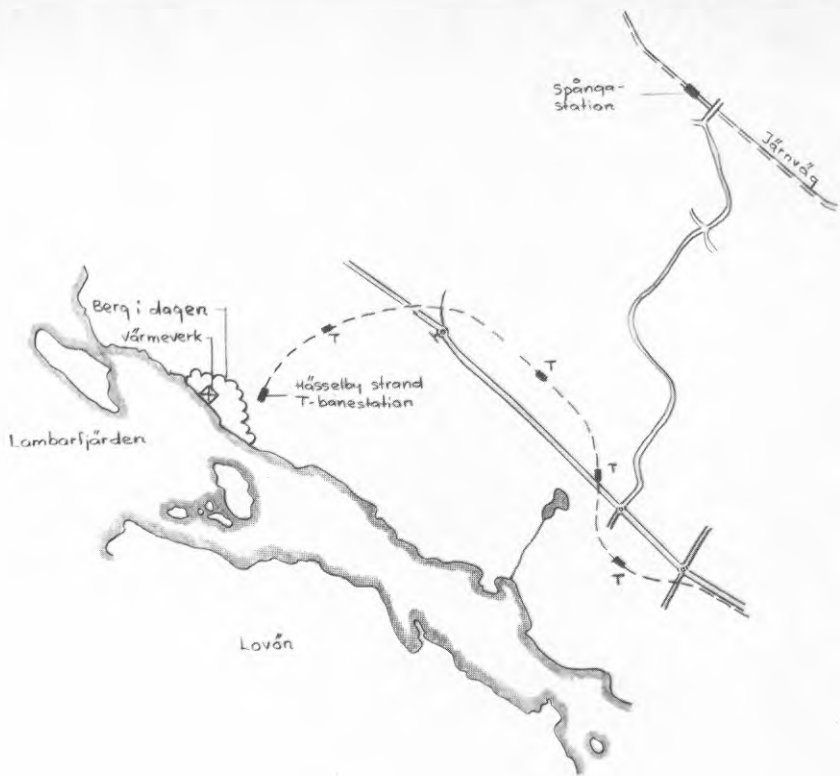
Årsta ligger inom ett lersedimentområde med uppstickande bergpartier. Leran som avlagrats i svackor mellan bergblottningar har en mycket varierande mäktighet. Berget inom området består mestadels av gnejs.

Hässelby ligger inom ett granitområde med apliter och pegmatiter som norrut övergår i intermediära och basiska gnejsgraniter.

Akalla är beläget i ett berg- och moränområde. Moränen är sandig-siltig och berget består av intermediära och basiska gnejsgraniter. Ett mindre kärrområde finns straxt söder om befintligt verk.

Högdalen är beläget i ett område med ler- och siltavlagringar i lågpunkterna samt sandiga siltiga moränavlagringar runt uppstickande bergpartier av i huvudsak gnejser av sedimentärt ursprung. Undersökningar för lämpligheten av en berganläggning inom detta område har tidigare utförts av VBB.





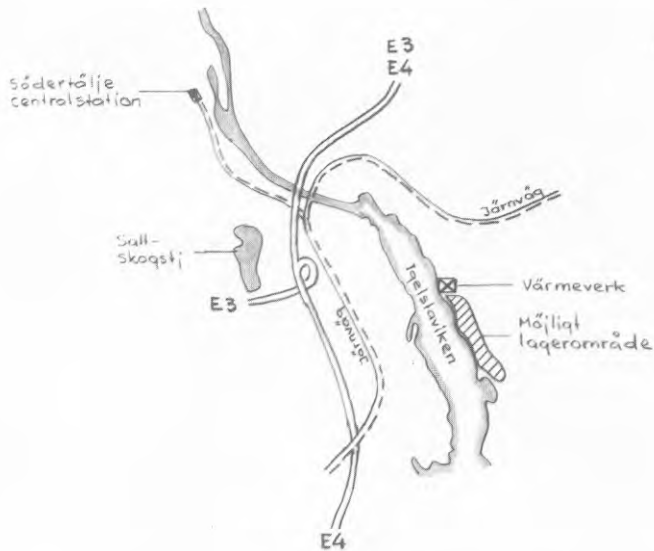
Sundsvall

Värmeverket är beläget på sedimentavlagringar i strandområdet av Alnösundet. Västerut övergår dessa successivt i moränavlagringar i slänterna upp mot Gärdeberget och Filla-berget. Fjärrvärmenätet passerar, på sträckan in till de centrala stadsdelarna, områden med tunna moränavlagringar på berg samt berg i dagen. Granitiska bergarter dominerar inom Sundsvallsregionen. Stråk (utlöpor) av alkalina bergarter (alnöit) kan förekomma i graniten. Kontaktzonen mellan dessa kan vara relativt permeabel vilket kan vara en nackdel om en dylik zon påträffas i ett bergrum. Lämpliga partier för byggande av värmelager i berg torde finnas på flera ställen i närheten av befintligt värmeverk.



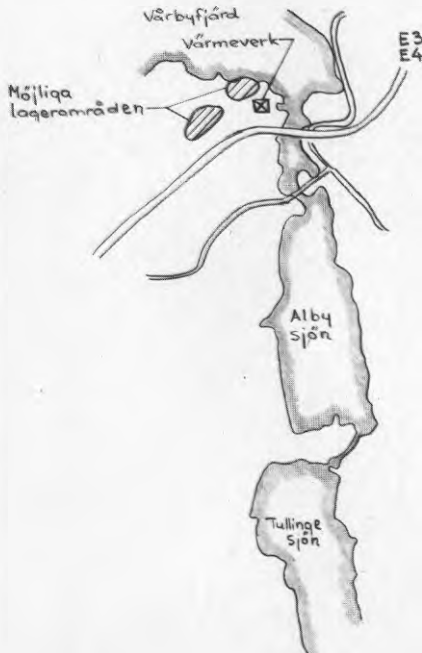
Södertälje

Igelsta värmeverk är beläget inom ett område med isälvsavlagringar där gnejsberggrunden går i dagen på flera ställen i verkets närhet. Även grönstenar går i dagen norr om verket. Några naturliga påslagspunkter för ett bergvärmelager står inte att finna i värmeverkets närmaste omgivning. Det bör dock vara möjligt att efter viss schakt finna en påslagspunkt eller ett läge för ett borrhålslager nära verket någonstans längs Igelstavikens strand. Marknivån ligger här endast några meter över havets nivå vilket bör medföra att grundvattentrycket i berget är nära eller i nivå med markytan. Det finns dock en viss risk att berget i närheten av en stor förkastning, som här är fallet, kan vara genomsatt av vattenförande sprickor som kan försäkra vissa problem vid borring och något försämra ett värmelagers prestanda.



Södertörn

Södertörnsverket vid Fittja är beläget på en isälvsformation. Berggrunden i området utgörs av gnejser och gnejsgraniter. En påslagspunkt för ett värmelager torde gå att ordna i ett tämligen brant bergparti norr om verket. Bergarten är där gnejsgranit. Topografin i området tyder dock på stora höjdskillnader i bergytans läge och det är därför inte säkert att ett lämpligt lagerutrymme kan ordnas på detta ställe. Väster om verket går ett större och flackare bergparti i dagen. Grundvattensituation och möjligheter till påslagspunkter är dock troligen mindre gynnsamma för detta läge än för det förstnämnda.



Trollhättan

Värmeproduktionsanläggningar finns i Kronogården, Lextorp och Stallbacka. De geologiska förhållandena är tämligen likartade på de tre platserna. Gnejsberggrunden går i dagen på tämligen stora ytor i Kronogården och Lextorp. I Stallbacka finns en större håll i närheten av värmeverket. I samtliga tre områden är bergpartierna endast svagt topografiskt markerade och omgivna av lerområden. Det senare förhållandet kan skapa sättningsproblem under byggtiden för ett lager. Naturliga påslagspunkter kan vara svåra att finna på grund av den tämligen flacka terrängen. I samtliga tre fall torde det dock inte vara några problem att förlägga lagret under grundvattennivån.

Uddevalla

Det geologiska underlagsmaterialet är bristfälligt för Uddevallatrakten. Det är därför inte möjligt att i denna översiktliga studie ange lämpliga områden för bergvärmelager i värmeverkets närhet. Berggrunden utgörs dock främst av gnejser som också går i dagen i närheten av värmeverket vilket ligger i nordvästra Uddevalla. Det förefaller alltså vara möjligt att finna ett värmelagerläge på rimligt avstånd från värmeverket. Beträffande lämpliga påslagspunkter och grundvattennivåer föreligger inte tillräcklig information för att säga något om detta.

Uppsala

Värmeverket är beläget inom ett lerområde med uppstickande bergpartier bestående av i huvudsak graniter. Porfyrisk hällflinta och leptiter finns även representerade. Mäktigheten av sedimenten kan vara betydande mellan bergblottningarna. Grundvattenytan ligger nära markytan i de lägre flacka lerområdena. Byggande av värmelager i berg kan inom det aktuella området anses som lämpligt.



Västervik

Västervik ligger på gränsen mellan två olika bergartskomplex, ett granit- respektive ett kvartsitområde. I närheten av värmeverket dominerar grovkorniga graniter som överlagras av svallad morän. Berget går i dagen 100-200 m sydost om verket. Berghällarna är tämligen små och inte särskilt starkt topografiskt markerade varför en del schakt kan behövas för att ordna ett lämpligt påslag. Marknivån vid en trolig påslagspunkt ligger 10-15 m över havet. Grundvattenytan i berget ligger troligen ca 10 m lägre (straxt över havets nivå). Eftersom området gränsar till kvartsitformationen finns viss risk för att man kommer i kontakt med denna och därmed de problem bergartkontakter kan vålla.



Västerås

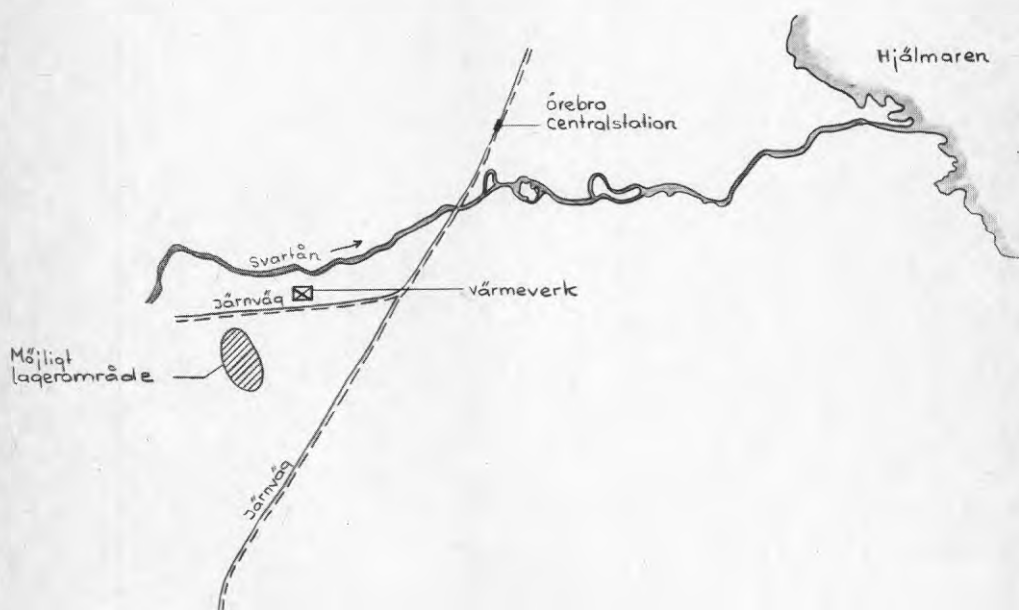
Värmeverket är beläget inom ett område med mäktiga ler- och siltavlagringar. En storblockig sandig moränrygg, med en maximal höjd av 20 m över Västeråsfjärden, är utbildad i nordnordvästlig riktning söder om verket. En mindre håll med granitberg går i dagen inom moränområdet vilket tyder på att ett påslag till ett bergrum skulle vara möjligt. Berget kan vara ett begränsat uppstickande parti varför bestämning av bergnivån med jordbergsondering erfordras för att anlägga ett värmelager i berg. Grundvattenytan ligger nära markytan inom de flacka partierna.



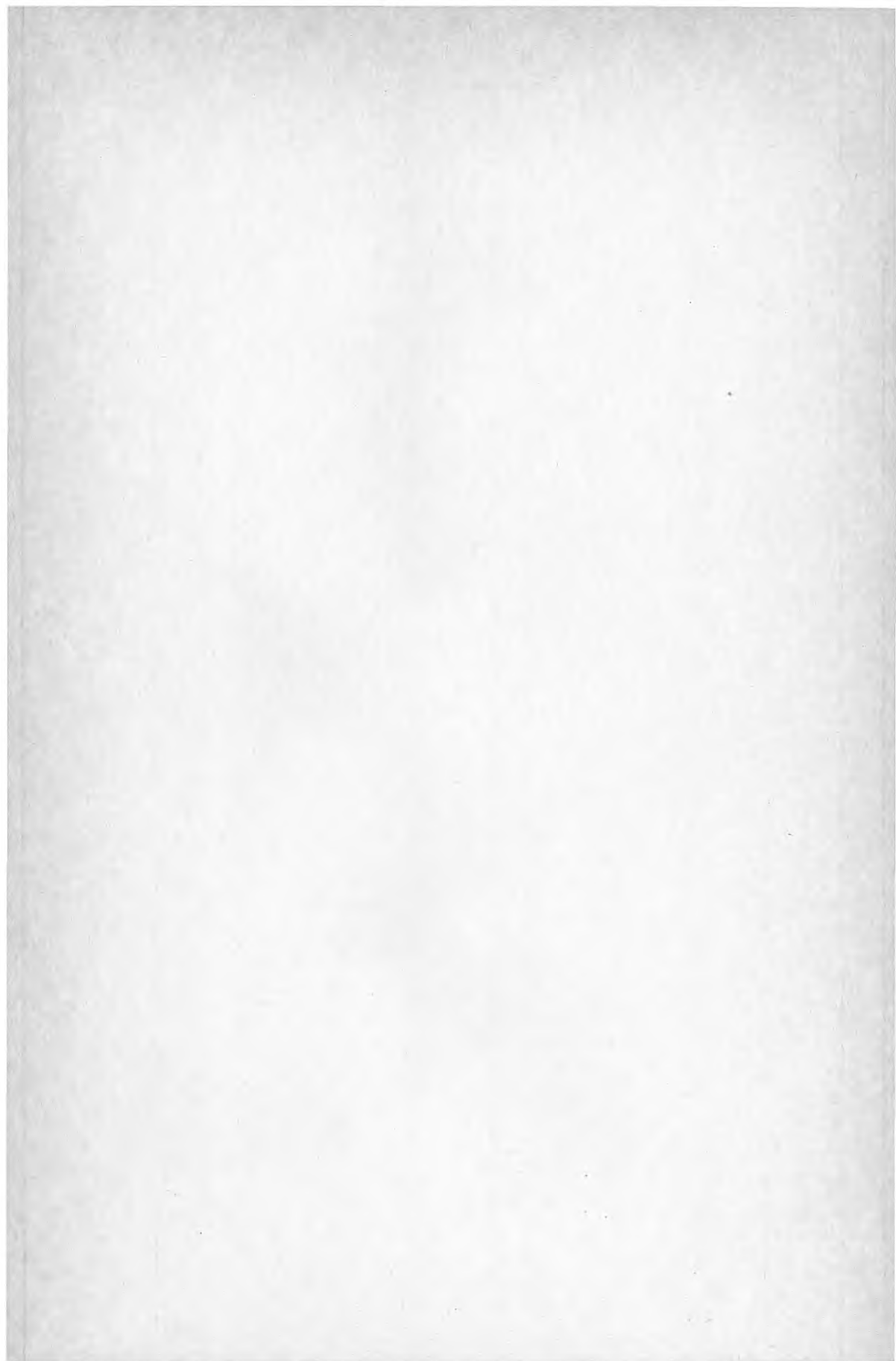
Örebro

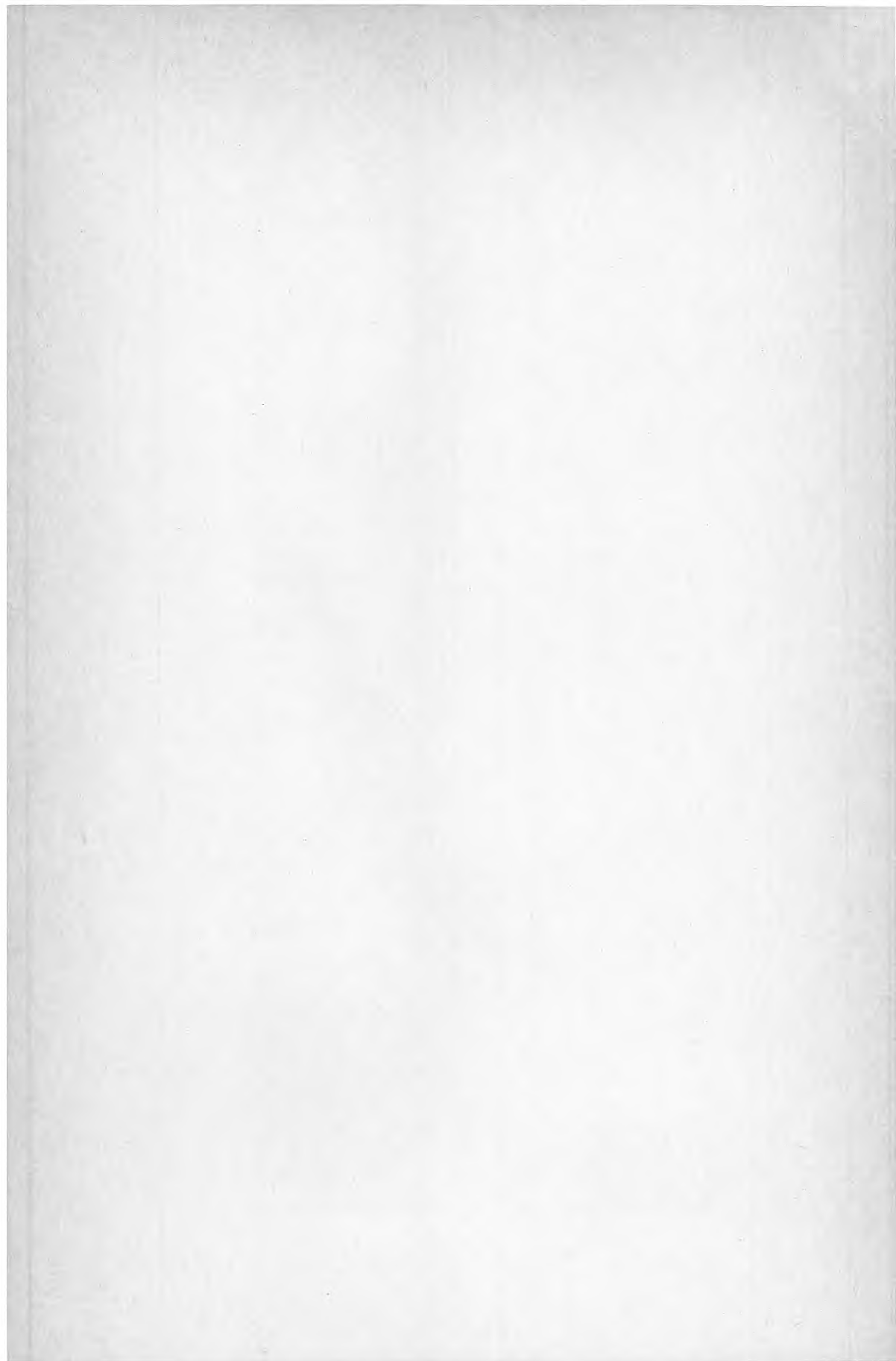
Djupet till berg vid värmeverket är ca 10 m. Jordlagren utgörs av lera. Området ligger på gränsen mellan urberg och sedimentärt berg. Det är därför möjligt att urberget kan överlagras av några meter sandsten. Urberget utgörs troligen av granit. De dominerande sprickbildningarna i området är VNV-OSO och NNV-SSO.

För att nå berget på mindre djup får man söka sig 1/2-1 km i SV riktning där de ytliga jordlagren utgörs av morän. Djupet till berg kan här antas vara några meter. En möjlig påslagspunkt torde också gå att finna inom detta område. Berget går dock inte i dagen. Att döma av det topografiska läget bör grundvattentrycket i berget ligga i eller över marknivå.









**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 831598-9
från Statens råd för byggnadsforskning till VBB AB,
Stockholm**

R112: 1985

ISBN 91-540-4449-9

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6705112

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

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

Cirka pris: 35 kr exkl moms