



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

R27:1985

# Lagring av spillvärme i bergrum och borrhålslager i Göteborg

Gunnar Nilsson

K  
AN

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	See

Byggeforskningsrådet

R27:1985

LAGRING AV SPILLVÄRME I BERGRUM OCH BORRHALSLAGER  
I GÖTEBORG

Gunnar Nilsson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 820637-3  
från Statens råd för byggnadsforskning till Energiverken  
i Göteborg, Göteborg.

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

R27:1985

ISBN 91-540-4323-9  
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck AB Stockholm 1985

INNEHÅLL	SID
SAMMANFATTNING	1
1. PROJEKTETS BAKGRUND OCH SYFTE	3
1.1 Inledning	3
1.2 Bakgrund	4
1.3 Syfte	5
2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR PROJEKTET	6
2.1 Lagrets anpassning till planerat spillvärmesystem	6
2.1.1 Spillvärmesystemet	6
2.1.2 Lagrets lokalisering och storlek	8
2.1.3 Övriga projektförutsättningar	8
3 UTVÄRDERING AV DE TRE FÖRESLAGNA LAGERKONCEPTEN	12
3.1 Disposition och läsanvisning	12
3.2 Allmänt om bedömningskriterier	12
3.3 Bergrumslager enligt VIAK	14
3.3.1 Inledning	14
3.3.2 Lagercykel	15
3.3.3 Lönsamhetskalkyler och värdering	16
3.3.4 Sammanfattning av VIAK:s koncept	22
3.4 Blockstenslager enligt Hagconsult	23
3.4.1 Inledning	23
3.4.2 Lagercykel	24
3.4.3 Lönsamhetskalkyler och värdering	26
3.4.4 Sammanfattning av Hagconsults koncept	32

INNEHÅLL	SID	
3.5	Borrhålslager enligt Studsvik energiteknik	33
3.5.1	Inledning	33
3.5.2	Lagercykel	35
3.5.3	Lönsamhetskalkyler och värdering	36
3.5.4	Sammanfattning av Studsviks koncept	37
4	RESULTAT OCH KOMMENTARER	40
4.1	Jämförande data	40
4.2	Jämförelse av lagrens egenskaper	41
4.3	Konsekvenser av ändringar i givna förutsättningar	42
4.4	Kommentarer till de lageralternativ som urladdas längre ner än till fjärrvärmevattnets returtemperatur	43
4.5	Omgivningseffekter, ekologi och vattenkemi	44
4.6	Alternativ med övertaliga bergrum	45
4.7	Lagrets betydelse för uppvärmningssituationen i Göteborg	45
4.8	Sammanfattning i punktform	47
5	BILAGOR	48
Bil 1	Referenser	
Bil 2	Konsultrapporter - titelsidor/innehållsförteckning	
2a	VIAK AB. Förstudie april 1983 Gunnar Gustafson och Magnus Liedholm SPILLVÄRMELAGRING I BERGRUM	
2b	Studsvik Energiteknik AB. Report EI-82/190 Peter Margen och Per Ingre SUNSTORELAGER FÖR LAGRING AV SPILLVÄRME I GÖTEBORG	
2c	Hagconsult ab. Principförslag april 1983 Ingvar Bogdanoff, Ulf Lindblom och Tibor Ritzl VÄRMELAGER PÅ HISINGEN I BLOCKFYLLDA BERGRUM	
Bil 3	Sorter och förkortningar	

## SAMMANFATTNING

Föreliggande rapport är resultatet av en jämförande studie avseende säsongslagring av spillvärme i Göteborg.

Säsongslagringen innebär att lagret laddas upp under sommaren med spillvärme, företrädesvis från processindustri. Lagrad värme används sedan under vintersäsongen för att i första hand ersätta oljeeldning i fjärrvärmesystemet.

Följande

- 1 Bergrumslager enligt VIAK
- 2 Blockstenslager enligt Hagconsult
- 3 Borrhålslager enligt Studsvik Energiteknik

Energiverken har fastställt projektets förutsättningar varefter respektive förslagsställare utarbetat systemlösningar, där varje lager anpassats till Göteborgs fjärrvärmesystem. Lagren har förlagts i nära anslutning till befintliga och planerade spillvärmekällor.

Energiverken har därefter utvärderat teknik och ekonomi för varje lagerkoncept inklusive systemlösningar. Bedömningen har skett utgående från de speciella förhållanden som föreligger i Göteborg. Någon generell gradering av koncepten har ej eftersträvat.

Av företagsekonomiska skäl och med hänsyn till leveranssäkerhet för spillvärmekällorna har kalkylerna gjorts utifrån 10 års avskrivning av anläggningen.

Med utgångspunkt från in- och urkopplingsmöjligheter, termodynamik, utvinnbara energimängder, utnyttningstider, reglermöjligheter och lönsamhetskalkyler kan resultaten av utvärderingen sammanfattas i följande punkter:

- 1 Vid urladdning av lagret ner till den gräns som sätts av fjärrvärmevattnets returtemperatur gäller följande:

Borrhålslagret ger det bästa ekonomiska utbytet. Det har utformats med störst urladdningskapacitet, ca 50 GWh.

Det ekonomiska resultatet för de andra lager typerna kommer att närma sig borrhålslagrets resultat om deras kapacitet utökas till 50 GWh.

- 2 Bergrumslagret och blockstenslagret kan lättare anpassas för tillfälligt höga effektuttag än borrhålslagret.

- 3 Risken för driftskador är störst för borrhålslagret. Inne i lagret är dessa svårare att åtgärda i borrhålslagret än i de andra lagren.
- 4 Alla lagertyperna erbjuder goda möjligheter till dygnsreglering.
- 5 Ett lagerprojekt bör, där så är möjligt, genomföras i kombination med anpassningar till annat spillvärmeutnyttjande. Kort sagt bör ett lager urladdas längre ner än till fjärrvärmenätets returtemperatur.
- 6 Bergrumslagret erbjuder det klart bästa alternativet för vidareanvändning om värmelagring i framtiden blir inaktuellt.



# 1 PROJEKTETS BAKGRUND OCH SYFTE

## 1.1 Inledning

Under våren 1982 erhöll Energiverken i Göteborg en förfrågan från Byggforskningsrådet (BFR) om verken kunde åtaga sig huvudmannskapet för en jämförande studie av tre olika bergförlagda värmelager.

Studier av storskalig värmelagring hade vid denna tidpunkt aktualiserats genom det stora spillvärmeinslaget i Göteborgs fjärrvärmesystem. Förundersökningar av olika möjligheter att tillvarata spillvärme vintertid hade därför startats inom verken.

BFR:s förslag kom följaktligen mycket lägligt varför vi accepterade att genomföra en systematiskt upplagd studie av tre tänkbara lagervarianter. Projektet påbörjades omedelbart.

I projektet ingående värmelager har varit:

- Bergrumslager enligt förslag från VIAK
- Blockstenslager enligt förslag från Hagconsult
- Borrhållslager enligt förslag från Studsvik Energiteknik.

Följande direktiv gavs för projektet:

- 1 Samtliga för projektet nödvändiga grundförutsättningar avseende det planerade spillvärmesystemet och Göteborgs fjärrvärmenät presenteras av energiverken.
- 2 Varje lagertyp skall av förslagsställarna inplaceras i det planerade spillvärmesystemet.
- 3 Utgångspunkt för den slutliga värderingen är att respektive lagertyp inklusive åtföljande systemlösning skall bedömas ur teknisk och ekonomisk synvinkel.

I juni 1982 presenterade vi de förutsättningar som skulle gälla för projektet. Under hösten utarbetades systemlösningar för de tre alternativa lagertyperna. Därefter vidtog utvärderingen som avslutades i oktober 1983.

Föreliggande slutrapport har sammanställts under december 1983.

Utvärderingen av de tre förslagen har utförts i nära samarbete med Institutionen för värmeteknik och maskinlära vid Chalmers Tekniska Högskola.

Ett särskilt tack vill vi rikta till professor Gösta Rosenblad, som bidragit med många värdefulla synpunkter.

## 1.2 Bakgrund

Som nämnts i inledningen hade vi redan innan projektet startats haft anledning att studera storskalig värmelagring. Följande bakgrund beträffande fjärrvärmesituationen i Göteborg förklarar kortfattat vårt intresse för en lagerapplikation i fjärrvärmesystemet.

1982 hade energiverkens samtliga nät en ansluten effekt om ca 1 400 MW.

Till abonnenterna levererades 2 300 GWh och den här för använda energin uppgick till 2 700 GWh. Ca 35 % härav var spillvärme från Shells raffinaderi och regionens sopförbränningsanläggning. Resterande 65 % var oljebaserad värme.

Under 1982 fastställde Göteborgs kommun riktlinjer beträffande värmeförsörjningen under resten av 1980-talet och en bit in på 1990-talet.

Riktlinjerna innebär i huvudsak att de idag delvis separata näten skall knytas samman och att en storskalig satsning på tillvaratagande av spillvärme skall ske.

Göteborg har unika tillgångar på stora spillvärmemängder samt ett stort värmeunderlag vilket möjliggör en sådan satsning. Om ca 5 år beräknas på detta sätt ytterligare 25 % av energibehovet att kunna täckas med spillvärme. Resterande 40 % täcks då med ungefär lika delar olja och kol.

De stora spillvärmekällorna är kontinuerliga under hela året medan värmebehovet främst föreligger under eldningssäsongen, d v s från den 15 september till den 15 maj.

Redan i dag kan hela centrala stadens sommarbehov täckas med befintlig spillvärme. Sammankoppling av fjärrvärmenäten ger i framtiden ett större spillvärmeunderlag. Trots detta kan spillvärmekapaciteten i framtiden endast i mindre utsträckning utnyttjas under sommarhalvåret.

Enda möjligheten att tillvarataga denna energimängd är att bygga in ett säsongslager i fjärrvärmesystemet.

Många olika lagringstekniker är principiellt tänkbara. Men utgående från de energikvantiteter och geografiska förhållanden som föreligger i Göteborg ger en översiktlig genomgång snabbt vid handen att

ett berglager är det lämpligaste. Till skillnad från gropmagasin, lerlager m m har man i Sverige mångårig erfarenhet från storskaliga anläggningsarbeten i berg. Bland annat har tekniken utnyttjats inom gruvindustrin och vid byggande av bergrum för oljelagring. Både borrhäls- och sprängningsarbeten av olika slag får därför anses väl beprövade och fullt genomförbara oavsett berglagertyp.

### 1.3 Syfte

Projektets uttalade syfte är att värdera de tre lageralternativens tekniska och ekonomiska möjligheter i den speciella driftsituation som föreligger i Göteborg. Härvid tas i stor utsträckning hänsyn till den systemlösning som föreslagits i respektive fall.

Studien avser inte att i detalj generellt rangordna de tre alternativen.

- 2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR PROJEKTET
- 2.1 Lagrets anpassning till planerat spillvärmesystem
- 2.1.1 Spillvärmesystemet

Samtliga större spillvärmekällor aktuella för lagerprojektet är belägna inom ett relativt avgränsat område på Hisingen, (se figur 1).

För närvarande finns installerat spillvärmeutnyttjande vid Shells raffinaderi och vid Rya avloppsreningsverk.

I Shells raffinaderiprocess tillvaratas värme dels i toppkondensorer och dels i produktkylare. Förut användes luftfläktar där man nu kyler med fjärrvärmevatten. En oljebaserad spetsanläggning samt en mottrycksanläggning som drivs med överskottsgas ingår i Shell-systemet. Totalt uppgår effekten till drygt 80 MW och levererad energi till ca 555 GWh/år.

I Ryaverket produceras värme med hjälp av värmepumpsteknik. Totalt planeras en installation av 5 st värmepumpsenheter på tillsammans 135 MW, varav en första enhet om 27 MW har körts i gång i höst. 1986 beräknas produktionen uppgå till 570 GWh. I Ryaverket höjs fjärrvärmevattnets temperatur från ca 50 till 80°C.

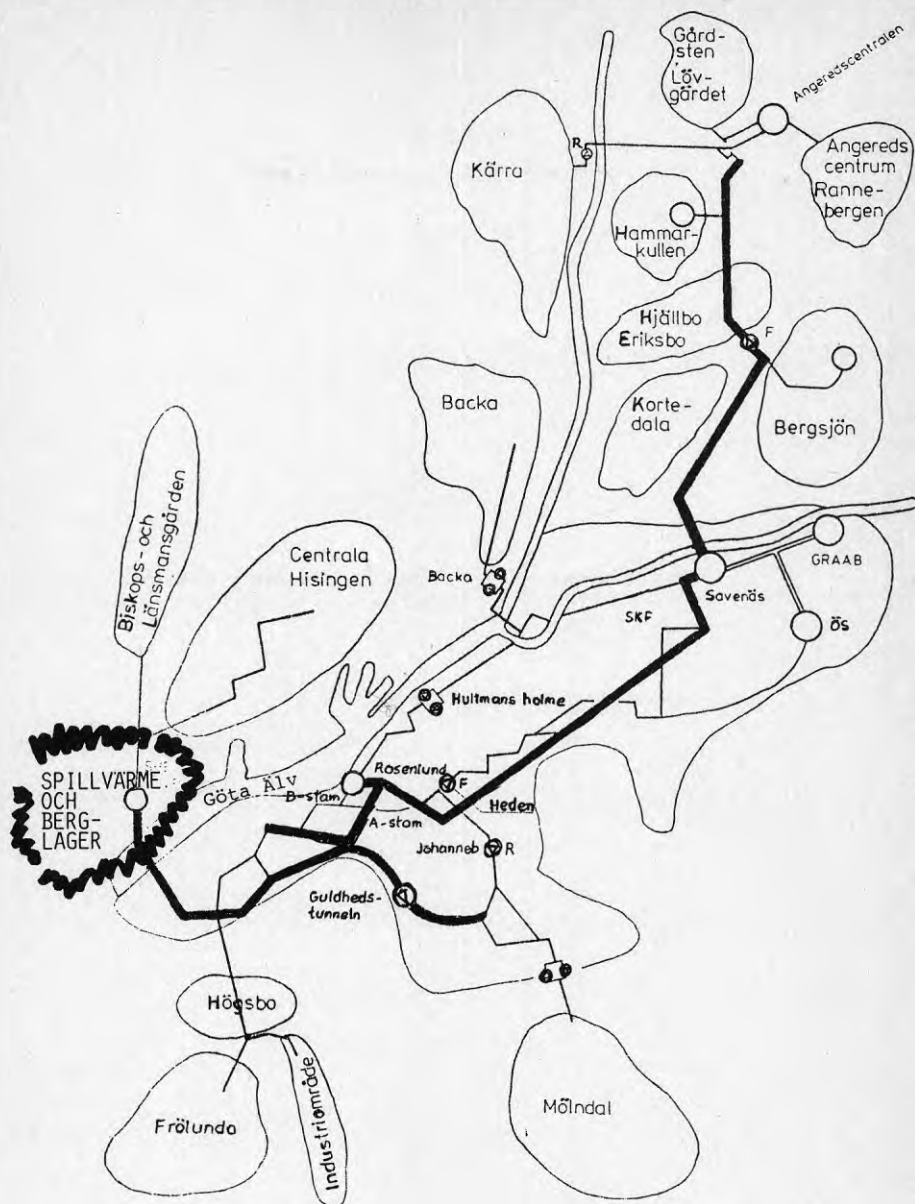
Resterande spillvärmeutbyggnader på Hisingen som ingår i förutsättningarna för detta projekt omfattar BP:s raffinaderi samt ytterligare utbyggnader vid Shell.

BP levererar i dag spillvärme till Volvo. Denna anläggning utnyttjas till fullo under eldningssäsongen men endast i mindre omfattning under resten av året. En samkörning med fjärrvärmesystemet innebär att man sommartid kan utnyttja ca 50 GWh för lagring. Den tillgängliga effekten uppgår till 17 MW.

Förutom BP-Volvosystemet finns ett flertal i dag ej utnyttjade värmekällor vid BP. Dels en högvärdig del, kallad BP I, på 14 MW vid temperaturnivån 108/30°C och dels en lågvärdig del, kallad BP II, på 28 MW vid temperaturnivån 58/30°C.

Vid Shell kan en sista utbyggnad kallad Shell III ge 13 MW vid nivån 47/30°C.

Tillsammans kan BP I, BP II och Shell III utgöra källorna i en spillvärmekrets för drift under den period då olja används. Källorna kopplas till en stor värmepumpanläggning med fyra enheter på tillsammans 68 MW. Under sommaren skall kretsen ställas av, vilket gör det möjligt att utnyttja valfria delar för uppladdning av ett berglager.



Figur 1.

Göteborgs fjärrvärmenät 1987 och bergvärmelagrets placering

Slutligen kommer en ny oljebaserad spetsanläggning att uppföras i anslutning till värmepumpsanläggningarna. Värmen från Ryaverket och raffinaderierna (80 respektive 90°C) måste nämligen spetsas till över 100°C (max 120°C) för att fjärrvärmenätet skall kunna täcka värmebehovet under höglastperioder.

Det planerade spillvärmesystemet återges i figur 2.

### 2.1.2 Lagrets lokalisering och storlek

Inom ramen för projektet har en sammanställning över tidigare gjorda geologiska undersökningar i området tagits fram. Denna har sedan kompletterats med översiktliga fältstudier samt vissa restriktioner.

Inom undersökt område förekommer bergarter av olika typer såsom gnejsgranit, slirigbandad gnejs och ådergnejs. Dessutom finns mindre inslag av amfibolit och diabas. (För mer detaljerad information om undersökningarna hänvisas till de tre konsultrapporterna.)

Flera alternativa förläggningsplatser har angivits i ovannämnda undersökningar. Ur bergteknisk synvinkel bedöms flertalet av dessa vara i stort sett likvärdiga. I projektet utgår vi därför från det mest centralt belägna alternativet, nämligen under Rya Skog. Skulle detta visa sig omöjligt t ex på grund av naturvårdsintressen, finns alltså flera goda alternativ. Det enda som i slutskedet påverkas av en sådan ändring är ledningskostnaderna mellan lagret och spillvärmekällorna. Detta är en relativt liten post i kalkylerna som dessutom är ungefär lika stor oavsett lagertyp. Projektresultatet påverkas följaktligen endast marginellt av en sådan ändring.

Lagerstorleken skulle teoretiskt kunna bli 400 GWh. Vi har dock valt att begränsa oss till ca 50 GWh av flera olika skäl. Redan denna kapacitet kommer att kräva en avsevärd investering och innebär tillika ett risktagande som inte kan försummas. Några liknande fullskaleprojekt har inte byggts. 50 GWh är dock tillräckligt stort för att lagret skall kunna innebära ett bidrag till oljeersättningen inom uppvärmningssektorn i Göteborg. Dessutom finns i samtliga alternativ möjligheter att i ett senare skede eventuellt utöka kapaciteten.

### 2.1.3 Övriga projektförutsättningar

I princip kan de olika spillvärmeenheter användas var för sig eller tillsammans i vissa kombinationer. Vilka enheter som i praktiken skall användas för laddningen kommer till sist att avgöras av priset på den erhållna energin. Detta är naturligtvis avhängigt av framtida förhandlingar med raffinaderierna. I pro-

jektet antages att spillvärmepriset är noll. Orsaken härtill är att den primära uppgiften i denna förprojektering är att anpassa en utvald lagertyp på tekniskt och ekonomiskt bästa sätt till det planerade spillvärmesystemet. Detta låter sig göras då förutsättningarna är lika för samtliga alternativ.

Inverkan av spillvärmepriset diskuteras vidare i kapitel 4.3.

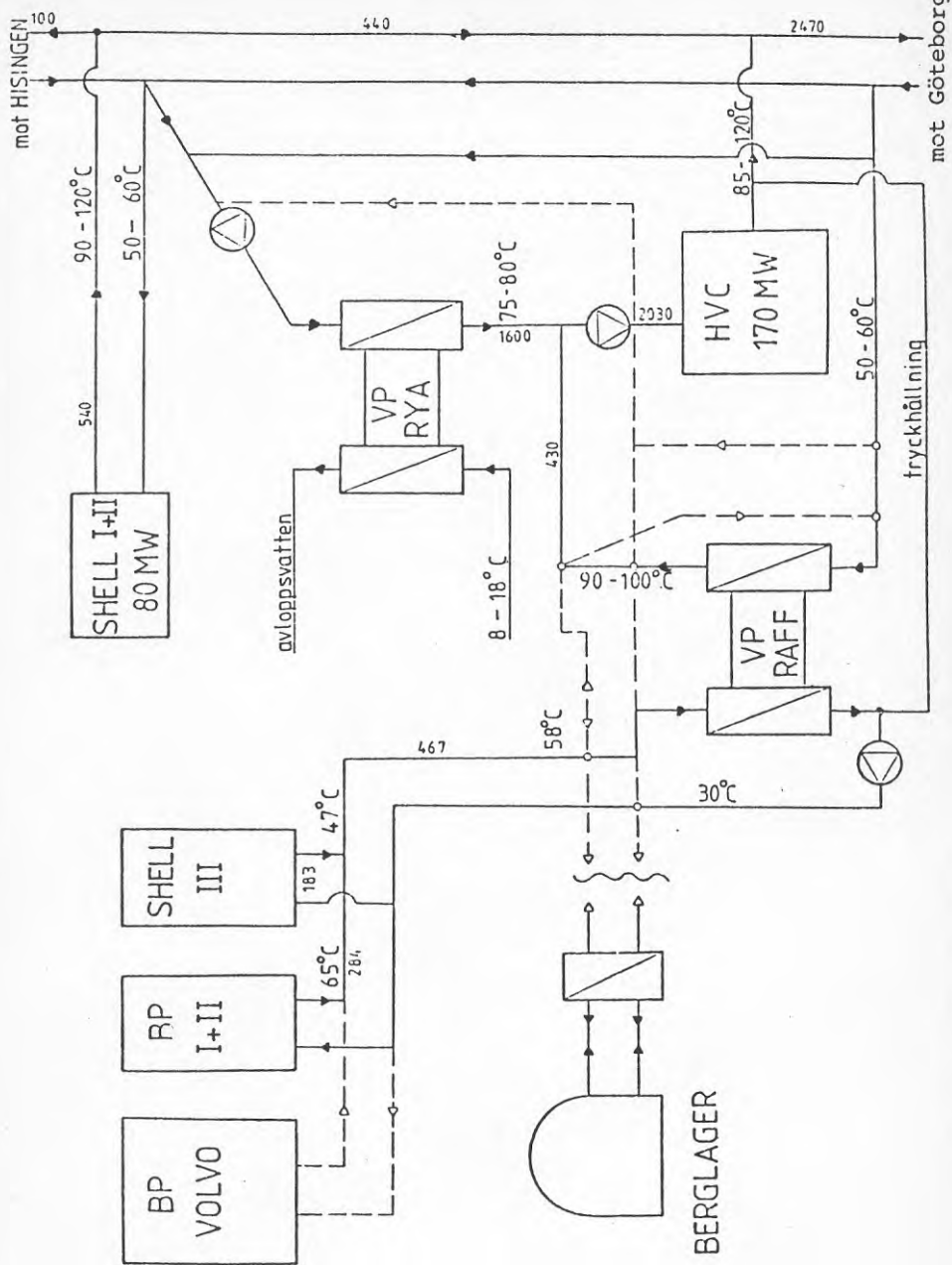
Varje lageralternativ redovisar restvärden och eventuellt inbesparade panneffekter. Dessa faktorer avgör dock inte valet av lagertyp. Ställningstagandet motiveras för restvärdet av att den framtida alternativa användningen är mycket svår att bedöma i dagsläget och än osäkrare att ekonomiskt kalkylera. Beträffande panneffekten kan sägas att hetvattencentralens planerade effekt om 170 MW kommer att behövas vid dimensionerande utetemperatur, varför ett effektvärde på lagret ej bör intecknas i detta läge. Behov av andra effektutbyggnader i denna del av nätet föreligger inte för närvarande.

Avskrivningstiden är fastlagd till 10 år. Detta kan synas vara väl kort med tanke på att de flesta kommunala investeringar inom energiområdet är avsevärt längre. Följande faktorer har legat till grund för den korta avskrivningstiden:

- Säsongslagret skall ingå i spillvärmesystemet som till stor del bygger på värmepumpsteknik. Samtliga värmepumpar skrivs av på 10 år. Det vore därför företagsekonomiskt felaktigt att åsätta en komponent i systemet en längre avskrivningstid, så länge man inte vet om övriga delar kan ersättas efter en tioårsperiod med nya ekonomiskt bärkraftiga alternativ.
- Framtida utvecklingen för raffinaderierna sett på längre sikt bedöms som osäker beträffande innehåll och kapacitet. Då man dessutom inte har längre erfarenhet av den storskaliga värmepumpsdriften är den tekniska livslängden här osäker, liksom också kostnadsutvecklingen på elenergi och andra alternativa energislag.

Totalt sett har vi därför bedömt att om vi själva skall bekosta en investering i ett säsongslager bör lönsamhetskraven vara företagsekonomiskt försvarbara. En ekonomisk livslängd om 10 år är med ovan givna motiveringar fullt rimlig att belasta projektet med.

Givna förutsättningar avseende prisutvecklingar och andra för kalkylerna nödvändiga data specificeras i tabell 1.



Figur 2.

Det planerade spillvärmesystemet på Hisingen



År	1982	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Konsumentprisindex	1,000	1,260	1,360	1,469	1,587	1,714	1,851	1,999	2,159	2,332	2,518
Ränta (faktor 1,14)	1,000	1,482	1,689	1,925	2,995	2,502	2,853	3,252	3,707	4,226	4,818
Huvudsästerföring faktor 1,14 <sup>-1</sup>	-	1,000	0,877	0,769	0,675	0,592	0,519	0,456	0,400	0,351	0,308
Elpris 15/5-15/9 kr/MWh	140,0	171,5	183,5	196,4	216,0	237,6	261,4	287,5	316,2	347,9	382,6
" 15/9-15/5 "	175,0	214,4	229,4	245,4	270,0	297,0	326,7	359,4	395,3	434,8	478,3
Oljepris kr/m <sup>3</sup>	1480	2115	2348	2606	2893	3211	3564	3956	4391	4874	5410
Värmepris olja kr/MWh	152,0	217,2	241,1	267,6	297,1	329,7	366,0	406,2	450,9	500,5	555,6
Kolpris kr/ton	522	775	860	955	1060	1177	1306	1450	1609	1786	1982
Värmepris kol kr/MWh	87,7	130,3	144,5	160,5	178,2	197,8	219,5	243,7	270,4	300,2	333,1

Tabell 1. Översikt av faktorer beroende av tids- och kostnadsutvecklingen

### 3 UTVÄRDERING AV DE TRE FÖRESLAGNA LAGERKONCEPTEN

#### 3.1 Disposition och läsanvisning

Utvärderingsfasen presenteras på följande sätt:

- Inledningsvis ges en kort allmän beskrivning av bedömningskriterier som använts. (Avsnitt 3.2)
- För varje koncept ges:
- En kort inledning varefter lagercykeln presenteras.
  - Lönsamhetskalkyler baserade på förändringar och korrigeringar. Resultaten av kalkylerna presenteras i tabellform för varje alternativ.
  - Sammanfattning av respektive lager.

Om läsaren i detalj önskar följa givna bedömningar och korrektioner är det nödvändigt att i helhet först gå igenom föreslagna ursprungskoncept. Dessa kan erhållas från respektive förslagsställare (se bilaga 1). I övrigt kan sägas att i tabellerna 3,4,6,7, och 9 finns samtliga årskostnader och årsintäkter uppställda och summerade. Vidare framgår nettoresultaten årligen och summerade. Slutligen finns också mängden nyttiggjord energi från respektive alternativ med i tabellen.

#### 3.2 Allmänt om bedömningskriterier

Vid bedömningen av de olika koncepten kommer vi som redan nämnts att utgå från de speciella förhållanden som föreligger i Göteborg. Vi eftersträvar följaktligen inte att göra en i alla delar generell gradering av de olika lagertyperna. Vårt val av koncept behöver därför nödvändigtvis inte vara det generellt bästa valet i alla situationer. Andra förhållanden kan möjligen utgöra skäl för att välja ett annat koncept.

Utvärdering utförs med hänsyn till följande för lagret väsentliga egenskaper:

- In- och urkopplingsmöjligheter
- Termodynamik hos lagret
- Utvinningsbara energimängder
- Utnyttjningstider och reglermöjligheter
- Lönsamhet

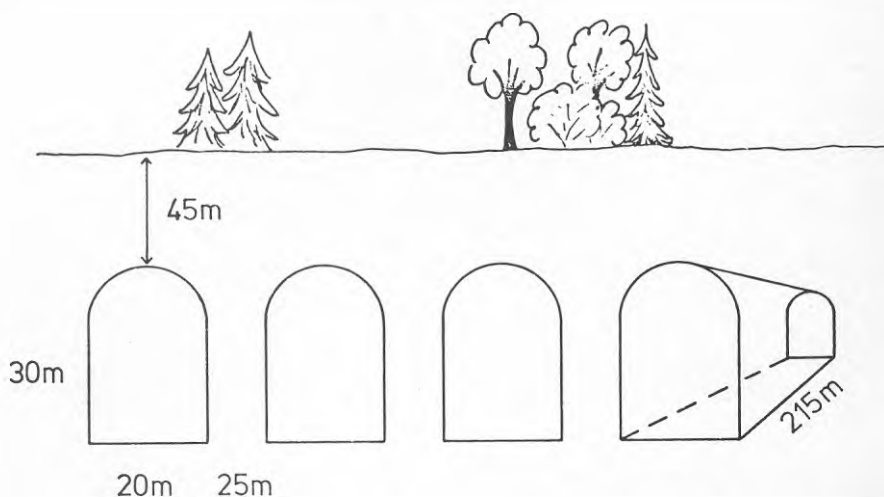
Vi kommer att lägga stor vikt vid enkelhet och graden av tillförlitlighet. Detta motiveras av att det framtida FV-nätet kommer att blir relativt komplext, vad gäller samdrift med många olika produktionsanläggningar. Ett lager skall därför inte utgöra någon ytterligare belastning, utöver nödvändiga åtgärder för driftorganisationen, utan snarast tjäna som en extra möjlighet vad gäller olika driftfall.

Ovanstående betoning på enkelhet kommer att innebära att alla installationer kring ett lager bör omfatta känd och kommersiell teknik så långt detta är möjligt. Detta är förmodligen också det bästa sättet att nedbringa kapitalkostnaden, vilken är den tyngsta kostnadsposten i samtliga koncept.

### 3.3 Bergrumslager enligt VIAK

#### 3.3.1 Inledning

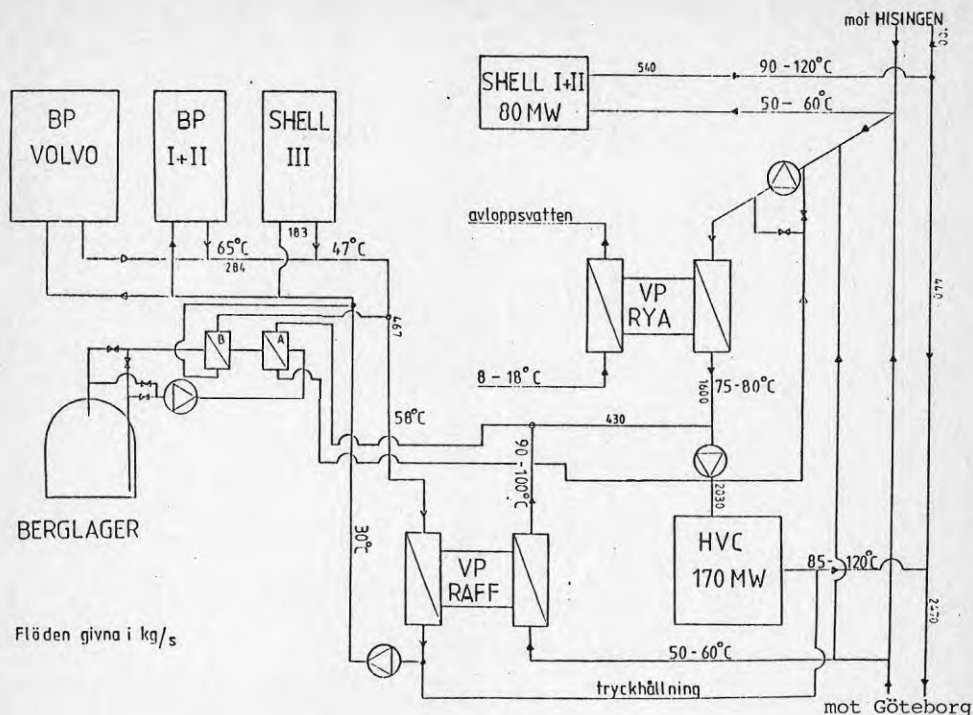
VIAK föreslår ett bergrumslager om sammanlagt 530 000 m<sup>3</sup>. Det är beläget 45 m under mark och består av fyra rum om 20 m bredd, maximal höjd 30 m med halvcirkulär överdel och längden 215 m. Mellan varje bergrum bibehålls bergväggar av 25 m tjocklek. Lagrets ytterdimensioner blir därmed i höjd 30 m, i längd 215 m och i bredd  $4 \times 20 + 3 \times 25 = 155$  m. Lagret upptar en total yta i planet om  $155 \times 215$  m<sup>2</sup>.



Figur 3. Bergrumslager

Bergrumslagret föreslås inplacerat i spillvärme-systemet via 2 st värmeväxlare. (Se figur 4 nedan). Systemlösningen innefattar uppladdning med hjälp av värme från BP-Volvosystemet samt under de första åren även värmepumpsvärme från Ryaverket.

Bergrummen uppges kunna lagra in ca 50 GWh mellan 119 och 35°C. Urladdningen sker i två steg och enbart under den tid då olja används i fjärrvärmesystemet. I det första steget avges värme direkt till fjärrvärmenätet. I det andra steget avges värme till spillvärmekretsen mellan BP I + II, Shell III och värmepump för raffinaderierna.



Figur 4. Bergrumslagrets inkoppling

### 3.3.2 Lagercykel

Uppladdningen börjar den 15 maj med värme från BP-Volvosystemet kompletterad under de första åren med värmepumpsvärme från Ryaverket. Lagervattnets temperatur efter värmeväxlarna blir  $119^{\circ}\text{C}$ . Uppladdningen fortgår under sommaren och avslutas den 15 september.

Lagervattnet uppvärms i två steg. I första steget används vatten från värmepumparna i Ryaverket. Behovet av detta steg är avsevärt under det första året men sjunker snabbt under de två följande åren för att under åren 8-10 helt utebli. I det andra steget värms lagervattnet vidare från  $50$  à  $55^{\circ}\text{C}$  till  $119^{\circ}$  med vatten från BP-Volvosystemet. Det senare är  $124^{\circ}$  varmt.

Flödet i lagerkretsen är 64,2 kg/s, lika både vid laddning och urladdning och lika med flödet från BP-Volvo. Flödet då värmepumpsvärme från Rya används är 151 kg/s. Lagret vilar från den 16 september till den 14 december, varvid lagervattnets temperatur sjunker till 108°C.

Urladdning sker från den 15 december till den 15 mars varvid lagervattnet kyls i en värmväxlare med nätets returvatten av 55°. Lagervattnet kyls vidare från 60° till ca 35° med vatten av 30° från raffinaderivärmepumpens förångare, varefter det återgår till berglagret.

Lagret vilar vid den senare temperaturen fram till den 14 maj, varefter en ny cykel startar.

Totalt kan lagret årligen laddas ur med ca 50 GWh under avskrivningstidens senare del.

### 3.3.3 Lösamhetskalkyler och värderingar

VIK har presenterat två alternativa förläggningsplatser. För att få jämförbara kalkyler bearbetas här enbart Rya-alternativet.

I tabell 2 nedan har investeringskostnaderna sammanställts. Tabellen ger dels av VIK presenterade kostnader, dels av oss utvärderade poster. Samtliga värden avser 1982 års penningvärde.

Tabell 2: VIK INVESTERINGSKOSTNADER (Mkr).

Kostnadsslag	Av VIK givna kostn	Utvärd kostn	Hänvisn till kommentar
Förundersökning och projektering	1,50	1,50	
Bergrum: sprängning och urlastn	47,9	39,10)	A
Bergrum: förstärkning m m		7,30)	
Försäljning av sprängsten	-4,00	-	B
Transport av sprängsten	7,00	-	C
Installation (VVX, pumpar, rör)	1,35	1,35	
Kulvert	1,10	1,10	
Vattenkostnad	1,80	-	D
Kapitalkostnader	8,30	-	E
Administration och kontroll	0,80	0,80	
<b>TOTAL INVESTERING</b>	<b>65,75</b>	<b>51,15</b>	

Not A: Felräkning föreligger, vilket bekräftats av VIAK.

Noterna B och C: Det är högst tveksamt om sprängstenen kan avsättas inom Göteborg och i sådana fall till vilket pris. Avsättningsmöjligheterna varierar kraftigt från år till år, varför man ej bör kalkylera med några intäkter på förhand. Detsamma gäller naturligtvis även Hagconsults förslag som räknar med en vinst på "minst 1,8 Mkr" då stenen läggs upp vid lagret. Sålunda medtages inga tillägg eller avdrag för sprängsten i kalkylerna.

Not D: Vattenkostnaden är upptagen till 1,8 Mkr. Förslaget enligt Hagconsult förutsätter att lagret arbetar med renat Ryavatten som per dygn uppgår till ca 260 000 m<sup>3</sup>. Det är troligt att Ryavattnet med sin sammansättning av olika substanser, bl a organiska ämnen, är mindre pH-känsligt än ledningsvattnet i Göteborg. Vattnet i Göteborg har nämligen ett mycket lågt saltinnehåll.

Därmed kan Ryavattnet ha vissa fördelar jämfört med ledningsvattnet. Risken för störningar av mikrobiologiska föroreningar bedöms vara små då vattnet under ca sex av årets månader är varmare än 100°C. Vattenkostnaden dras sålunda av.

Not E: Räntekostnader under byggtiden är inte med i kalkylerna. Förklaring till detta ges i avsnitt 4.1.

VIAK har utfört samtliga kalkyler i enlighet med sitt förslag att utnyttja raffinaderivärmepumparna för kylning av lagervattnet till 35°C. I avsikt att göra en direkt jämförelse med övriga förslag ges vid utvärderingen två VIAK-alternativ, där ursprungligt förslag (alternativ 1) kompletteras med en kalkyl enbart för kylning ner till fjärrvärmevattnets returtemperatur (alternativ 2).

#### Värdering av alternativ 1: 108-35°

I kalkylerna saknas investeringskostnader för den värmepumpskapacitet som krävs för att sänka lagrets temperatur från 60-35°C trots att det anges att här för erfordras en avgiven värmepumpeffekt av 12 MW.

En närmare kontroll av denna siffra ger en antydning om att det vid värmefaktorn 5,2, som är aktuell här, skulle räcka med ca 8,3 MW. Vi antar därför att en effekt om 9 MW är tillräckligt.

Det är inte rimligt att förutsätta att värmepumparna för raffinaderierna utan kostnad skall ha en extra kapacitet av ca 9 MW. Två ur ekonomisk synpunkt korrekta fall kan nu tillämpas:

- a) Värmepumpskapaciteten 9 MW skall belasta projektet både på investerings- och driftsidorna då lagret kyls till 35°C. Som intäkt för oljeersättning erhålls då dels en uttagen värmemängd ner till 35°C, dels en värmemängd som motsvarar el för värmepumpen.
- b) Lagret kyls ned till 60°C, vilket medför att ingen extra värmepumpskapacitet behövs och därmed inga extra kostnader.

I fall b) enligt ovan blir vid laddning vvx A enligt VIAK:s förslag onödig och vid urladdning även vvx B. Mera rationellt är då att koppla samman båda värmeväxlarna till en. Genom denna åtgärd bör det vara möjligt att med samma värmeväxlareyta sänka minsta temperaturskillnaden från 5 till ca 3°, såväl vid laddning som vid urladdning. Därigenom ökas temperaturändringen under uttaget till fjärrvärmenätet från tidigare 108-60°C till 110-58°C.

I den följande beräkningen av det ekonomiska utfallet upptas här båda alternativen.

VIAK räknar som intäkt i sin sammanställning endast värdet av inbesparad olja utgående från den värmemängd som uttagits från lagret. I det föreslagna systemet ingår kapacitet för VP-raff för lagrets nedkylning från 60-35°C. Elenergin för denna del av VP-raff tillförs givetvis också nätet. Denna post har VIAK tagit upp som utgift på kostnadssidan. Därmed skall en motsvarande intäkt i form av värme också tas upp, vilket VIAK underlåtit.

VIAK redovisar förbrukningen av el för pumpar som skall transportera fjärrvärmevatten och lagervatten genom de båda värmeväxlarna. Vid urladdning bedöms att 80 % av pumparnas elbehov upptas i lagervatten eller fjärrvärmevatten och därför kan ersätta olja. Vid laddning däremot jämföras överförd energi till lagervatten eller fjärrvärme med spillvärme av kostnaden noll.



VIAK:s antaganden om skiktning och temperaturprofiler i lagret är väl pessimistiska. Uttagen värmemängd - men ej kvaliteten - skall vara densamma oberoende av antaganden om vattnets omblandning i samband med in och uttag och oberoende av temperaturförhållanden i språngskiktet mellan kallt och varmt vatten. VIAK har antagit en procentuell fördelning för den urladdade energin om 50 % vardera för VP-raff respektive direkt till fjärrvärmenätet. Mera sannolik är fördelningen 58-42 %, vilken också används vid utvärderingen för år 2-10.

För det första året används dock fördelningen 50-50 %.

De energibalanser som VIAK har redovisat har justerats så att ovan redovisade synpunkter är medtagna i kalkylerna.

Givetvis har också den extra värmepumpskapaciteten om 9 MW medtagits för alternativ 1.

I tabell 3 har samtliga kostnader och intäkter upp-tagits och summerats var för sig för de tio första driftåren. För varje år kan därför beräknas ett netto, till en början negativt men efter fjärde året positivt. De årliga nettoposterna har efter omräkning till nuvärdet 1985 summerats. Denna summa ger en uppfattning om lagrets funktion ur ekonomisk synpunkt under de tio första åren.

#### Värdering av alternativ 2: 110-58°C

VIAK har beräknat uttagna värmemängder vid ett konstant flöde då utgående lagervattentemperaturen sjunkit från 108-35°C.

En rimlig ansats för detta alternativ är då att uttagna värmemängder är proportionella mot den lägre temperaturskillnaden.

En förutsättning för att detta skall gälla är att skillnaden mellan lagrets medeltemperatur och uttaget lagervattens temperatur är liten vid urladdningens början och slut. Så kan fallet anses vara vid urladdningens början, då lagret dessförinnan vilat ca 3 månader, och så bör ungefärligen gälla också vid dess slut.

Utgående från denna ansats beräknas de till fjärrvärmenätet uttagbara värmemängderna som  $(110-58)/(108-35) = 71$  % av tidigare totalt uttaget värme. Den ekonomiska balansen kommer därmed att bli i enlighet med tabell 4.

Någon värmepumpsenergi för laddning kommer inte att krävas mer än första året.

P g a ca 10 % kortare urladdningstid upptas elbehovet med 90 % av tidigare upptaget värde men behandlas i övrigt på samma sätt som i alternativ 1.

År	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Kostnader</u>										
Lager, annuitet, 19,2 %	Mkr	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37
VP-raff "	"	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
El för laddn VP-Rya	"	1,82	0,48	0,09	0,04	0,01	0,01	-	-	-
El VP-raff vid urladdn	"	0,78	0,80	0,85	0,94	1,03	1,25	1,37	1,51	1,66
Pumpenergi (0,6 GWh)	"	0,12	0,12	0,13	0,15	0,16	0,19	0,21	0,23	0,26
Drift, underhåll m m	"	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,40	0,43	0,46	0,50
Summa kostnader	Mkr	17,55	16,22	15,91	16,00	16,09	16,40	16,56	16,75	16,97
<u>Värme</u>										
Från värmewäxlare	GWh	19,0	24,8	24,8	26,0	26,0	26,4	26,7	26,7	26,7
" VP-raff	"	23,4	22,3	22,3	23,3	23,3	23,7	24,0	24,0	24,0
" pumpenergi	"	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Summa värme	GWh	42,6	47,3	47,3	49,5	49,5	50,3	50,9	50,9	50,9
Intäkter	Mkr	9,25	11,40	12,66	14,71	16,32	20,43	22,95	25,48	28,28
Netto	Mkr	-8,30	-4,82	-3,25	-1,29	0,23	4,03	6,39	8,73	11,31
Do (1985 års penningvärde)	"	-8,30	-4,23	-2,50	-0,87	0,14	1,84	2,56	3,06	3,48
Summa "	Mkr	-8,30	-12,53	-15,03	-15,90	-15,76	-12,79	-10,23	-7,17	-3,69

Tabell 3. Ekonomisk utvärdering. Bergrumslager alternativ 1:108-60-350C.

År	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Kostnader</u>										
Lager, annuitet, 19,2 %	Mkr	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37
El för laddn VP-Rya	"	1,04	-	-	-	-	-	-	-	-
Pumpenergi (0,54 GWh)	"	0,11	0,11	0,12	0,13	0,14	0,16	0,19	0,21	0,23
Drift, underhåll m m	"	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,37	0,43	0,46	0,50
Summa kostnader	Mkr	13,77	12,75	12,78	12,82	12,85	12,90	12,99	13,04	13,80
<u>Värme</u>										
Från lager	GWh	27,0	30,5	30,5	32,3	32,3	32,5	32,9	32,9	32,9
" pumper	"	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Summa värme	GWh	27,2	30,7	30,7	32,6	32,5	32,7	33,1	33,1	33,2
<u>Intäkter</u>										
	Mkr	5,91	7,40	8,22	9,69	10,72	11,97	14,92	16,57	18,45
Netto	"	-7,86	-5,35	-4,56	-3,13	-2,13	-0,93	1,93	3,53	5,35
Do (1985 års penningvärde	"	-7,86	-4,69	-3,50	-2,11	-1,26	-0,48	0,77	1,24	1,65
Summa "	"	-7,86	-12,55	-16,05	-18,16	-19,42	-19,90	-18,97	-17,73	-16,08

Tabell 4. Ekonomisk utvärdering. Bergrumslager alternativ 2:110-580C.

### 3.3.4 Sammanfattning av VIAK:s koncept

Som framgår av resultaten redovisade i tabell 3 och 4 är det första alternativet det klart bästa.

Vinsten av lagrets ytterligare nedkylning under fjärrvärmenätets returtemperatur motsvarar en förbättring av det ekonomiska resultatet efter 10 års drift från ca -16 Mkr till ca -4 Mkr. Vinsten kan helt tillskrivas värmepumpen som vid urladdningen sänker lagrets undre temperaturgräns till 35°C, d v s med ca 25°C. Samma arrangemang kan också utnyttjas med likartat resultat för blockstenslagret.

Ur termodynamisk synpunkt bör ett bergrumslager fungera bra, d v s med små inre förluster. Den begränsade bygghöjden kan vid mycket stora lager ge en mindre gynnsam konfiguration, vilket är en nackdel, men av mindre betydelse om spillvärmets kan köpas till låg kostnad.

VIAK:s förslag kännetecknas av enkla in- och urkopplingar samt stora möjligheter att anpassa lagret till variationer i fjärrvärmenätet om så önskas.

Enligt förutsättningarna medtages inte restvärden i den ekonomiska kalkylen. Det kan dock konstateras att bergrumslagret utan tvekan har de bästa förutsättningarna för alternativa användningar efter värme-lagringstiden.

Vidare kan vi se att om lagrets livslängd kan förlängas till 20 år bör det inte vara några svårigheter att få projektet lönsamt. Detta förutsatt att inga radikala förändringar av givna pristuvecklingar sker samt att spillvärmepriset är mycket lågt.

Ytterligare jämförelser med de andra lagren ges i kapitel 4.

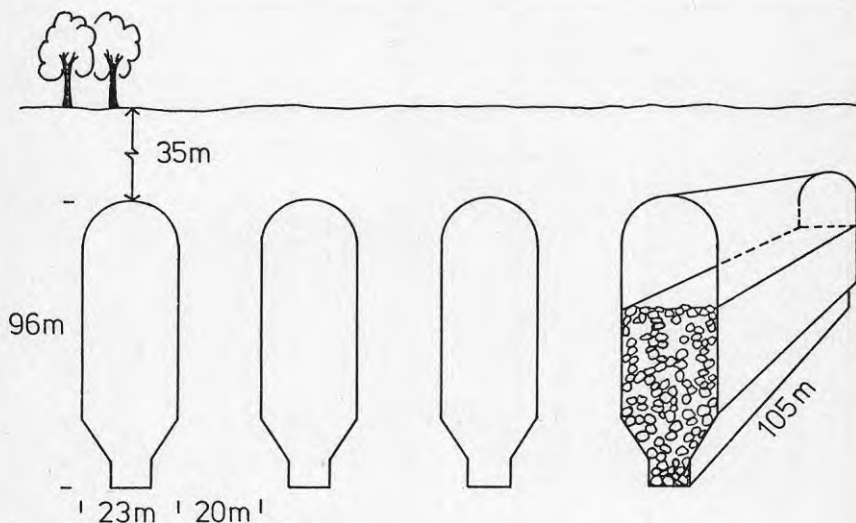
Till sist har VIAK inkommit med ett förslag om en utökning av lagervolymen till 700 000 m<sup>3</sup>. Detta medtages givetvis inte i utvärderingen därför att det knappast skulle vara rättvist gentemot de andra lagerkoncepten.

### 3.4 Blockstenslager enligt Hagconsult

#### 3.4.1 Inledning

Hagconsult föreslår ett lager bestående av fyra parallellt ställda bergrum. Varje rum är 92 m högt, 23 m brett och 105 m långt. Totalt uppgår lagrets volym till 874 000 m<sup>3</sup>.

Bergrummen utformas enligt figuren nedan. Merparten av sprängstenen får ligga kvar, vilket medför att vattenvolymen uppgår till ca 53 % av totalvolymen. Stenfyllningens höjd är 71 m och väggarna mellan bergrummen är 20 m breda. Lagrets dimensioner i planet är 152x105 m<sup>2</sup>



Figur 5. Blockstenslager

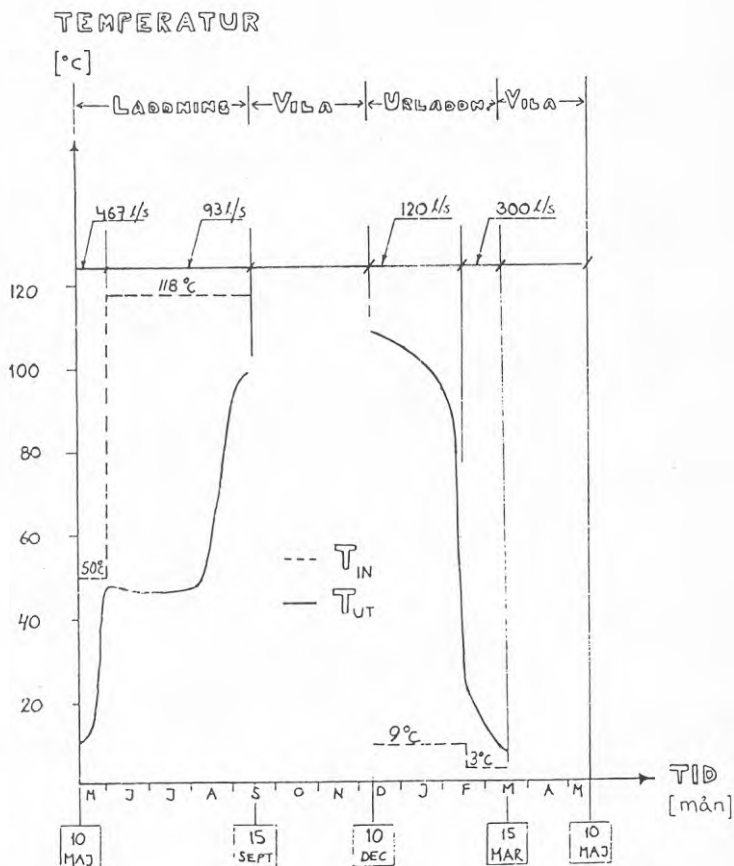
Systemlösningen innefattar alternativa uppladdningsmöjligheter avseende både initial och slutuppvärmning. Den huvudsakliga värmekällan är BP-Volvo-systemet. Kopplingen till fjärrvärmenätet sker via 3 parallellkopplade värmeväxlare.

Urladdning sker direkt mot fjärrvärmenätet i ett första steg. Därefter förs vattnet vidare till VP-Rya där slutkylning genomförs. Det sista steget innebär att lagret används som en flödesutjämnande och temperaturstegrande funktion för värmepumpsdriften vid Ryaverket.

Lagret uppges kunna lagra in ca 90 GWh mellan temperaturnivåerna 118 och 8°C.

### 3.4.2 Lagercykel

Enligt Hagconsult kan man årligen ta ut ca 84 GWh om lagret får arbeta mellan 118 och 3°C! Lagret arbetar då med olika flöden under olika faser i cykeln (se figur 6).



Figur 6. Blockstenslagrets årscykel

Lagercykeln inleds med en första laddningsperiod om 500 timmar, som varar från 10 - 30 maj. Lagervattenflödet är 467 kg/s och vattnet värms upp till ca 47°C. Som värmekälla utnyttjas antingen raffinerikretsen utan värmepump eller fjärrvärmenätets returvattnet. Under perioden tillförs lagret ca 29,4 GWh.

Den andra laddningsperioden omfattar 2 500 timmar och varar från den 1 juni till den 15 september. Här utnyttjas värme från BP-Volvo-systemet kompletterad med värme från BP-I. För detta anger Hagconsult två möjliga uppladdningssätt. I det första antages att BP-Volvo-systemet kan samköras med BP-I, så att temperaturnivån 124°C kan användas mot lagret. Detta förutsätter att temperaturnivån för BP-I kan höjas i förhållande till givna data. Hagconsult utgår nämligen vid sin beräkning från att om man höjer det enligt förutsättningarna givna 30-gradiga vattnet intill BP-I till 60°, så erhålls motsvarande höjning även på andra sidan värmeväxlarna. Detta är en omöjlighet då inte ens den ur värmesynpunkt bästa produktionsenheten inom BP-I håller en så hög temperatur som 124°C! Nivån fastläggs helt av de bestämda temperaturkrav som BP har på sina produkter. Följaktligen kan vattnet ut från BP-I maximalt vara 108°C.

För Hagconsult återstår därmed endast det andra uppladdningssättet. Detta innebär att man under ca 1800 h utnyttjar en blandningstemperatur på ca 117°C från BP-Volvo - BP-I och därefter 124°C från enbart BP-Volvo-systemet under resterande 700 timmar. (Givna förutsättningar samt systembilder ges av figur 2 samt avsnitt 2).

Efter den första inladdningen vid låg temperatur följer sålunda en uppladdningsperiod på totalt 2 500 timmar som kan delas upp i två delperioder.

Den första omfattar som nämnts 1 800 timmar och man använder ett flöde av 106 kg/s. Tillfört värme uppgår till 50,5 GWh och lagrets medeltemperatur blir ca 104°C då hänsyn tagits till värmeförlusterna.

Den andra högtemperaturladdningen genomförs under 700 timmar med ett flöde av 64 kg/s. Lagret tillföres ca 7,0 GWh och uppnår en sluttemperatur av 110°C om värmeförlusterna medtages.

Sammanfattningsvis har sålunda lagret laddats med  $29,4+50,5+7,0 = 86,9$  GWh.

Enligt Hagconsult kan för t ex år 1989 lagret laddas ur med 83,2 GWh. Samtidigt konstateras att läckageförlusten enligt datasimuleringar för samma år uppgår till 9,2 GWh.

Slutsatsen blir att om Hagconsults urladdningsperiod skall fullföljas enligt förslaget saknas ca 4 GWh. Orsaken är främst att man räknat med 118°C för till lagret ingående vatten i stället för de ca 113° som blir fallet under den första delperioden om 1 800 timmar vid högtemperaturinladdningen. (Under delperioden om 700 timmar kan man räkna med 122°C).

Efter laddningsperiodens slut den 15 september får lagret vila till den 10 december. Under viloperioden sjunker lagertemperaturen från 110 till 102°C.

Urladdningen skall enligt Hagconsult ske på följande sätt:

Under tiden 10 december - 13 februari avger lagret värme till fjärrvärmenätet. Lagervattenflödet är 120 kg/s och starttemperaturen 102°C. Efter växling mot nätet har lagervattnets temperatur sänkts till 60°C. Vattnet förs därefter vidare till Ryaverket och blandas med ingående avloppsvatten till värmepumparnas förångare. Från avloppsvattnet uttages en delström (120 kg/s, 9°C) före förångarna. Delströmmen leds tillbaka till lagret.

Efter den 13 februari har lagertemperaturen sjunkit till 60°C och växling mot fjärrvärmevattnets returtemperatur kan inte längre ske. Lagervattnets flöde ökas då till 300 kg/s och leds direkt till Ryaverket. Mellan den 14 februari och 15 mars laddas nu lagret ur från 60 till 3°C. Från Rya tas motsvarande flöde till lagret ut efter värmepumparna. Vattnet efter pumparna håller ca 3°C.

Hagconsult har beräknat att all urladdad energi från lagret ersätter olja.

### 3.4.3 Lönsamhetskalkyler och värdering

Hagconsults förslag går längst när det gäller temperaturskillnad i samband med lagring. Delvis därigenom anser man sig kunna ta ur mer än 80 GWh och beräknar att lagret under en 10 årsperiod kan spara in ca 83 000 m<sup>3</sup> olja till ett sammanlagt värde av 295 Mkr. Som nedan skall visas ligger bakom detta resultat flera misstag vid de termodynamiska och ekonomiska värderingarna.

För att jämförelsen med de andra lagertyperna skall kunna göras på ett korrekt sätt utformas här två alternativ. Det första med en cykel enligt Hagconsults förslag och det andra där fjärrvärmenätets returtemperatur får sätta urladdningsgränsen på precis samma sätt som för VIAK. Dock erhålls här två helt skilda lagercyklar som får särbehandlas. I VIAK:s fall blev skillnaderna mindre och proportionering kunde göras.

Följande kostnadssammanställning för Hagconsults investeringar kan göras i 1982 års penningvärde.



Tabell 5

## HAGCONSULT INVESTERINGSKOSTNADER (Mkr)

Kostnadsslag	Av Hagconsult givna kostnader	Utvärd kostn	Hänvisning till kommentar
Förundersökning och projektering	2,5	2,5	
Berglager: Sprängning och urlastning	49,2	49,2	
Berglager: Förstärkning m m	1,6	1,6	A
Försäljning av sprängsten	-1,8	-	B
Installation VVX, pumpar rör	3,8	3,8	C
Kulvert	0,2	1,0	D
Administratio <sup>n</sup>	-	-	E
TOTAL INVESTERING	55,8	58,1	

Not A: Kostnaderna för förstärkningsarbetena är små om man jämför med de andra lagertyperna. Givetvis inverkar stenfyllningen kostnadssänkande på denna post, men det återstår dock ca 25 meters vägghöjd som kan behöva förstärkas. Detta får ses som en kommentar och föranleder inga förändringar i kalkylen.

Not B: Utgår (se avsnitt 3.3.3)

Not C: I redovisade kostnader för denna post ingår bl a "ventiler m m" som upptagits till 50 kkr. En minst 10 gånger så stor summa bör vara motiverad. Posten är dock så liten i jämförelse med totalkostnaden att ingen justering vidtogs.

Not D: Kulvertkostnaden är justerad så att kulvertlängden uppgår till ca 150 m i stället för uppgivna 50 m.

Not E: Administrations- och kontrollkostnader är inte upptagna i kalkylen. Med tanke på den relativt höga projekteringskostnaden görs dock inga korrigeringar.

### Värdering av alternativ 1: urladdning 102-3°C

Detta alternativ följer i stort Hagconsults intentioner. Lagret arbetar här med kylning ner till 3°C enligt tidigare beskriven lagercykel.

Utgående lagervatten av 60° eller lägre blandas med renat avloppsvatten före värmepumparna. Genom förfarandet uppnås en temperaturstegring om maximalt ca 2° C på avloppsvattnet. En sådan blandning är en icke reversibel tillståndsförändring, vilket i praktiken innebär avsevärda termodynamiska förluster. Hagconsult värderar all "energi erhållet från lager" som oljebesparing. Detta är inte tillämpligt i detta fall.

En ungefärlig värdering av energin från lagret får baseras på de förhållanden som råder på Ryaverket. Bl a varierar avloppsflödet kraftigt under urladdningstiden. Värmepumparna har dimensionerats för flödet 3 m<sup>3</sup>/s. Vissa år kan flödet fullt ut räckta till medan kraftiga underskott kan uppstå under andra år. Stora variationer från dag till dag är också vanliga.

Hagconsult har utgående från år 1980 antagit att flödet i genomsnitt under perioden december - mars årligen är 2,7 m<sup>3</sup>/s eller mindre. Utgående från åren 1978 - 1980 kan konstateras att full effekt (volymflöde x temperatur) på avloppsvattnet (avseende pumparnas dimensioneringsdata) endast förekommer under 1500 timmar från november till och med mars. Om småvariationer borträknas kan man utgå från ca 1200 timmar. Dessa 1200 timmar fördelas på urladdningsperioderna i proportion till respektive urladdningstid:

Första urladdning: 10/12 - 15/2. Flöde = 120 kg/s.  
Temperatur = 60°C (efter VVX).

Andra urladdning: 15/2 - 15/3. Flöde = 300 kg/s.  
Temperatur ca 14°C.

Värderingen av energin måste göras i två separata beräkningar.

Den första innehåller den minskade elförbrukningen hos värmepumparna orsakad av maximalt ca 2° temperaturökning på avloppsvattnet. Beräkningen beaktar följaktligen den förbättrade värmefaktorn.

Den andra beräkningen avser det värme från lagervattnet som motsvarar den normala temperatursänkningen på vattnet genom värmepumparnas förångare. Den är 7,4°.

Totalt från bägge perioderna fås 6,6 GWh värme. Tillförd elenergi uppgår till 3,0 GWh. Beräkningarna är sammanställda i tabell 6 tillsammans med den till fjärrvärmenätet direkt nyttiggjorda energin.

Den här använda lagerstrategin skiljer sig från de andra förslagen genom att man årligen laddar ur lagret ned till omgivningens temperatur. Därmed skiljer sig första årets lagerbehov inte så mycket från de därpå följande årens behov.

Med utgångspunkt från de datorsimuleringar som Hagconsult presenterat har en så noggrann beräkning som möjligt gjorts av hur uttagna energimängder fördelar sig mellan fjärrvärmenätet och värmepumparna vid Ryaverket.

Resultatet blev:

- Fjärrvärmenätet tillförs 39 %
- Rya värmepumpar tillförs 61 %

Fördelningen förutsätts gälla alla år utom det första. Det kan antagas att en mindre gynnsam fördelning under år 1 föreligger, ty de något större värmeläckagen går då ut över det högre temperaturområdet. För år 1 antages att 35 % av uttagen energi tillförs fjärrvärmenätet.

Det dröjer 5 år innan lagret, tack vare stigande oljepriser, börjar ge årliga nettointäkter.

#### Värdering av alternativ 2: Urladdning 102-58°C

Lagercykeln får förändras avsevärt efter viloperioden jämfört med alternativ 1. Uppladdningen genomförs enligt tidigare förfarande. Tiderna kan dock minskas på grund av lagrets högre starttemperatur, år 2-10. Lämpligt flöde för urladdningen mot nätet är 200 kg/s. Beräkningarna ansluter sig till ett simulerat driftsfall som finns presenterat i Hagconsults förslag. (Driftsfall 1)

Lagervattnet kyls härvid ner från 102 till 58°C under ca 1100 timmar. Efter växling mot fjärrvärmenätet leds givetvis vattnet tillbaka till lagret.

Resultatet presenteras i tabell 7.

År	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Kostnader</u>										
Lager, annuitet 19,2 % Mkr	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05
Pumpenergi, laddn 0,4 GWh "	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,10	0,12	0,13	0,14	0,15
Pumpenergi urladdn 0,3 GWh "	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14
Ökat elbehov VP-Rya "	0,65	0,69	0,74	0,82	0,90	0,99	1,09	1,19	1,31	1,44
Underhåll och drift "	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,50
Summa kostnader Mkr	15,08	15,15	15,23	15,36	15,48	15,61	15,77	15,92	16,09	16,28
<u>Värme</u>										
Oljeersättning GWh	27,2	31,5	32,0	32,4	32,4	32,5	32,6	32,7	32,8	32,8
Till VP-Rya	50,4	49,3	50,1	50,6	50,8	50,9	51,0	51,1	51,2	51,3
Pumpenergi	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Summa värme GWh	77,7	80,8	82,2	83,0	83,3	83,5	83,6	83,9	84,0	84,2
<u>Intäkter</u>										
Oljeersättning FV-nätet Mkr	5,91	7,59	8,56	9,63	10,68	11,90	13,24	14,74	16,42	18,22
Oljeersättning VP-Rya "	2,09	2,31	2,57	2,85	3,17	3,51	3,90	4,33	4,80	5,33
Elbesparing VP-Rya "	0,35	0,37	0,40	0,44	0,49	0,54	0,59	0,65	0,72	0,79
Summa intäkter Mkr	8,35	10,27	11,53	12,92	14,34	15,95	17,73	19,72	21,94	24,34
<u>Resultat</u>										
Netto Mkr	-6,73	-4,88	-3,70	-2,44	-1,14	0,34	1,96	3,80	5,85	8,06
Do i (1985 års penningvärde) "	-6,73	-4,28	-2,85	-1,65	-0,67	0,18	0,89	1,52	2,05	2,48
Summa ( " )	-6,73	-11,01	-13,86	-15,51	-16,18	-16,00	-15,11	-13,59	-11,54	-9,06

Tabell 6. Ekonomisk utvärdering. Blockstenslager alternativ 1:102-30C

År	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Kostnader</u>										
Lager, 19,2 % annuitet	Mkr	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05
Pumpenergi laddn 0,28 GWh	"	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11
" urladdn 0,11 "	"	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05
Underhåll och drift	"	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,40	0,43	0,46	0,50
Summa kostnader	"	14,37	14,40	14,42	14,46	14,49	14,57	14,61	14,66	14,71
<u>Värme</u>										
Från lager	GWh	28,5	34,7	37,1	38,0	38,7	39,4	39,6	39,8	40,0
Pumpenergi	"	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summa värme		28,6	34,8	37,2	38,1	38,8	39,5	39,7	39,9	40,1
<u>Intäkter</u>										
Summa intäkter	Mkr	6,21	8,39	9,95	11,32	12,79	16,04	17,90	19,97	22,28
<u>Resultat</u>										
Netto	Mkr	-8,16	-6,01	-4,47	-3,14	-1,70	1,47	3,29	5,31	7,57
Do 1985 års priser	"	-8,16	-5,27	-3,44	-2,12	-1,01	0,67	1,32	1,86	2,33
Do summa	"	-8,16	-13,43	-16,87	-18,99	-20,00	-19,44	-18,12	-16,26	-13,93

Tabell 7. Ekonomisk utvärdering. Elockstenslager alternativ 2:102-58°C

#### 3.4.4 Sammanfattning av Hagconsults koncept

Blockstenslagret är till karaktären likartat berg-  
rumslagret. Dock saknar blockstenslagret möjlighet  
att anordna vattenintagen, så att vatten av olika  
temperaturer kan tillföras på lämplig nivå. (VIAK har  
inte förutsett detta men möjligheten finns där.)

Blockstenslagrets volym är ca 65 % större än berg-  
rumslagret men kan bara avge ca 20 % mer energi.

Vid lika geometrisk form och lagerkapacitet skulle  
bergrumslagret på grund av den större värmeförlusten  
och den mindre volymen ha haft en mindre läckageför-  
lust. För blockstenslagrets alternativ 2 anger en  
simulering en förlust av 6,5 GWh det tionde året. För  
bergrumslagret ger en omräkning i proportion till  
medeltemperaturen en förlust om 6,7 GWh. Slutsatsen  
blir att fördelen av bergrumslagrets mindre volym  
praktiskt taget uppvägs av blockstenslagrets  
gynnsammare geometriska form.

Utvärderingen visar entydigt att blockstenslagrets  
ekonomi avsevärt förbättras med värmepumpsapplika-  
tionen (alternativ 1) jämfört med ren värmeväxling  
mot fjärrvärmesystemet. (Alternativ 2). Det skall dock  
klart påpekas att flödes- och temperaturförbättrande  
åtgärder vid Ryavärmepumparna givetvis är oberoende  
av lagertypen.

Förfarandet kan lika gärna utföras i kombination med  
bergrumslagret. Borrhållslagret har däremot inte  
likvärdiga förutsättningar för ett sådant arrangemang  
på grund av den tid och det temperaturfall som in och  
urladdning där kräver.

Blockstenslagret kan liksom bergrumslagret enkelt  
anpassas till fjärrvärmesystemet.

För Hagconsults koncept erhålls efter utvärdering ett  
ekonomiskt nettoresultat på -9 Mkr respektive  
-14 Mkr för alternativ 1 och 2.

Förslagen från Hagconsult kan sägas vara idérika med  
flera positiva förslag, men tyvärr mindre väl genom-  
arbetade. Exempel på det förstnämnda är tillämpningen  
vid Ryavärmepumparna. Det andra kan motiveras med  
följande exempel:

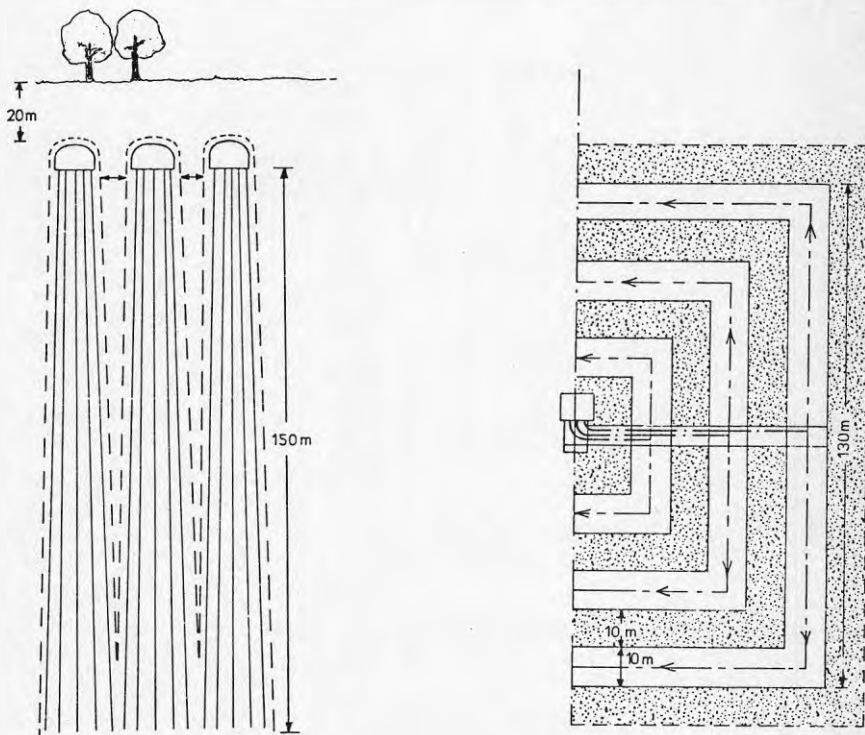
- Hagconsult har vid uppräkningskostnader från 1982--1985 använt helt  
otillräckliga faktorer.
- Totalintäkterna har presenterats utan nu-  
värdesåterföring, vilket i praktiken mer än  
halverar uppgivna 295 Mkr!

### 3.5 Borrhålslager enligt Studsvik Energiteknik

#### 3.5.1 Inledning

Studsviks förslag omfattar en bergvolym som uppgår till  $2,65 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Genom denna bergvolym borrar 1 333 borrhål. De är 150 m djupa och har en diameter av 115 mm. Borrhålen är placerade i ett system med en delning av ca 3,5 m i båda koordinatriktningarna.

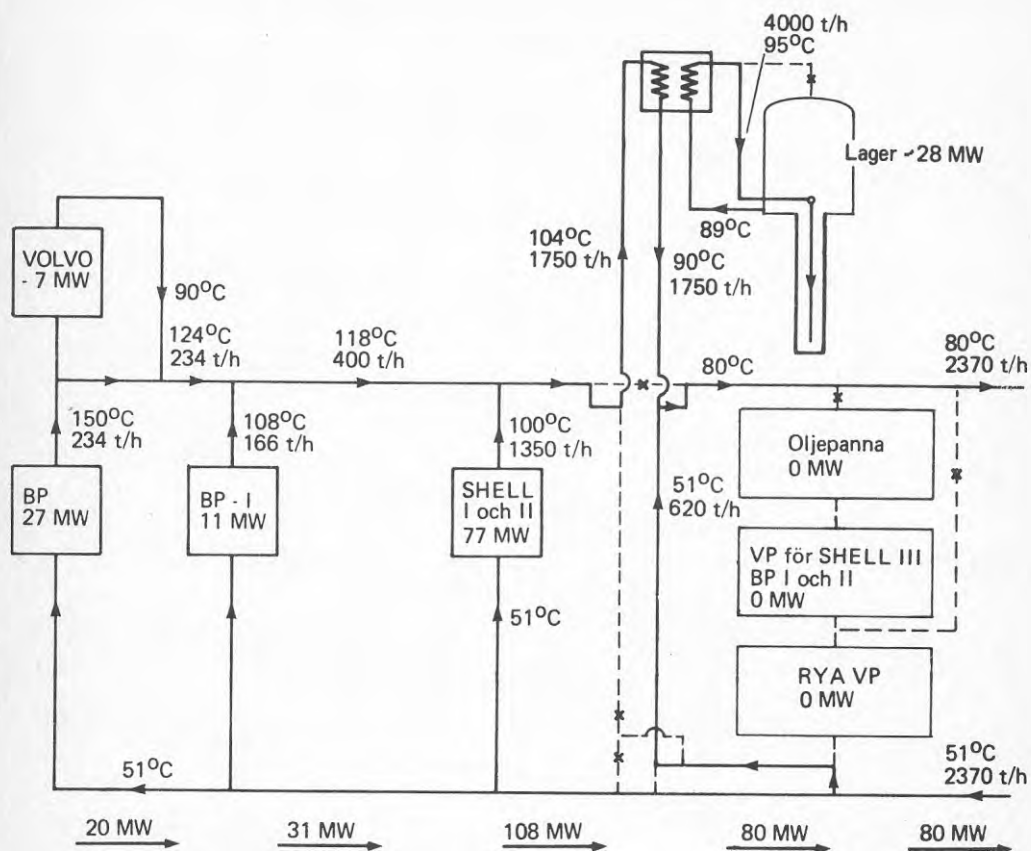
Lagrets area i horisontalsnittet är i medeltal  $134 \times 134 \text{ m}^2$ . Hålen är borrarade från en nivå 20 m under markytan, där tre koncentriska tunnlar med bredden 10 m och höjden 6,5 m är utsprängda. Tunnlarna är i horisontalsnittet kvadratiska och koncentriska runt en likaledes kvadratisk mittpelare  $15 \times 15 \text{ m}$  i vars mitt ett centralt schakt går upp till markytan.



Figur 7. Borrhålslager

Lagret uppges kunna laddas ur med 61 GWh som ett medelvärde under 10 års drift.

I figuren nedan visas den principiella uppkopplingen.



Figur 8. Borrhålslager, uppkoppling. (Figuren visar det fall då laddning sker utan värmepump vid 28 MW.)

Systemlösningen innefattar spillvärmekällorna BP-Volvo och BPI. Vid olika laddningsförhållanden kombineras dessa med FV-driften vid Shell och Ryaverket.



### 3.5.2 Lagercykel

Vid den första laddningsperioden som varar mellan 15 maj och 14 juni (720 h) tillföres lagrets värmewäxlare 486 kg/s från BP-Volvo-systemet, BPI och Shell. Tillsammans ger dessa källor det nämnda flödet vid en temperatur av 104°C. Genom användande av Shell fås i princip en effektbrist i fjärrvärmenätet. För att täcka nätets värmebehov måste en tillsatseffekt i stället produceras i Rya. Denna är maximalt ca 50 MW vid laddningens början, men sjunker successivt då temperaturen stiger i lagret.

På värmewäxlarnas lagervattensida är flödet 686 kg/s vid en utgående temperatur på 60° från lagret. Temperaturen efter värmewäxlarna blir 95° tillbaka till lagret. Flödet på lagervattensidan ökar successivt i takt med att den från lagret utgående temperaturen ökar. Normgivande är temperaturen från värmewäxlarna in till lagret. Denna får inte överstiga 95° med hänsyn till de "flexibla PEX-rören" och ledrören i borrhålen.

Den andra laddningsperioden omfattar 2280 h och är slutförd den 17 september.

Under huvuddelen av denna period har lagervattenflödet nått det med hänsyn till pumpar och motstånd maximala flödet 1111 kg/s. Regleringen av den till lagret ingående temperaturen måste nu skötas genom att strypa på spillvärmesidan av värmewäxlarna. Vid effekten 28 MW kan bidraget från Rya slopas omkring 1 juli, varefter laddningen fortsätter med avtagande värmeuttag från spillvärmekällorna.

Lagret vilar sedan enligt Studsvik i 1400 h fram till den 13 november varefter urladdning sker under 4368 h fram till den 14 maj. Under denna tid är flödena av såväl lagervatten och fjärrvärmewatten maximala d v s 1111 kg/s.

Den beskrivna lagercykeln är i flera avseenden extrem. Laddningen sker med högsta möjliga kapacitet, d v s när lagervattnets temperatur är den maximalt tillåtna, 95°C. Uttaget sker likaledes med maximal kapacitet d v s 1111 kg/s på båda sidor av värmewäxlaren. Vidare sträcker sig uttaget så långt att laddningen börjar dagen efter det att uttaget slutade.

Studsviks förläggning av oljeersättningstiden kan ifrågasättas.

Enligt våra direktiv kan oljeersättning endast komma ifråga under tiden 10 december till 15 mars omfattande 2300 h. Därmed erhåller Studsvik ca en månad för kort vilotid. Utöver detta har Studsvik dessutom antagit kolersättning ända fram till den 14 maj vilket är ca en månad för lång tid.

Man kan visa att urladdning med full effekt från lagret under oljeersättningstiden inte kan utnyttjas till fullo förrän efter ca 5 dygn. Oljeeldningens start den 10 december innebär ju i praktiken att oljepannorna får ta systemets beräkningsmässiga initialsvängningar under en kortare tid. För Studsvik innebär detta att oljeersättningstiden minskas med ca 5 dygn, vilket införts i beräkningarna.

Då det är viktigt att jämföra de olika lagertyperna utgående från samma grunddata får lagercykeln modifieras.

En med övriga förslag mera jämförbar och för övrigt mer realistisk cykel blir:

Laddning	15/5 - 15/9
Vila	16/9 - 10/12
Urladdning mot olja	16/12 - 14/3
Urladdning mot kol	15/3 - 18/4
Vila	18/4 - 14/5

Studsvik har till skillnad från de andra förslagsställarna och i enlighet med givna förutsättningar räknat med variationer i fjärrvärmenätets returtemperatur. I utvärderingen justeras dock temperaturen till 55°C så att man erhåller samma bedömning för alla tre förslagen.

### 3.5.3 Lönsamhetskalkyler och värdering

Nedan har investeringskostnaderna för Studsviks förslag sammanställts. Samtliga värden är givna i 1982 års penningvärde.

Tabell 8 STUDSVIKS INVESTERINGSKOSTNADER (Mkr)

Kostnadsslag	Av Studsvik givna kostnader
Förundersökning, projektering, kontroll	2,0
Borrhål	19,2
Bergtunnlar; sprängning, urlastning	9,5
Bergtunnlar: förstärkning m m	3,5
Installation: Ledrör, spridare	9,5
Installation: VVX, pumpar, rör	4,7
Kulvert:	1,1
Oförutsett	2,5
<b>TOTAL INVESTERING</b>	<b>52,0</b>

Studsвик har inte tagit med administrationskostnaderna. Med tanke på den gentemot VIAK:s koncept höga siffran för projektering och kontroll kan vi dock bortse från några tillägg utöver redovisade belopp.

Utgående från den reviderade lagercykeln fås för det fjärde året följande ur lagret urtagna energimängder.

Oljeersättning ca 90 dygn:	44,5 GWh
Kolersättning ca 33 dygn:	4,0 GWh
	<u>48,5 GWh</u>

För övriga beräkningsår förutsätts dessa värmemängder variera med lagrets läckageförluster i enlighet med Studsviks beräkningar. Det högre energiinnehållet vid urladdningens slut som erhålls på den reviderade lagercykeln, relativt Studsviks ursprungliga förslag, bedöms reducera behovet av värmepumpsenergi med ca 25 %.

Tidigare har konstaterats att stora vattenkvantiteter cirkuleras på båda sidor av värmeväxlaren. Pumpenergierna för cirkulationen har inte beaktats i Studsviks kalkyl. Dessa införs i vår utvärdering. Vid urladdning antas att 80 % av pumparnas elbehov nyttiggörs i lager eller fjärrvärmevatten som oljeersättning. Vid laddning däremot jämförs energin med överförd energi från spillvärme med värdet noll.

I tabell 9 har samtliga kostnader och intäkter uppdragits.

#### 3.5.4 Sammanfattning av Studsviks koncept

Borrhålslagret ger en ekonomisk vinst på ca 1 Mkr efter 10 års drift. Efter den 4:e säsongen uppstår ett positivt årsnetto.

Ur snäv ekonomisk synpunkt är borrhålslagret det bästa alternativet. Det uppnår också den bästa lagringskapaciteten, varav dock inte hela den urladdade energin ersätter olja. Kolersättningen uppgår ju till ca 7 %.

Enligt vår bedömning utgör ledrören en begränsning i detta koncept. Materialet i ledrören är PEX och tål inte högre temperatur än 95°C. Detta medför att det är nödvändigt att styra och kontrollera temperaturen mycket noggrant. Dessutom erhålls ju kapacitetsbegränsningar i värmeöverföringen till och från lagret.

År	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<u>Kostnader</u>										
Lager, annuitet 19,2% Mkr	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58
Pumpenergi laddning(1 GWh) "	0,18	0,18	0,20	0,22	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38
" urladdn(1,3 GWh) "	0,28	0,30	0,32	0,35	0,39	0,42	0,47	0,51	0,57	0,62
VP-Rya laddn "	1,92	1,03	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,94	2,14
Underhåll "	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,50
Summa kostnader "	15,21	14,36	14,49	14,66	14,88	15,09	15,35	15,61	15,90	16,22
<u>Värme</u>										
Oljeersättning GWh	35,4	42,9	43,9	44,5	44,8	45,0	45,2	45,2	45,5	45,6
Kolersättning "	3,2	3,7	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2
Pumpenergi "	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summa värme	39,6	47,6	48,8	49,5	49,9	50,1	50,3	50,4	50,7	50,8
<u>Intäkter</u>										
Oljeersättning Mkr	7,69	10,34	11,75	13,22	14,77	16,47	18,36	20,38	22,77	25,34
Kolersättning "	0,42	0,54	0,63	0,71	0,81	0,90	1,00	1,14	1,26	1,40
Pumpenergi "	0,12	0,15	0,19	0,21	0,24	0,26	0,29	0,33	0,36	0,40
Summa intäkter "	8,23	11,03	12,57	14,14	15,82	17,63	19,65	21,85	24,39	27,14
<u>Resultat</u>										
Netto "	-6,98	-3,33	-1,92	-0,52	0,94	2,54	4,30	6,24	8,49	10,92
Lo i(1985 års penningvärde "	-6,98	-2,92	-1,48	-0,35	0,56	1,32	1,96	2,50	2,98	3,36
Summa (" )	-6,98	-9,90	-11,38	-11,73	-11,17	-9,85	-7,89	-5,39	-2,41	+0,95

Tabell 9. Ekonomisk utvärdering. Borrhålslager

Om en skada inträffar samtidigt på ett stort antal ledrör skulle detta medföra ett mycket besvärligt reparationsarbete. Tunnlarna måste då tömmas och ventileras innan inspektion och reparation kan göras.

Förutom den bästa ekonomin kännetecknas Studsviks förslag av ovannämnda svaghet med ledrör och borrhål samt av ett relativt komplicerat uppladdningssätt. Både Shell och värmepumparna vid Ryaverket skall samköras med lagret under uppladdningstiden. Med tanke på den redan i dag relativt komplexa samkörning som sker med ett flertal anläggningar i fjärrvärmesystemet innebär detta att praktiska problem kommer att uppstå. Tekniskt går det att lösa, men det är inte eftersträvsvärt att erhålla dessa "extra" driftvillkor.

Tunnelkonstruktionen möjliggör dygnsreglering, som i någon mån kompenserar systemets relativa tröghet vad avser variationsanpassning till fjärrvärmesystemet.

Det ekonomiska resultatet kunde ha förbättrats, precis som för de andra förslagen, om lagret kylts ned till en lägre temperatur med hjälp av värmepump. En sådan ytterligare kylning skulle dock ge en mindre resultatförbättring än för de andra lagertyperna. Här skall man ju övervinna svårigheter med dels den tvångsmässigt styrda uttagseffekten och dels ökande temperaturskillnader i lagret.

Ett borrhålslager kräver för lika uttagen värmemängd en större volym än övriga lagertyper. Det bör därför ha större relativa lagerförluster än de övriga. Detta är dock av underordnad betydelse så länge spillvärmekostnaden är noll vilket gäller i denna studie.

Till sist skall framhållas att Studsvik meddelat att investeringskostnaderna kan sänkas med ca 3 Mkr om mindre ledrör används. Ingen hänsyn tas dock till detta av samma orsaker som nämnts t ex för VIAK:s utökning av lagret. Kalkylerna skulle inte ändras i någon större omfattning.

## 4 RESULTAT OCH KOMMENTARER

4.1 Jämförande data

De tre lagerkonceptens viktigaste data sammanställs nedan i tabell 10. Observera att uppgifterna endast avser alternativ som urladdas ner till fjärrvärmånätets returtemperatur. Övriga alternativ kommenteras i avsnitt 4.4.

Tabell 10: Jämförande data

	Bergrums lager	Blockstens lager	Borrhåls lager
Volym 1000 m <sup>3</sup>	530	874	2 650
Max lagertemperatur °C	119	110	89
Lagrets temperatur vid värmeuttagets start °C	110	102	87
Lagrets temperatur vid värmeuttagets slut °C	58	58	56
Uttagen energi GWh under fjärde året	33	38	50
Ekonomiskt netto Mkr efter 10 års drift	-16	-14	+1
Investeringskostnad Mkr (1985 års penningvärde)	65	73	66

Jämförelsen mellan de olika lagerkonstruktionerna försvåras av de avsevärda skillnaderna i lagerkapacitet som föreligger. Borrhålslagret har mycket nära utformats i enlighet med de 50 GWh i lagringskapacitet som gavs i projektförutsättningarna. Borrhålslagret uppvisar helt följdriktigt det klart bästa ekonomiska utfallet efter 10 års drift. Resultaten för de övriga lagertyperna kommer att närma sig borrhålslagrets om de utökas till 50 GWh lagringskapacitet.

Investeringskostnaderna för bergrumslagret och borrhålslagret är likvärdiga medan kostnaderna för blockstenslagret är ca 15 % högre. Detta förhållande är något förvånande med tanke på de lägre specifika bergkostnader som Hagconsult givit. Den klart större bergvolymen samt djupare och längre transportvägar är förklaringen till detta.

De specifika bergkostnaderna inklusive förstärkning m m varierar som nämnts mycket kraftigt.

Hagconsults bergpris är ca 60 kr/m<sup>3</sup> medan VIAK använder nära 90 kr/m<sup>3</sup>. Ur Studsviks förslag kan beräknas ca 200 kr/m<sup>3</sup> för tunnarna. Förhållandet mellan priserna har befunnits vara högst rimligt med hänsyn till de olika volymerna. VIAK:s förslag om utökning av lagret till 700 000 m<sup>3</sup> till en kostnad av ca 60 kr/m<sup>3</sup> understryker att givna siffror för samtliga lager är realistiskt underbyggda.

Vid de ekonomiska jämförelserna måste hänsyn tas till kvantiteten uttagen sprängsten. Studsviks förslag skiljer sig här från övriga. Om uttagen sprängsten har ett positivt värde så är det till fördel för VIAK och Hagconsult. I motsatt fall kan Studsvik tillgodoräknas en fördel. Marknadspotentialen för sprängsten är mycket varierande och det är svårt att i nuläget uttala sig om framtida utveckling.

I utredningen har som framgått av kalkylerna "räntan under byggtiden" inte medtagits under kapitalkostnaderna för lagren. Denna åtgärd har föranletts av att det är mycket svårt att i denna studie korrekt fastställa jämförbara byggtider för olika alternativ. Vi kan dock uppskatta att skillnaderna mellan förslagen är mycket små i detta avseende. Kalkylerna påverkas därför inte nämnvärt relativt sett, varför bedömningen av lagrens ekonomi kan ske utan denna faktor.

#### 4.2 Jämförelse av lagrens egenskaper

Vid jämförelse av bergrums och blockstenslager gentemot borrhålslager måste man beakta skillnaden i tillgänglighet för den lagrade energin. I de förstnämnda är kapaciteten av uttagbart värme enbart beroende av storleken på installerade värmepumpar, pumpar och rör. Det är alltså möjligt att dimensionera dessa lager för tillfälligt höga uttag i avseende att helt eller delvis ersätta bortfallande kapacitet från någon hetvattenpanna.

Borrhålslagret, såsom det föreslås av Studsvik, bör däremot drivas med hög kapacitet vid urladdningens början. Kapaciteten faller därefter successivt och oundvikligt mot nära noll. Det är naturligtvis möjligt att vid starten hålla nere uttaget, men detta sker då på bekostnad av att lagrets energiinnehåll inte blir fullt utnyttjat innan urladdningssäsongen är slut. Redan i nuvarande förslag kan inte Studsvik urladda lagret enbart under oljeersättningstiden.

Andra nackdelar med borrhålslager som redan har omtalats är risken för brott på led rör och PEX-rör, vilka bedöms vara mycket svåra att åtgärda. Vidare får man anse att livslängden för ett borrhålslager med PEX-rör är avgjort kortare än för de andra. Givetvis kan PEX-rören ersättas med mer beständiga rör t ex rostfritt eller syrafast material. Detta ökar då investeringskostnaderna.

Det är vidare mycket svårt att se hur ett borrhåls- lager eller blockstenslager skulle kunna utnyttjas ekonomiskt om säsongslagring av någon anledning blir inaktuell i framtiden. Borrhålslagrets tunnlar och blockstenslagrets överdel kan naturligtvis utnyttjas för andra ändamål men i förhållande till bergrums- lagret är dessa delar av klart mindre omfattning.

Alla tre förslagen erbjuder goda möjligheter till dygnsreglering med åtföljande bränslebesparingar som följd.

#### 4.3 Konsekvenser av ändringar i givna förut- sättningar

En viktig synpunkt, värd att understryka, är att de ekonomiska resultat som framkommit förutsätter att inlagrad energi erhålls utan kostnad från raffinad- erierna. Detta är givetvis inte realistiskt, men jämförelse av lagrens olika egenskaper och kostnader går utmärkt att göra ändå. Man bör alltså vara medveten om att kalkylresultaten inte i alla delar anger reella värden för projekten utan endast värden avsedda för jämförelser mellan alternativen.

Med utgångspunkt från kalkylresultaten kan man mycket enkelt ta fram realvärden för ett säsongslager då spillvärmepriset fastställts. Redan nu kan konstateras att ersättningen beräknat efter ett kWh-pris måste vara mycket lågt även om projektets avskrivningstider utökas. Om t ex priset fastställs till 5 öre/kWh skulle kalkylresultaten bli förödande för projektet. För t ex Studsviks borrhålslager, som uppvisar det bästa ekonomiska resultatet, skulle vinsten på 1 Mkr utbytas i en förlust av storleksordningen 25 Mkr!

En annan viktig förutsättning för samtliga alternativ är den höga temperaturnivån om 124°C från BP-Volvo-systemet. Det kan betraktas som tänkbart att BP och Volvo försöker finna nya interna användnings- områden för denna högvärdiga värmemängd. Dock är naturligtvis den mycket korta utnyttjningstiden en kraftig begränsning för en sådan användning.

Förändringar i förbrukning av olja och övriga raffi- naderiprodukter kan också indirekt kraftigt påverka ekonomin för säsongslagret. Det är fullt möjligt att omläggningar eller nerdragningar av raffinaderiernas produktion kan komma att ske under 1980-talet. De i projektet ingående spillvärmeenheter kommer då säkerligen att påverkas, vilket i sin tur återverkar på lagrets teknik och ekonomi.



Här nämnda faktorer måste fastläggas i förhandlingar med raffinaderierna innan ett lager kan projekteras och byggas.

Prisutvecklingar på energisidan är givetvis också väsentliga faktorer som drastiskt kan påverka lagerekonomin i positiv eller negativ riktning.

Vid ett eventuellt realiserande av säsongslagringsprojektet måste givetvis utförliga känslighetsanalyser av energisituationen genomföras.

Det har ingått i förslagsställarnas uppgift att yttra sig om lagrets användning sedan avskrivningstiden utgått. Någon har föreslagit att lagra olja, men den rimligaste lösningen är att fortsätta att lagra värme. När de årliga amorteringarna fallit bort bör det till och med finnas ekonomiska möjligheter att lagra värme från Rya-pumparna och från VP-raff, trots de vid denna tid betydligt högre elpriserna. Det kan i ett sådant läge t o m vara tänkbart att via seriekoppling av värmepumpar söka ersätta de högsta temperaturerna från raffinaderierna. Det är dock för tidigt att i dag utreda något om detta, men det är lämpligt att i samband med ett eventuellt lagerbygge undersöka dessa frågor.

#### 4.4 Kommentarer till de lageralternativ som urladdas längre ner än till fjärrvärmevattnets returtemperatur

VIK och Hagconsults grundalternativ omfattar som framgått av kapitel 3 urladdning ner till 35°C respektive 3°C. I första fallet förbättras resultatet med ca 12 Mkr och i det andra med ca 5 Mkr, jämfört med urladdning ner till fjärrvärmevattnets returtemperatur.

Detta visar helt klart att en väl genomarbetad utformning av systemlösningen är minst lika viktig för ekonomin som själva lageranpassningen.

Sålunda innebär detta i praktiken att när och om ett lager kommer att byggas i anslutning till Göteborgs fjärrvärmesystem så är det självklart att dylika anpassningar ingår i projektet.

#### 4.5 Omgivningseffekter, ekologi och vattenkemi

I förslagen tas upp diverse problemställningar avseende värmeförluster till omgivning, språngskiktets variationer mellan kallare och varmare lagervatten, sprängningsteknik m m. Problemen har belysts i högst varierande omfattning i respektive förslag. För projektet finns det ingen anledning att ta upp jämförelser mellan koncepten i detta avseende. Intresserade hänvisas därför till de tre förslagen, vilka tillsammans ger en god bild av problemställningarna och dess lösningar.

Ekologiska effekter har berörts av VIAK. De har beräknat att markytan direkt ovanför lagret skulle få en temperaturökning med ca 0,3°C efter 10 år. Detta kan möjligen bidra till förändringar på mikroplanet i flora och fauna. I övrigt kan någon ekologisk påverkan på markytan knappast komma ifråga. Däremot kan naturligtvis grundvattnet påverkas i viss utsträckning precis på samma sätt som vid andra underjordsarbeten av motsvarande storlek. Läckage av lagervatten ut i omgivande berg kommer också att ske. Omfattningen av detta är inte beräknat. Om renat avloppsvatten används i berglagret bör man inte använda vattentäcker i närheten. Några andra restriktioner i detta avseende kan inte förutses.

Vattenkemin har i viss mån belysts av Hagconsult. Omfattande undersökningar av de vattenkemiska effekterna har utförts på Chalmers tekniska högskola. Avsikten har varit att ta fram underlag för bedömning av korrosions- och avsättningseffekter för hetvatten som varit i kontakt med olika bergarter. Undersökningarna finns dokumenterade i en rapport utgiven av BeFo (ref 4). Resultaten kan kortfattat sammanfattas så här.

- Initialvattnets pH-värde bör vara mellan 7,5-8,0. Från berget ingående komponenter i vattnet har lägst löslighet i detta intervall.
- Utlakningshastigheten ökar med temperaturen.
- Risk för allvarliga korrosionsproblem kan inte påvisas.
- Negativa förändringar i betongkonstruktioner är möjliga. Detta bör undersökas närmare.

Hagconsult har även låtit utföra några prov med renat avloppsvatten. Man bedömer att skillnaderna gentemot vanligt vatten är mycket små.

#### 4.6 Alternativ med övertaliga bergrum

Den i alla avseenden största ekonomiska belastningen för ett bergslager är, som framgår av kalkylerna, den höga investeringskostnaden.

Vi har därför med stort intresse följt utvecklingen på oljelagersidan. Konsumtionen av oljor har drastiskt sänkts runt om i landet. Man kan därför konstatera att det inom en nära framtid kan bli möjligt att utnyttja befintliga bergrumslager för säsongslagring av värme. Om detta går att genomföra torde man enkelt kunna få projektet företagsekonomiskt lönsamt. Det finns nämligen stora bergrum inte långt ifrån det i projektet antagna Ryaområdet.

Denna möjlighet bör enligt min bedömning studeras närmare.

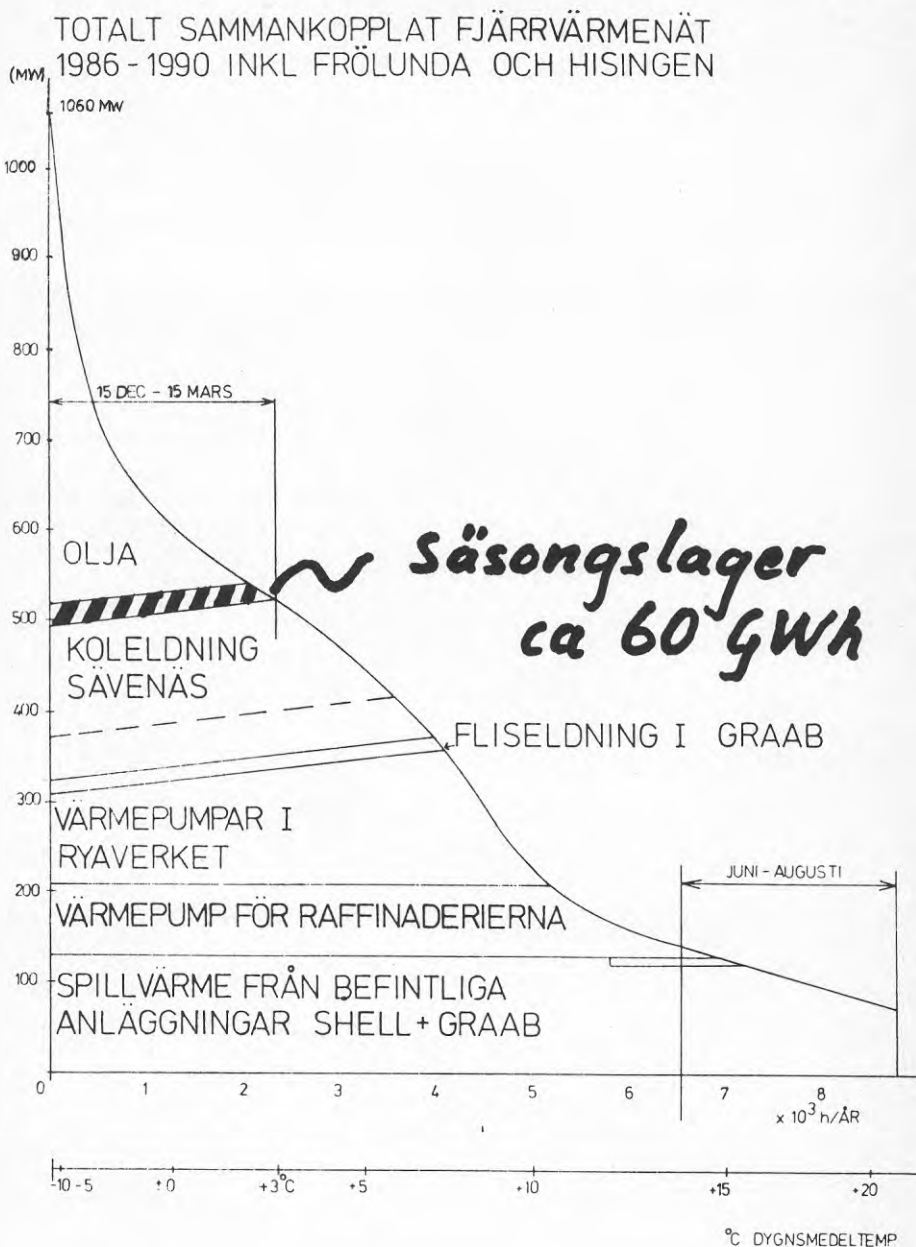
#### 4.7 Lagrets betydelse för uppvärmningssituationen i Göteborg

Till sist kan konstateras att säsongslagring inom ramen för ett stort fjärrvärmenät utan tvekan kan utgöra ett samhällsekonomiskt positivt bidrag till värmeförsörjningen.

Däremot kommer ett lager i dessa sammanhang aldrig att innebära någon lösning på den framtida energiförsörjningen. Därtill är energimängder och effekter alldeles för låga. Detta kan enkelt illustreras med ett exempel i ett varaktighetsdiagram (se figur 9).

Ett säsongslager med ca 60 GWh urladdningskapacitet kommer i Göteborg att bidra med endast ett par procent av det totala energibehovet!

## VARAKTIGHETS-DIAGRAM FÖR FJÄRRVÄRMEEFFEKT



Figur 9.

#### 4.8 Slutsatser

En summering av de mest väsentliga slutsatserna ger följande uppställning:

- 1 För grundvärderingen, d v s urladdning ner till fjärrvärmvattnets returtemperatur gäller följande:  
  
Borrhålslagret ger det bästa ekonomiska utbytet. Det har utformats med störst urladdningskapacitet, ca 50 GWh.  
  
Det ekonomiska resultatet för de andra lagertyperna kommer att närma sig borrhålslagrets resultat om deras kapacitet utökas till 50 GWh.
- 2 Bergrumslagret och blockstenslagret kan lättare anpassas för tillfälligt höga effektuttag än borrhålslagret.
- 3 Risken för skador är störst för borrhålslagret. Eventuella skador inne i lagret är dessutom svårare att åtgärda i borrhålslagret än i de andra.
- 4 Alla lagertyperna erbjuder goda möjligheter till dygnsreglering.
- 5 Ett lagerprojekt bör där så är möjligt genomföras i kombination med anpassningar till annat spillvärmeutnyttjande. Kort sagt bör ett lager urladdas längre ner än till fjärrvärmenätets returtemperatur.
- 6 Bergrumslagret erbjuder det klart bästa alternativet för vidareanvändning om värmelagring i framtiden blir inaktuell.

REFERENSER

- 1           Spillvärmelagring i bergrum, Förstudie;  
Koncept från           VIAK AB  
                                  Mölndalsvägen 85  
                                  412 85 GÖTEBORG
  
- 2           Värmelager på Hisingen i blockfyllda  
bergrum, Principförslag;  
Koncept från           Hagconsult AB  
                                  Box 382  
                                  401 26 GÖTEBORG
  
- 3           Sunstorelager för lagring av spillvärme  
i Göteborg;  
Koncept från           Studsvik Energiteknik AB  
                                  611 82 NYKÖPING
  
- 4           Bergarters och minerals löslighet i het-  
vatten; B Ronge, T Claesson  
(BeFo Nr 72:1/82)

För ytterligare information beträffande de tre lagerförslagen hänvisas till respektive företag. Förslagen (se referens 1, 2 och 3) kan erhållas direkt från företagen.

Rapporternas titelsidor samt innehållsförteckning återges på de följande sidorna i denna bilaga.

BFR - ENERGIVERKEN, GÖTEBORG  
SPILLVÄRMELAGRING I BERGRUM

**Förstudie**

Gunnar Gustafson  
Magnus Liedholm

5412.42.1319



Göteborg april 1983

## INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. BAKGRUND
2. SAMMANFATTNING
3. LAGRING I BERGRUM
  - 3.1 Allmänt
  - 3.2 Andra projekt
  - 3.3 Problemområden
4. LAGRING AV SPILLVÄRME I BERGRUM PÅ SÖDRA HISINGEN
  - 4.1 Förutsättningar
    - 4.1.1 Volym och temperatur
    - 4.1.2 Geologiska och tektoniska restriktioner
    - 4.1.3 Restriktioner från motstående intressen
  - 4.2 Bergrummets layout
  - 4.3 Bergrummets lokalisering
    - 4.3.1 Potentiella platser
    - 4.3.2 Värdering av alternativa platser
  - 4.4 Utformning och lokalisering
  - 4.5 Värmelagring i vätskefas
    - 4.5.1 Allmänt
    - 4.5.2 Värmeförluster
    - 4.5.3 Värmeförlustberäkning
    - 4.5.4 Temperaturfördelning
      - 4.5.4.1 Markzonens temperatur



## 5. VÄRMESYSTEMET

- 5.1 Förutsättningar
- 5.2 Val av spillvärmekälla
- 5.3 Driftstrategi
- 5.4 Installationer
- 5.5 Ersättning av effekt i HVC

## 6. EKONOMI, LÖNSAMHET

- 6.1 Förutsättningar
- 6.2 Investeringskalkyl
- 6.3 Driftskalkyl och lönsamhetskalkyl

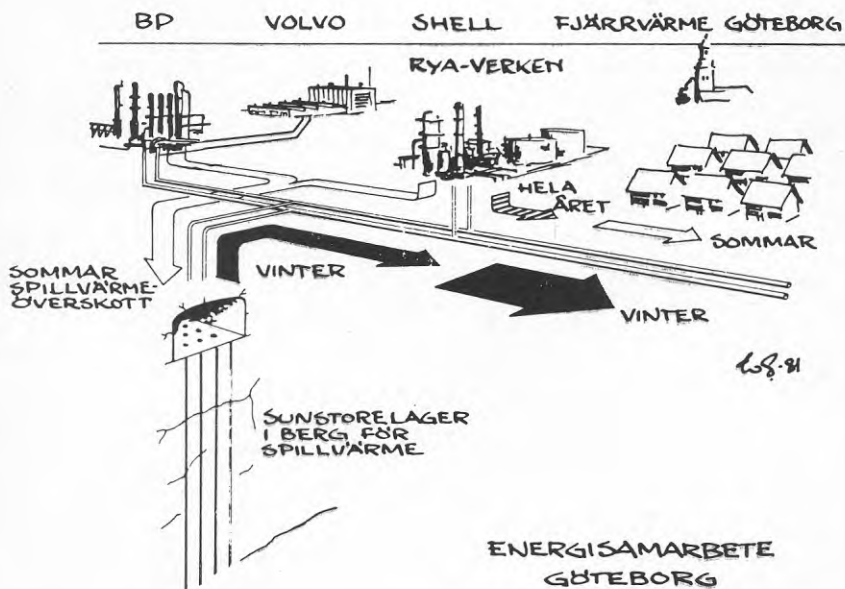
Bilagor

# Studsvik Report

STUDSVIK/EI-82/190

## SUNSTORELAGER FÖR LAGRING AV SPILLVÄRME I GÖTEBORG

Peter Margen  
Per Ingre



<u>Innehållsförteckning</u>	Sid
1. Inledning	1
2. Konstruktion	3
2.1 Tunnel och borrhålsystemet	3
2.2 Rörsystemet	4
2.3 Förläggning	6
2.4 Utökning av lagrets kapacitet	6
3. Utnyttjade spillvärmekällor och driftcykel	7
3.1 Lagringscykeln i stort	7
3.2 Spillvärmekällorna	8
3.3 Urladdning av magasinet	11
4. Värmetekniska beräkningar	11
4.1 Dataprogramberäkningar	11
4.2 Korrektioner för avvikelser mellan geometrin för databeräkningarna och den verkliga geometrin	13
5. Värdet av årstids-bränslebesparingar under 10 driftår	13
6. Värdet av korttidslagring	15
6.1 Bränslebesparing	15
6.2 Inbesparad pannkapacitet	17
7. Investering, kapitalkostnader och driftkostnader för lagret	18
8. Restvärdet av lagret 1995	20
8.1 Värdet av bränslebesparing på grund av årstidslagring	20
8.2 Kostnaden för laddningsenergi	20
8.3 Restvärdet av lagret på grund av korttidslagring	22

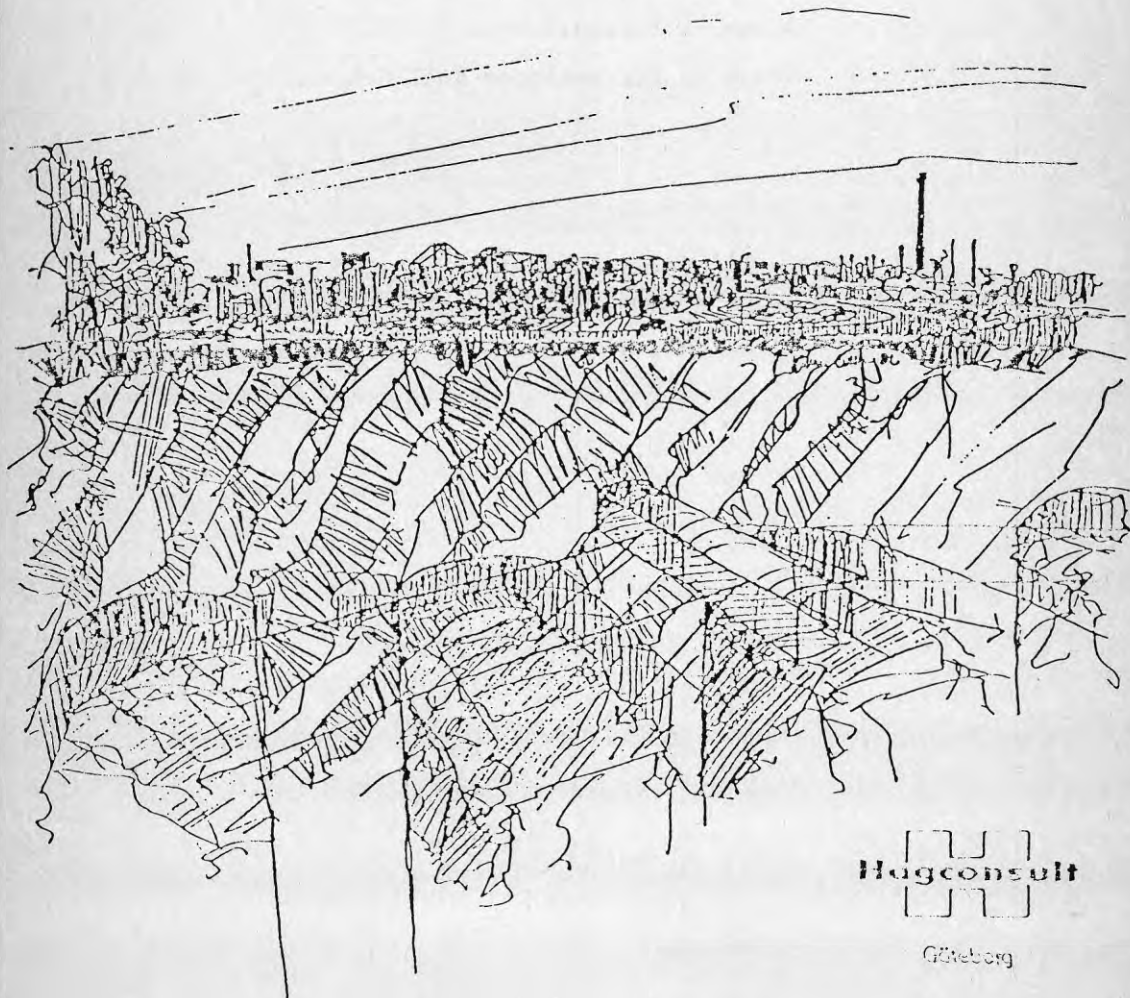
9.	Akkumulerat nuvärde av kostnader och besparingar	23
10.	Inverkan av annan förläggingsplats	23
11.	Magasinet utbyggt med ytterligare en tunnel	24
12.	Status för teknologin	24
13.	Slutord	26
	Referenser	28
	Tabeller 1 - 8	
	Figurer 1 - 18	
	Bilaga 1. Borrhållslager i berg	
	Bilaga 2. Korrektioner till databeräkningar	

# VÄRMELAGER PÅ HISINGEN I BLOCKFYLLDA BERGRUM

PRINCIPFÖRSLAG

AV

INGVAR BOGDANOFF, ULF LINDBLOM och TIBOR RITZL



Hugconsult

Göteborg

VÄRMELAGER PÅ HISINGEN  
I BLOCKFYLLDA BERGRUM

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	Sid.
Sammanfattning	3
1. SPILLVÄRMEN OCH FÖRSÖRJNINGEN	5
1.1 Allmänt	5
1.2 Spillvärmesystemet	5
1.3 Lagring i spillvärmesystemet	5
2. ANLÄGGNINGSSARBETEN	11
2.1 Principutformning av värmelagret	11
2.2 Lagrets dimensioner	12
2.3 Utsprängning av lagringsrummen	12
2.4 In- och utpumpningssystemet	21
3. LAGRETS FUNKTION	21
3.1 Allmänt	21
3.2 Värmespridning i lagret	22
3.3 Värmelagringskapacitet	22
3.4 Laddnings- och urladdningshastighet (termisk hastighet)	23
3.5 Arscykeln för lagret	24
3.6 Temperaturer och flöden i avloppsvattnet	26
3.7 Värmeförluster	26
4. INSTALLATIONER	32
4.1 Rör, pumpar, värmeväxlare	32

5.	FORSKNING OCH UTVECKLING	33
5.1	Allmänt	33
5.2	Utsprängning	34
5.3	Värmespridning i lagret	34
5.4	Vattenkemiska effekter	37
5.5	Systemlösningar	37
5.6	Utvecklingspotential	38
6.	EKONOMI	38
6.1	Allmänt	38
6.2	Kostnadskalkyl	38
6.3	Intäktskalkyl	39
6.4	Restvärde	39
7.	REFERENSER	45

#### BILAGA 1

Datorsimulering av säsongslagring av värme  
i blockfyllda bergrum

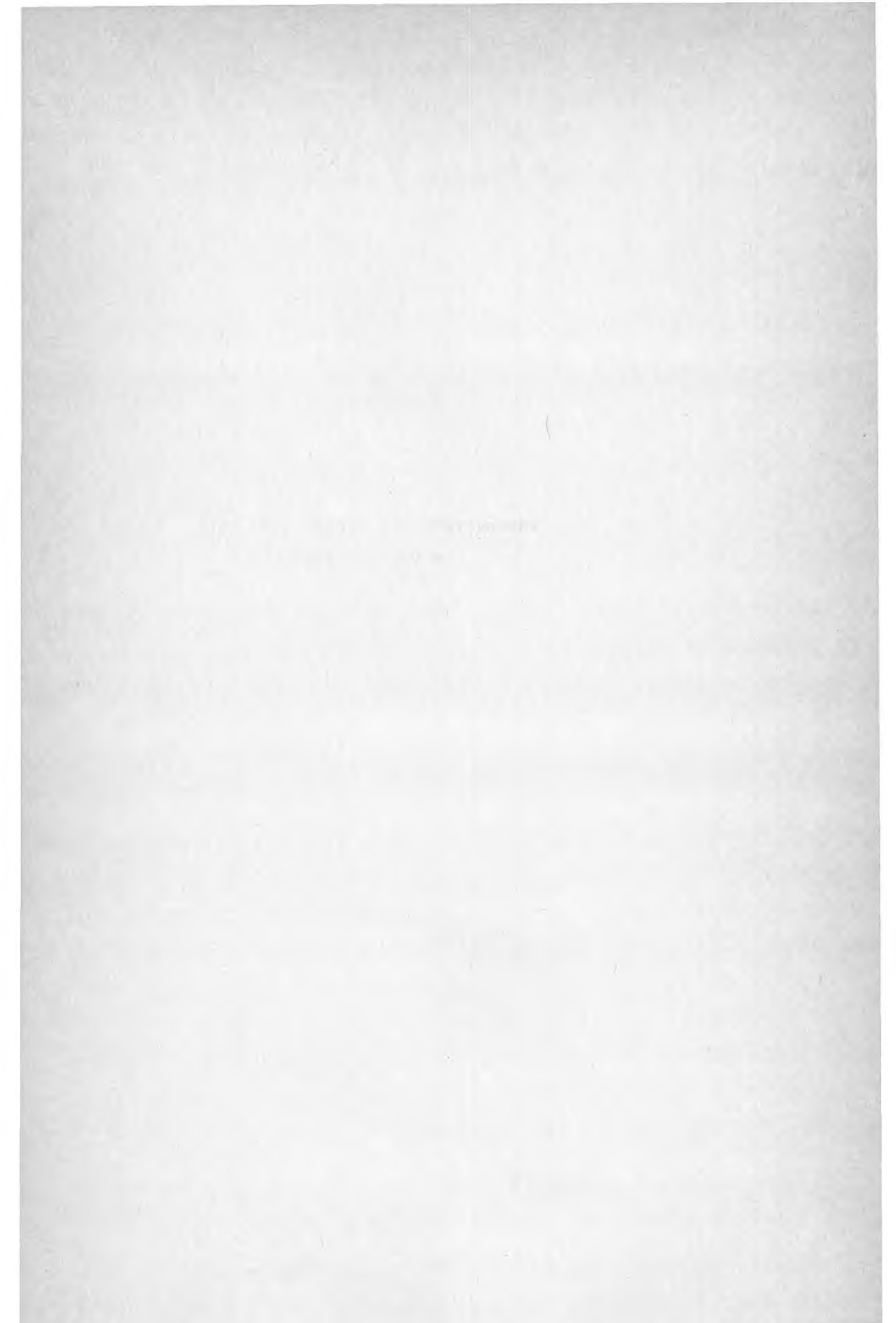
SORTER OCH FÖRKORTNINGAR

- Samtliga energiberäkningar är utförda i MWh.
- Angivna värmepriser är beräknade med verkningsgraderna 0,9 för olja och 0,85 för kol.
- Värmevärden har fastställts till:
  - 7 MWh/ton för kol
  - 10,82 MWh/m<sup>3</sup> för olja

Några förkortningar av inte generell typ har använts:

- VP = Värmepumpar
- VP-raff = Värmepumpar för raffinaderikretsen
- VP-Rya = Värmepumpar vid Rya avloppsreningsverk.
- VVX = Värmeväxlare







Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 820637-3  
från Statens råd för byggnadsforskning till Energiverken  
i Göteborg, Göteborg.

R27: 1985

ISBN 91-540-4323-9

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6705027

Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer

Distribution:  
Svensk Byggtjänst, Box 7853  
103 99 Stockholm

Cirkapris: 30 kr exkl moms