



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.

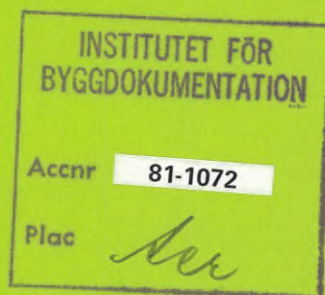
This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Säsongslagring av solvärme i gruva i Kopparberg

Förstudie

Bo Sundman
Erik Söderman
Kjell Windelhed



R/00

R58:81

SÄSONGLAGRING AV SOLVÄRME
I GRUVA I KOPPARBERG

Förstudie

Bo Sundman (Rejlers ingenjörbyrå AB)
Erik Söderman (Rejlers ingenjörbyrå AB)
Kjell Windelhed (Hagconsult AB)

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
791186-0 från Statens råd för byggnadsforskning
till energisparkommittén i Ljusnarsbergs kommun.

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

R58:81

ISBN 91-540-3497-3

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

LiberTryck Stockholm 1981 153569

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	5
1. INLEDNING	7
1.1 Allmänt	7
1.2 Projektets syfte	7
2. VÄRMEINVENTERING	9
3. TÄNKBAR SYSTEMLÖSNING	11
4. VÄRMELAGER	13
4.1 Beskrivning av gruvan	13
4.2 Värmelagrets funktion	16
4.3 Beräkning av värmeförluster från lagret	17
4.4 Bergtekniska aspekter	19
4.5 Iordningställande av gruvan	20
5. PRODUKTIONSANLÄGGNING	21
5.1 Allmänt	21
5.2 Värmepump	21
5.2.1 Funktion	21
5.2.2 Kyleffektbehov	22
5.2.3 Val av värmepump, värmefaktor	23
5.2.4 Placering	23
5.2.5 Kostnad	23
5.3 Solfångare	24
5.3.1 Förutsättningar	24
5.3.2 Energibehov från solfångare	24
5.3.3 Dimensionering av solfångar- anläggning	24
5.3.4 Kostnad	25
5.3.5 Alternativ till solfångare	25
5.4 Oljeeldad hetvattencentral	26
5.4.1 Allmänt	26
5.4.2 Val av pannheter	26
5.4.3 Kostnad	27
5.4.4 Oljeförbrukning	27
5.5 Systemlösning	28

6.	ENERGIBALANS	31
7.	REFERENSALTERNATIV	33
7.1	Produktionsanläggning	33
7.2	Kostnad	33
7.3	Oljeförbrukning	33
8.	KOSTNADSUPPSKATTNING	35
8.1	Investeringskostnad	35
8.2	Kostnad resp intäkt för försåld energi	36
8.3	Oljebesparing	37
9.	DISKUSSION	39

SAMMANFATTNING

I denna förstudie redovisas möjligheterna att säsongslagra solvärme i en nedlagd gruva i Ljusnarsbergs kommun. Med hjälp av en värmepump skall det lagrade värmets nyttiggöras i ett planerat fjärrvärmesystem.

En värmeinventering inom tätorten har givit ett värme-effektbehov på ca 7,4 MW. Det totala energibehovet uppgår till 15 500 MWh/år, vilket motsvarar ca 1 000 lägenheter.

En undersökning av gruvan och dess förmåga att tjänstgöra som värmelager har gjorts. Gruvan är vattenfylld och lagringsvolymen som kan nyttiggöras uppgår till ca 135 000 m³. Dess geometri är ur lagringssynpunkt komplicerad. De temperaturer som lagret skall arbeta inom ligger mellan 10° - 40°C. Lagringsbehovet är ca 5 100 MWh exkl förluster. Dessa har, efter det att lagret svängt in sig till ett stationärt tillstånd, beräknats till ca 10 % av lagringsbehovet. Lagret både laddas och laddas ur från toppen.

Produktionsanläggningen planeras bestå av två stycken värmepumpar, solfångare och en oljeeldad hetvattencentral för spetslast och reserv. Värmepumparna skall svara för 40 % av den totala effekten i fjärrvärmenätet och kondensoreffekten uppgår således till 1 250 kW vardera. Kondensortemperaturen varierar mellan 60° - 70°C. Den genomsnittliga värmefaktorn har beräknats till 3,0.

Det totala energibehovet från solfångarna uppgår till ca 9 000 MWh per år, varav drygt 30% direkt kan utnyttjas i fjärrvärmenätet. De solfångare som undersökts är relativt billiga med låg uttemperatur, ca 40°C. Solfångararean har beräknats till ca 22 500 m².

Ett alternativ till solfångare för laddning av lagret har också undersökts. Värme kan tas ur en närbelägen å och föras via en värmepump ner i lagret. Lagringstemperaturen höjs alltså med hjälp av billig elenergi under sommaren innan inlagring sker i gruvan. Denna lösning visar sig vara väsentligt billigare än alternativet med solfångare.

I den oljeeldade hetvattencentralen ingår två pannor på vardera 3 MW. Energiproduktionen från hetvattencentralen har beräknats till 3 100 MWh per år.

En principiös lösning över systemet lager - produktion - konsumtion finns redovisad, liksom en beskrivning över möjliga driftfall. En energibalans för fjärrvärmeområdet med bidrag från de olika enheterna i produktionsanläggningen har gjorts.

Som jämförelse till den föreslagna produktionsanläggningen redovisas ett konventionellt alternativ med tre stycken oljeeldade pannor på vardera 3 MW.

En kostnad för försåld energi, d v s kostnad per kWh, har beräknats för de olika alternativen. För solfångaralternativet uppgår kostnaden till 0,28 kr/kWh, för referensalternativet med oljeeldad hetvattencentral till 0,17 kr/kWh och för värmepumpalternativet till 0,20 kr/kWh.

Förstudiens slutsats är att projektet bör vidarearbetas med alternativet värmepumpning från sjövattnen till gruvlagret som grund. Möjligheter ges därigenom att till rimlig kostnad vinna väsentlig erfarenhet såväl av värmelagring i berg som av stora värmepumpar.

1. INLEDNING

1.1 Allmänt

Föreliggande studie har utförts på initiativ från Ljusnarsbergs Kommun och på anslag från Byggforskningsrådet (proj.nr 791186-0). Studien har genomförts av Rejlers Ingenjörbyrå i samarbete med Hagconsult AB.

En strävan vid planerandet av den framtida svenska energiförsörjningen är att minska landets oljeberoende. Utnyttjande av solenergi för uppvärmning av bostäder är ett steg i den riktningen.

Ett effektivt användande av varmvatten från solenergisystem för bostadsuppvärmning kräver lagring av den termiska energin. Lagringen skall utjämna skillnaderna mellan produktion och konsumtion och därigenom öka tillgängligheten för värmen.

I anslutning till Kopparbergs tätort finns sedan någraåren nedlagd gruva som har ett djup av ca 450 m och en vattenfylld volym på ca 135.000 m³. På gruvbacken finns också tillräckligt markutrymme disponibelt för solfångare, hetvattencentral m.m.

Eftersom lagringsrummen redan finns kan det vara ekonomiskt lönsamt att i gruvan anordna säsongslager för värme. Kostnaderna för lagret hänförs sig framförallt till iordningställande och installationer i gruvan samt överföringsledningar till förbrukningsstället, en kostnad som av geografiska skäl här kan hållas låga.

Inom Kopparbergs tätort finns ett lämpligt avnämningområde för fjärrvärme i direkt anslutning till gruvan. Området har en uppskattad total värmeanslutningseffekt om 7,4 MW och årsenergiuttaget har uppskattats till ca 14,8 GWh. Eluppvärmning förekommer här endast i obetydlig omfattning.

1.2 Projektets syfte

Projektets syfte är

att utreda möjligheterna till storskalig säsongslagring av värme i övergivna gruvor

att utreda och föreslå en systemlösning för distribution och nyttiggörande av solvärme medelst värmepumpsteknik, med utnyttjande av ovan nämnda lagringsteknik

att ovan nämnda systemlösning och lagringsteknik anpassas för praktisk tillämpning i Kopparbergs tätort.

Utredningsresultaten kan ingå som en styrande faktor i den kommunala energiplaneringen och förväntas även påverka den fysiska planeringen inom Ljusnarsbergs kommun.



2. VÄRMEINVENTERING

En inventering av värmeeffektbehovet i Kopparbergs tätort har gjorts. Med denna som underlag har sedan ett förslag till distributionsnät upprättats.

Det totala värmeeffektbehovet inom det aktuella fjärrvärmeområdet har beräknats till 7,4 MW. Med en utnyttningstid på 2000 timmar blir energibehovet 14.800 MWh. De sammanlagda ledningsförlusterna beräknas uppgå till ca 5% av energibehovet, vilket medför att en energimängd av 15.500 MWh måste distribueras.

Distributionsnätets totala kostnad uppgår till ca 4.700 kkr och den specifika anläggningskostnaden blir ca 635 kr/kW.



3. TÄNKBAR SYSTEMLÖSNING

En tänkbar systemlösning för att förse tätorten med fjärrvärme framgår av figur 3.1.

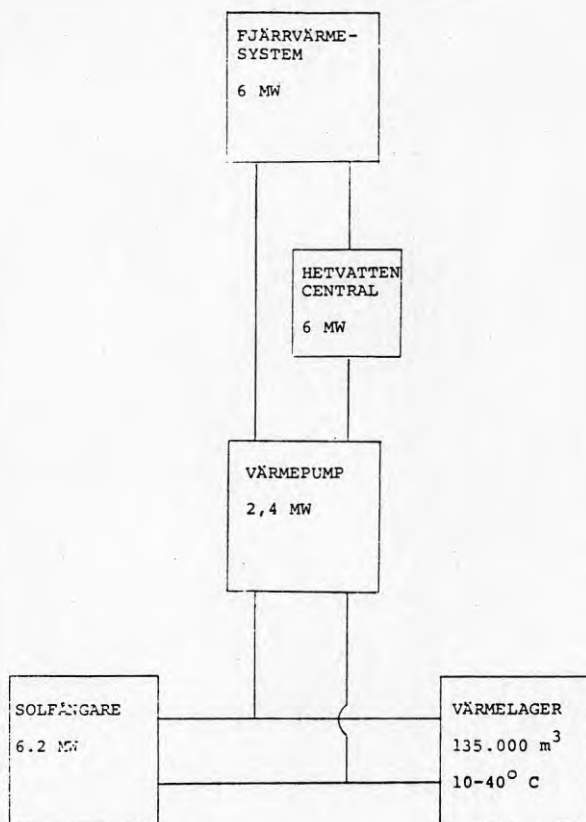


Fig. 3.1. PRINCIPIELL SYSTEMLÖSNING

Gruvan (=värmelagret) laddas under sommarhalvåret med hjälp av solfångare, vilka arbetar vid en relativt låg temperatur. Solfångarna kan därigenom arbeta med god verkningsgrad. Fjärrvärmenätet matas via värmepumpar med energi från solfångare och lager. Högst halva anslutningseffekterna bör ligga på värmepumparna. Topp- och reserveffekt tas från en konventionell oljeeldad hetvattencentral. Detaljutformning och dimensionering av de ingående enheterna sker i avsnittet "Produktionsanläggning".

Ett alternativ till solfångare kan vara att medelst en värmepump erhålla värme ur ett intilliggande vattendrag för laddning av lagret.



4. VÄRMELAGER

4.1 Beskrivning av gruvan

Gruvbrytningen i Ljusnarsbergs gruva har, liksom många andra gruvor i området, pågått i olika etapper sedan 1600-talet. Genom tiderna har skilda gruvbolag brutit sulfidmalmen som huvudsakligen innehöll koppar, bly och zink. 1975 upphörde driften efter ingående undersökningar av den dåvarande ägaren, Boliden AB. Ett stort antal provborrningar genomfördes vilka gav besked om att fortsatt drift ej var tänkbar.

Den äldsta driften skedde i dagbrott. Det djupaste, Storgruvan, når ned till ca 80 m under markytan. För att kunna transportera upp den utbrutna malmen sänktes ett schakt, Gustavs schakt, till ca 80 m nivå. Detta schakt är placerat centralt i samhället Kopparberg och har genom ett ortssystem kontakt med brytningsområdena.

Då brytningen övergick till underjordsbrytning sänktes Gustavs schaktet till större djup. På 1940-talet från 80 m till 130 m. 1950-52 förlängdes det till 280 m och 1966-67 till sitt slutliga djup på 447 m.

Under jord bröts malmen med olika typer av rasmetoder, vilka medför att det nu finns öppna rum i berget. Någon igensättningsbrytning har enligt uppgift ej tillämpats. Malmen uppträdde i flera mindre kroppar, utspridda inom ett relativt stort område.

Figurerna 4:1 och 4:2 ger en viss uppfattning av gruvans utseende. Figur 4:1 visar en vertikalprojektion genom gruvan. I denna projektion saknas dagbrott och ortssystemet på 77 m nivå. Mycket förenklat kan gruvan sägas innehålla tre stora brytningsområden. Det översta ligger mellan nivåerna 104 m och 163 m. Det mellersta mellan 163 m och 213 m samt det nedersta mellan 213 m och 313 m. De olika brytningsområdena har på deras övre respektive undre nivå förbindelse med Gustavs schaktet genom horisontella orter. Dessutom finns förbindelse på 263 m nivå. Av figuren framstår brytningsområdena som stora öppna rum. Så är dock inte fallet utan de består av ett stort antal rum spridda både i höjd och plan vilket delvis framgår av figur 4:2. Samtliga mindre brytningsrum har kommunikation med de horisontella orter som står i förbindelse med Gustavs schaktet. Inom brytningsområdet finns flera kortare schakt som under brytningen tjänstgjorde som stört-schakt där malmen från de mindre brytningsrummen störtades ned till de horisontella orterna, transportorterna, för vidare transport till Gustavs schakt. Det övre brytningsområdet har förbindelse med ortssystemet på 77 m nivå och således även med dagbrottet.

Då gruvan var i drift pumpades i genomsnitt ca 50000 m³ vatten per år upp ur gruvan, vilket motsvarar 95 l/min. Sedan brytningen upphörde har någon pumpning ej skett utan gruvan har vattenfylts. Enligt djuplodning som utförts våren 1980 har vattennivån nått 104 m under markytan. Vid driftnedläggningen monterades alla rör-

Gustavs schakt

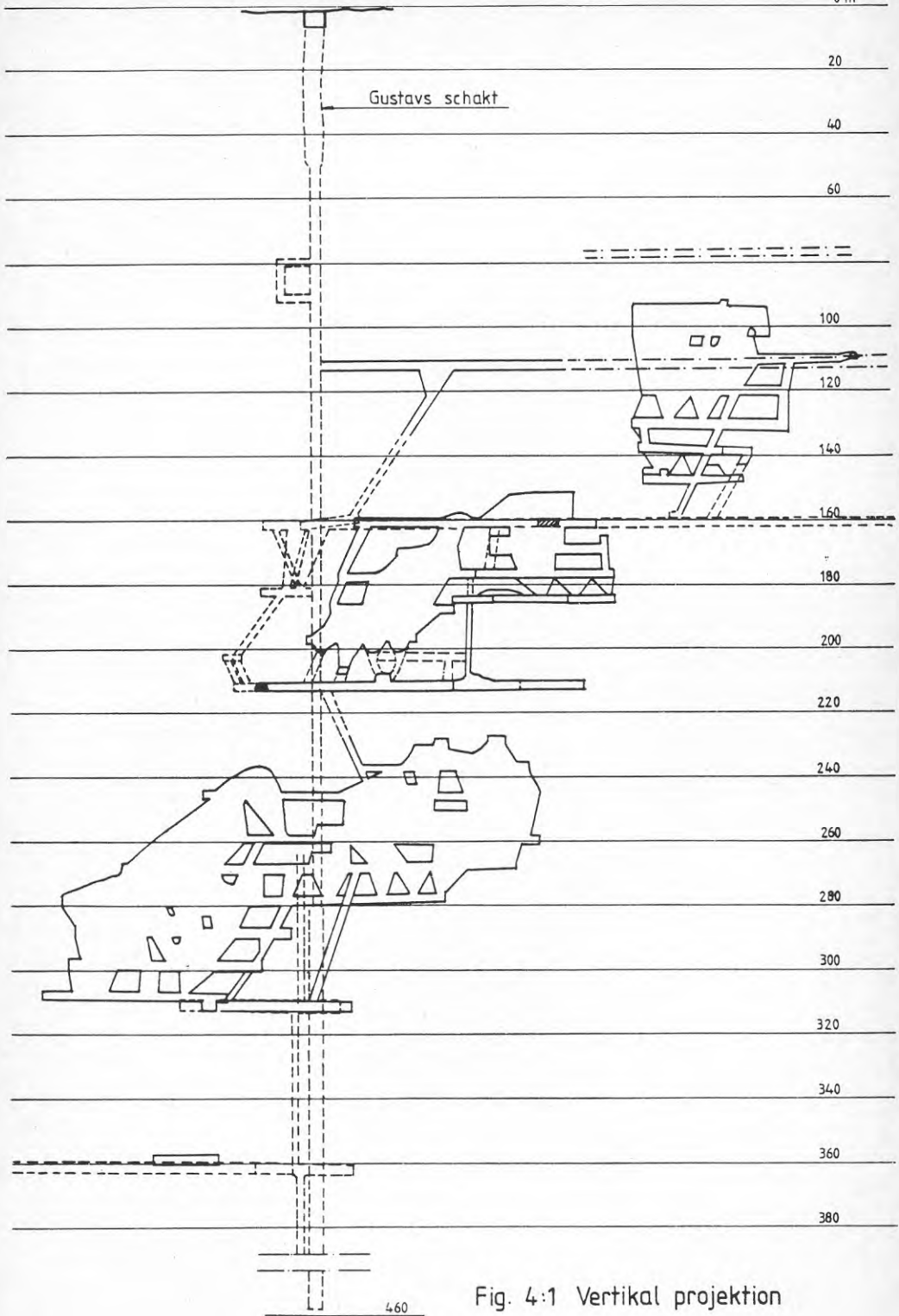


Fig. 4:1 Vertikal projektion

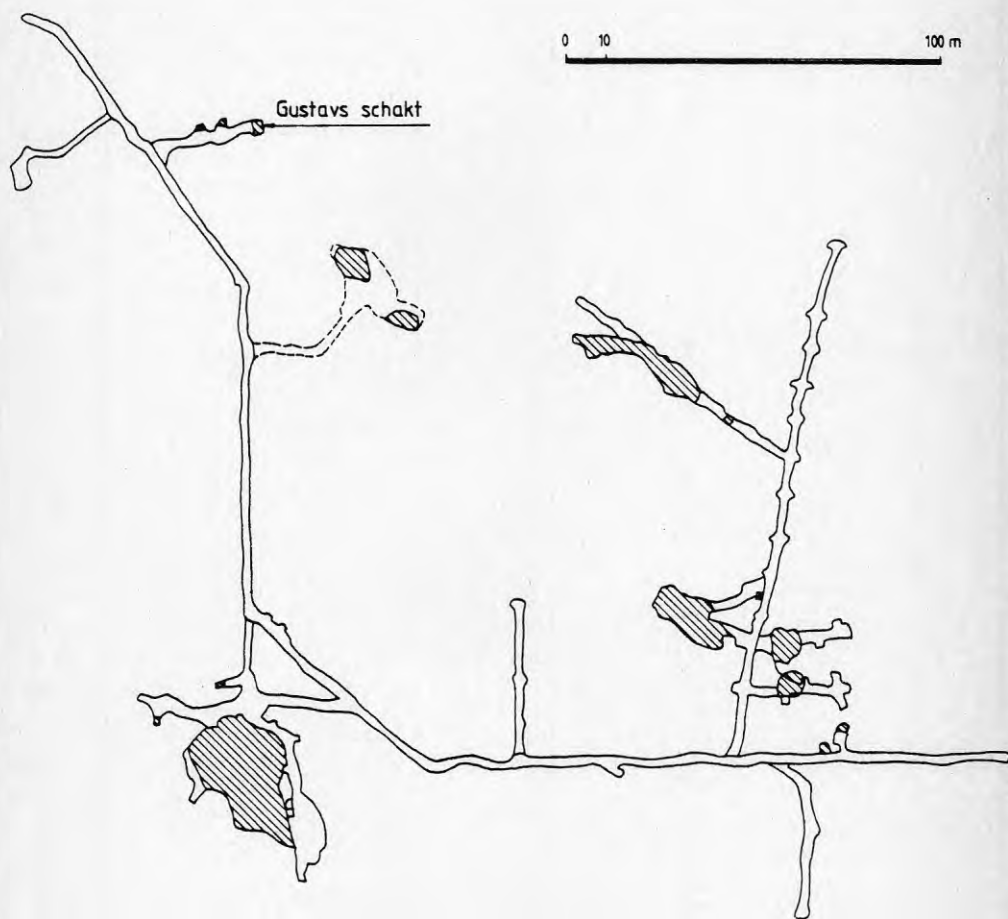


Fig. 4:2 Horisontalskärning på cirka 113 m nivå.

ledningarna på nivåerna ned. Endast ledningarna i schaktet finns kvar men med öppningar på de olika nivåerna. Den ledning, $\varnothing 100$ mm, som tidigare användes för länshållning av gruvan går dock obruten från 213 m till markytan.

Enligt uppgifter från den personal som arbetade i gruvan den sista tiden användes syrafasta pumpar på den övre pumpnivån, 230 m. Pumparna i nedre delarna av gruvan var av konventionell typ. Några kemiska analyser på vattnet har ej utförts. De uppgifter som erhållits tyder på att det ej varit några speciella korrosionsproblem i gruvan.

Den uppfodringsanordning som finns vid Gustavs schakt har stått oanvänd i drygt fem år och anses ej befinna sig i sådant skick att den kan utnyttjas inom projektet. Vissa delar av den elektriska utrustningen saknas dessutom.

4.2 Värmelagrets funktion

Från gruvkartorna har den tillgängliga lagervolymen bestämts till ca 135.000 m³. Volymen ligger mellan nivåerna 104 m och 313 m. Den del av det övre brytningsområdet som ligger ovanför 113 m nivå har ej medtagits eftersom det uppvärma vattnet som kommer att fylla detta utrymme blir kvar här. Den medtagna volymen har kommunikation med Gustavs schakt på flera nivåer. Inom den angivna lagervolymen kan det i undantagsfall förekomma mindre fickor eller sänken där vatten blir stillastående och inte aktivt kommer att delta i värmelagringen, Figur 4:3. Detta vatten kommer passivt att delta genom viss värmeöverföring till det cirkulerande vattnet. Den volym som endast passivt kommer att delta bedöms, tack vare tillämpad gruvbrytningsmetod, vara av underordnad betydelse, och kan anses ligga inom de marginaler som ges av den metod som utnyttjats för volymbestämningen.

Som framgått av det föregående avsnittet är gruvan i dag vattenfylld till 104 m under markytan. På 90 m's nivå finns en ca 10 m lång ort som är tänkt att utnyttjas för placering av värmeväxlare och cirkulationspump. Avsikten är att det vatten som finns i lagret skall cirkulera i ett slutet system. Värmeupptagning från respektive värmeavgivning till det vatten som cirkuleras i systemet ovan mark sker i plattvärmeväxlaren på 90 m nivå. Från värmeväxlaren utgår två rör som är upphängda i schaktet och stabiliserade i sidled exempelvis mot schaktets gejdrar. Det ena av dessa rör når ca 5 m under vattennivån i schaktet medan det andra når ned till ca 313 m nivå.

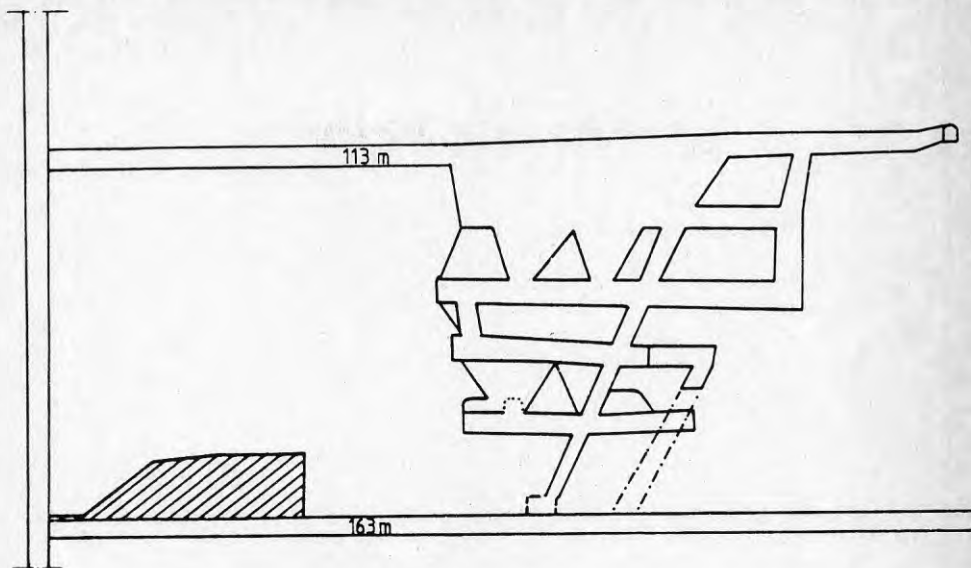


Fig. 4:3 Utrymme med stillastående vatten

Uppvärmningen av gruvvattnet sker så att kallt vatten från gruvans nedre delar cirkuleras genom det längre röret och vidare in i värmeväxlaren för att värmas. Det uppvärmda vattnet släpps sedan ut i lagrets övre del genom det kortare röret. Fronten med uppvärmt vatten kommer sedan att långsamt förflyttas nedåt. Någon utpräglad värmefront kan man förmodligen inte räkna med att erhålla då lagrets geometri är komplicerad. De termiska krafterna som orsakas av temperaturskillnaden i lagret hjälper till att sprida vattnet.

Uttag av varmt vatten ur lagret sker från dess övre del genom det kortare röret. Det avkylda vattnet släpps i botten av lagret.

4.3 Beräkning av värmeförluster från lagret

I beräkningarna har vi antagit att den tillgängliga lagervolymen utgör 135.000 m^3 . Från mätningarna på gruvkartorna har den bergyta som omsluter lagret bestämts till ca 100.000 m^2 . I denna är medräknat bergytor som helt kommer att omslutas av vatten, exempelvis pelare. Den bergyta som svarar för värmeförlusterna blir således mindre.

Vid samtliga beräkningar har antagits en medeltemperatur i lagret som under året är 11°C över bergets ursprungliga temperatur på 7°C .

För bestämning av den stationära värmeförlusten från lagret har vi av beräkningstekniska skäl valt att betrakta lagret som en ellipsoid. Denna har placerats med mittpunkten 220 m under markytan och med höjden 206 m. Största diametern var 35,5 m. Med dessa förutsättningar och med den antagna medeltemperaturen, uppgår den stationära förlusten från lagret till ca 22 kW, vilket motsvarar 0,19 GWh/år. En övre gräns för den stationära förlusten har även beräknats. Denna har erhållits genom att betrakta den tillgängliga volymen som en ellipsoid med mittpunkten 150 m under markytan. Största diametern var 200 m och höjden 6,5 m. I detta fall erhöles värdet 42 kW motsvarande 0,37 GWh/år. De metoder som tillämpats finns redovisade i: Stationary heat losses from a spherical or ellipsoidal heat storage volume deep in the ground. Johan Claesson, Tord Bengtsson, LTH, Aug 1978.

Gruvans komplicerade geometri medför svårigheter att bestämma den bergyta som svarar för insvängningsförlusterna. Den yta som antagits vid beräkningarna, 32.000 m², har erhållits genom att för varje nivå på gruvkartorna omforma den tillgängliga volymen till cylindrar och därefter summera mantelytorna. Insvängningsförlusterna genom denna yta har beräknats som plan värmeströmning i ett oändligt medium. Härvid har antagits att den värme som strömmar ut i berget då lagertemperaturen är högre än den angivna medeltemperaturen återvinns då lagertemperaturen är lägre.

I Tabell 4:1 redovisas storleken av de totala värmeförlusterna, stationära plus insvängningsförluster, under de tio första driftsåren. De stationära förlusterna har här antagits till 0,19 GWh/år. Om lagrets medeltemperatur ändras kommer förlusterna att förändras direkt proportionellt med temperaturskillnaden mot bergets ursprungstemperatur som här antagits till 70°C.

<u>År</u>	<u>Förlust GWh/år</u>
1	1,83
2	0,90
3	0,73
4	0,65
5	0,59
6	0,56
7	0,52
8	0,50
9	0,48
10	0,47

Tabell 4:1 Totala värmeförlusterna från lagret under de tio första driftsåren.

Insvängningsförlusterna från lagret avtar med kvadratrotten ur tiden varför den totala förlusten långsamt närmar sig det stationära värdet. Efter 50 driftsår är den totala förlusten 0,31 GWh/år och efter 200 år 0,25 GWh/år.

Vid beräkningarna har bergets värmekonduktivitet antagits till $3,5 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}$ och dess värmediffusivitet till $1,62 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$.

4.4 Bergtekniska aspekter

Att utföra stora bergförlagda lager förutsätter tillgång till bra berg. I detta speciella fall kommer ett redan utsprängt bergrum, gruvan, att utnyttjas som lager. Några bergtekniska undersökningar har inför denna förstudie ej kunnat utföras. Det faktum att gruvan brutits med öppna rum utan återfyllning och att några ras enligt uppgift inte inträffat tyder på att några bergtekniska problem knappast kommer att uppträda. Ras inom lagret innebär inga komplikationer såvida de inte inträffar i Gustavs schakt eller medför påverkan i markytan. Denna typ av problem bedöms på detta stadium som osannolika. Inom det vattenfyllda lagerutrymmet medför nedfallande bergpartier inga som helst problem.

Installations- och servicepersonal kommer endast att vistas i den ort på 90 m nivån där värmeväxlare och pumpar placeras samt i schaktets översta del. Övriga utrymmen är vattenfyllda och kommer att så förbli.

Temperaturen i berglagret kommer att variera mellan ca 40°C och 10°C . Ändringen av lagrets temperatur kommer naturligt att ske långsamt. Några bergmekaniska problem i samband med att de termiska förhållandena förändras enligt dessa förutsättningar är inte troliga. Förhållandena kan i stort jämföras med de som råder vid lagring av tjockolja i oinklädda bergrum. Lagringstemperaturen uppgår här ofta till $60\text{--}70^{\circ}\text{C}$. Sådan lagring har på många platser i Sverige skett under flera år och betraktas ur termomekanisk synvinkel som problemfria.

Det vatten som lagras i gruvan kommer att kemiskt och fysikaliskt samverka med berget. Föroreningar i löst och olöst form kommer att produceras vilket kan medföra problem i värmeväxlaren. Främst är det avlagringsproblem som kan uppkomma men även lokaliserad korrosion. Allmän korrosion i systemet är troligen inte något allvarligt problem. Vattnets innehåll av föroreningar sammanhänger naturligtvis med de mineral som berget är uppbyggt av. Hur vattnets föroreningar orsakar exempelvis avlagringar i värmeväxlaren, beror av flera faktorer. Här spelar bl a temperatur, tryck, pH, syrehalt och hydrauliska förhållanden en stor roll.

Att på förhand bedöma problemens omfattning erbjuder avsevärda svårigheter. Genom att testa delar av systemet med det vatten som finns i gruvan erhåller man viktiga erfarenheter om vattnets egenskaper. Dessa tillvaratas sedan vid valet av material, en åtgärd som säkerligen positivt påverkar systemets långsiktiga funktionsduglighet och driftssäkerhet.

4.5 Iordningställande av gruvan

Det installationsarbete som måste utföras i gruvan innan den kan fungera som värmelager är relativt begränsat. Som nämnts tidigare är den hissordning som användes vid gruvdriften i sådant skick att den ej kan utnyttjas för transporter i schaktet. En wish för att kunna transportera personal och material till orten på 90 m nivå måste anskaffas. För att möjliggöra i- och urlastning ur transportkorgen på denna nivå måste en plattform uppföras i schaktet. I orten monteras värmeväxlare och pump på en betongsula som överbyggs.

Rörinstallationerna måste utföras från denna ort, då gruvan är vattenfylld till 104 m under marken. Rören kan förses med flytkragar och upphängningsanordningar som förankras i schaktets övre del. Stabilisering i sidled kan utföras genom styrning mot de kvarlämnade hissgejdarna i schaktet.

Med tanke på arbetarskyddet krävs en inspektion av schakt och ort för att förhindra olyckor. Förstärkningsarbeten i dessa partier kan bli nödvändiga.

5. PRODUKTIONSANLÄGGNING

5.1. Allmänt

Produktionsanläggningen för hetvatten består, som omnämns i inledningen, av solfångare, värmepump och oljeeldad hetvattencentral. Värmepumpen som transporterar den lågvärdiga värmen från solfångare och lager till fjärrvärmetemperatur kommer att svara för baslasten i systemet och de oljeeldade pannorna för topplast.

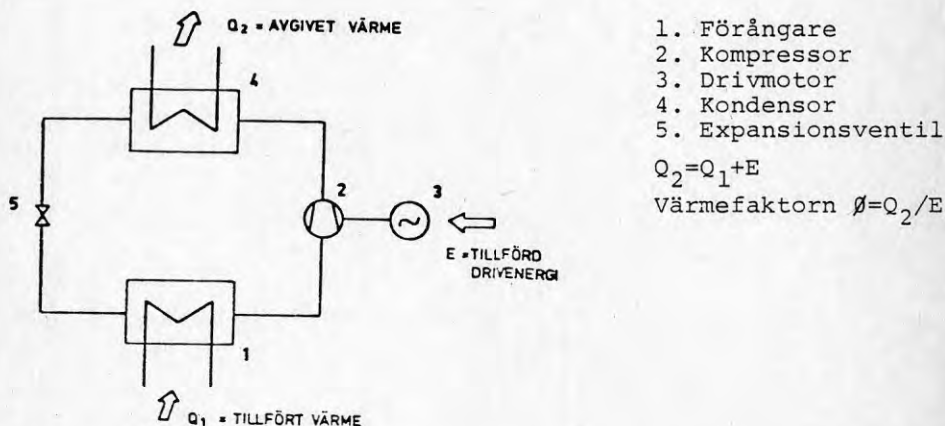
Produktionsanläggningen bör av många skäl placeras så nära gruvan som möjligt. Där finns mark tillgänglig och kostnaderna kan hållas så låga som möjligt.

5.2. Värmepump

5.2.1 Funktion

Värmepumpen höjer upp temperaturen på lågvärdig värme vilken därmed kan nyttiggöras i t ex fjärrvärmesystem. För att åstadkomma temperaturhöjningar krävs ett tillskott av högvärdig drivmotorenergi (elenergi). Storleken av denna är måttlig i förhållande till den avgivna värmemängden.

I fig. 5.1. visas en principskiss över värmepumpsprocessen. I förångaren (1) kokar köldmediet vid ett lågt tryck. Gasen sugas därefter in i en kompressor (2) som komprimerar gasen till ett högre tryck samtidigt som temperaturen ökar. I kondensorn (4) kondenserar gasen vid konstant temperatur. Den vätska som därvid bildas expanderar till ett lägre tryck och lägre temperatur i expansionsventilen (5).



Figur 5.1. PRINCIPSKISS VÄRMEPUMPPROCESSEN

Värmepumpens värmefaktor, \varnothing , definieras som kvoten mellan avgivet värme, Q_2 , och tillförd drivenergi, E . Ju större värmefaktor desto bättre verkningsgrad hos värmepumpen.

5.2.2. Kyleffektbehov

Ett typiskt varaktighetsdiagram för sammanlagrad effekt visas i fig. 5.2. Enligt de bedömningar som gjorts kommer ca 20% av energin eller 3.100 MWh från olja vilket motsvarar den olinjerade ytan under kurvan i diagrammet. Resterande energin 12.400 MWh, skall komma från värmepump, solfångare och lager. Som framgår av diagrammet så förbrukas dessa 80% av energin vid en värmeeffektnivå som är 40% eller lägre av den maximala värmeeffekten.

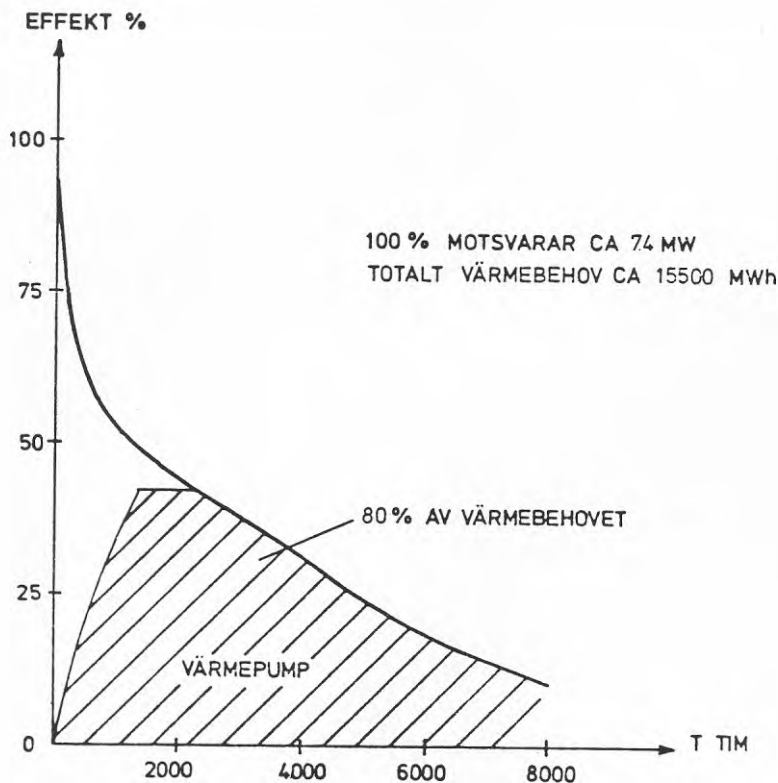


Fig.5.2. VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR SAMMANLAGRAD EFFEKT.

Värmepumpen styrs ner vid de tillfällen då övrig elbelastning är hög. Anledningen till detta är att värmepumpens drivmotor inte skall belasta elnätet alltför hårt så att gränsen för den abonnerade effekten överskrides.

I ett fjärrvärmenät brukar man anta en sammanlagringsfaktor på 0,8. Det maximala värmeeffektbehovet i fjärrvärmenätet i tätorten blir då ca 6 MW, vilket medför ett maximalt kyleffektbehov för värmepumpen på ca 2,4 MW. (40% av 6 MW)

5.2.3. Val av värmepump, värmefaktor

Kontakter har tagits med Stal Refrigeration för att få en uppfattning om de värmepumpar som finns på marknaden. Efter en genomgång har det bedömts som mest lämpligt att välja två stycken värmepumpar med en kondensoreffekt på ca 1.250 - 1.300 kW vardera beroende på kondenseringstemperatur. Genom att använda flera värmepumpar kan ett rationellt användande av varje värmepump uppnås.

Eftersom värmefaktorn är beroende av temperaturen in i förångaren och returtemperaturen i fjärrvärmenätet kommer den att variera under året. Vid 60°C på framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet blir värmefaktorn ca 3,4 och vid 70°C på framledningstemperaturen blir den ca 2,8. I båda fallen har antagits en uttemperatur från förångaren till lagret på 10°C. För att uppnå bästa värmefaktor kopplas både förångare och kondensator i serie.

Den för året genomsnittliga värmefaktorn har satts till 3,0 och med detta värde som utgångspunkt har elförbrukningen beräknats till ca 4.200 MWh per år för båda värmepumparna tillsammans. Elmotorernas axelevffekt uppgår till 430 kW per motor.

5.2.4 Placering

Värmepumparna placeras i samma byggnad som oljepannorna. Därigenom kan kostnaderna för bl.a byggnaden och rördragning minimeras. P.g.a den höga bullernivån från kompressorerna bör värmepumparna placeras i en bullerdämpad lokal.

5.2.5. Kostnad

Kostnaderna för värmepumparna uppgår till ca 550 kkr per styck. Priset inkluderar montage och igångkörning. Kostnader för byggnad, elanslutning (högspänning) och rördragning ingår ej.

Drift och underhållskostnader uppgår till ca 20 kkr per värmepump och år.

5.3. Solfångare

5.3.1. Förutsättningar

Solfångarna kommer att uppta en förhållandevis stor markareal och ett lämpligt område att placera dem är runt gruvlaven. Detta område är lämpligt ur flera synpunkter som t.ex. närheten till lagret och övriga enheter i produktionsanläggningen, marken sluttar svagt mot söder och är relativt plan (med undantag för några mindre "dagbrott" vilka lätt kan undvikas) och området är obebyggt förutom några äldre byggnader tillhörande gruvan.

Den genomsnittliga infallande solenergin har antagits vara $1.150 \text{ kWh/m}^2\text{år}$.

Utloppstemperaturen från solfångarna skall ligga omkring 40°C . Denna låga temperatur gör det möjligt att välja någon av de enklaste och billigaste typerna av solfångare som finns på marknaden.

5.3.2 Energibehov från solfångarna

Energibehovet från solfångarna har valts med utgångspunkt från att man med hjälp av varaktighetsdiagrammet vet energibidragen från oljan i hetvattencentralen respektive från elenergin till värmepumpen. Den sammanlagda nettoenergin från dess båda uppgår till ca 7.300 MWh vilket skall jämföras med det erforderliga behovet på 15.500 MWh . Solfångarna skall alltså bidra med ca 8.200 MWh motsvarande drygt 50% av det totala värmebehovet.

Av de 8.200 MWh kan ca 3.100 MWh utnyttjas för direkt distribution till fjärrvärmenätet, se fig. 6.1. Sålunda skulle lagringsbehovet vara omkring 5.100 MWh . Solfångarna måste även täcka de förluster som uppkommer i bl a lagret. Dessa har satts till 800 MWh för att även täcka in första årens höga förluster. Det totala energibehovet från solfångarna uppgår således till ca 9.000 MWh .

5.3.3. Dimensionering av solfångaranläggning

På underlag från ett par olika solfångarleverantörer har för solfångaranläggningen följande data valts:

Total solfångararea	22.500 m^2
Upptagen energimängd	9.000 MWh/år
Infallande solenergi	$1.150 \text{ kWh/år} \cdot \text{m}^2$
Kollektorverkningsgrad medel	55%
Systemverkningsgrad	35%
Temp. i solfångarkrets	$20-60^\circ\text{C}$
Temp. i gruvkrets	$10-40^\circ\text{C}$
Max effekt	$6,2 \text{ MW}$

Uppställningen sker orienterad mot söder och solfångarna arrangeras i paket $b \times h = 20 \times 4 \text{ m}^2$ lutande 35° mot horisontalplanet. 28 rader med vardera 10 paket i bredd uppställes med 8 m radavstånd. Solfångarna i de bakre raderna kommer då att vara helt fria från skugga då solen står högre än 26° över horisonten.

Skuggningen minskar i den uträkning marken kan terrasseras eller radavståndet kan ökas. På grund av svagare solintensiteten morgon och kväll minskar årsenergitillförseln endast obetydligt. Detta är inräknat i angiven systemverkningsgrad.

5.3.4. Kostnad

Solfångarna kostar ca 700 kr/m^2 vilket medför en totalkostnad på ca 15.800 kkr. Detta inkluderar leverans till uppställningsplatsen.

Kostnaden för iordningställande av mark samt för uppställningsanordningar för solfångarna beräknas till ca 1.200 kkr.

Rördragning samt reglerutrustning för solfångarkretsen uppskattas till ca 5.000 kkr.

5.3.5. Alternativ till solfångare

Som framgår av tidigare avsnitt blir en solfångarinstallation omfattande och kostnadskrävande. För att få en provning av gruvans lämplighet som värme-lager kan energi i stället tas ur ett närbeläget vattendrag med hjälp av värmepump. Denna kan på grund av vattentemperaturen i sjön endast drivas sommartid och skulle då få ett produktionsdiagram som ej avviker alltför mycket från det som visats för solfångare i fig. 6.1. Värmefaktorn vid temperaturhöjning till 40°C kan väntas bli god, i genomsnitt över driftsäsongen 4-4,5, pumparbete inräknat.

Det bör noteras att en värmepump i denna tillämpning skall hållas i drift endast sommartid, då elbelastningen i övrigt är låg. Den bidrager således till lastutjämning i nätet, varför elkostnaden bör bli relativt låg.

En preliminär bedömning ger vid handen att solfångarnas årsenergi skulle kunna ersättas av värmepumpenergi till en investeringskostnad av 2,2 Mkr och driftkostnad av 370-400 kkr per år. Om driftkostnaden diskonteras till nuvärde efter 4% ränta i 20 år erhålles ett kapitalvärde om 5 Mkr. Även lönsamhetsmässigt är således detta alternativ klart förmånligt i förhållande till solfångare.

5.4. Oljeeldad hetvattencentral

5.4.1. Allmänt

Framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet varierar med utetemperaturen så som fig 5.3 visar.

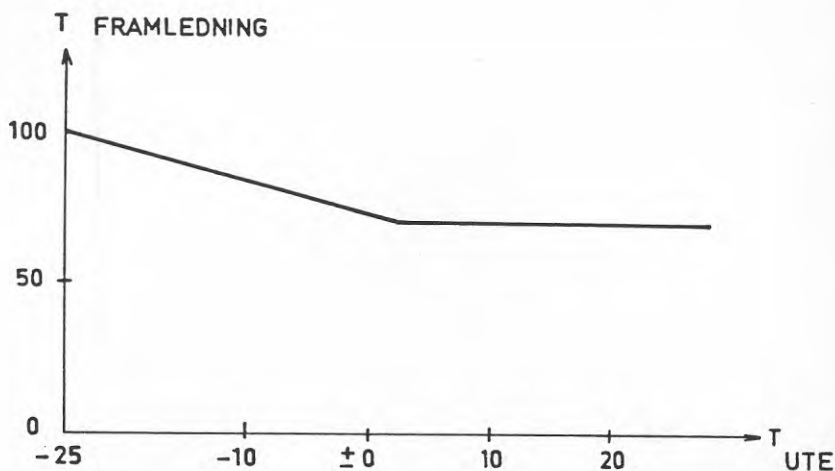


Fig. 5.3. FRAMLEDNINGSTEMPERATUREN I FJÄRRVÄRMENÄTET SOM FUNKTION AV UTETEMPERATUREN

Eftersom maximal uttemperatur från värmepumpens kondensator är 70°C behövs, vid uttemperaturer lägre än några grader under noll, en ytterligare uppvärmning av vattnet i fjärrvärmenätet. Denna värmeförsel bör ske i en oljeeldad hetvattencentral vilken är placerad i serie med värmepumpen efter denna. Vidare skall storleken vara sådan att, vid ett eventuellt bortfall av värmepumpen, hetvattencentralen ensam skall klara hela värmebehovet.

5.4.2. Val av pannheter

Som tidigare nämnts uppgår det maximala värmeeffektbehovet till ca 6 MW eftersom sammanlagringsfaktorn i ett fjärrvärmenät är ca 0,8.

Två pannheter på vardera 3 MW har bedömts som lämpligt. Möjligheten att konvertera dessa pannor till eldning med fasta bränslen bör finnas. Dock har en snabb övergång till fasta bränslen ej bedömts som nödvändig, därför att vid den relativt måttliga oljeförbrukning det här blir frågan om bör ett tillräckligt lager kunna hållas så att gott om tid till övergång finns.

5.4.3. Kostnad

Kostnad för hela hetvattencentralen, levererad som turn-key anläggning, exklusive markarbete för byggnad och skorsten har efter kontakter med leverantörer beräknats till 1.800 kkr eller 300 kr/kW.

5.4.4. Oljeförbrukning

Hetvattencentralen skall som tidigare nämnts svara för 20% av det totala värmebehovet motsvarande ca 3.100 MWh.

Med en pannverkningsgrad på 90% blir oljeförbrukningen per år ca 330 m³. Eldningsolja 3 kostade i slutet av februari 1980 996 kr/m³. Totalkostnader för oljan i detta alternativ uppgår till 330 kkr per år.

5.5. Systemlösning

I fig. 5.4 har uppritats en principlösning för produktionsanläggningen.

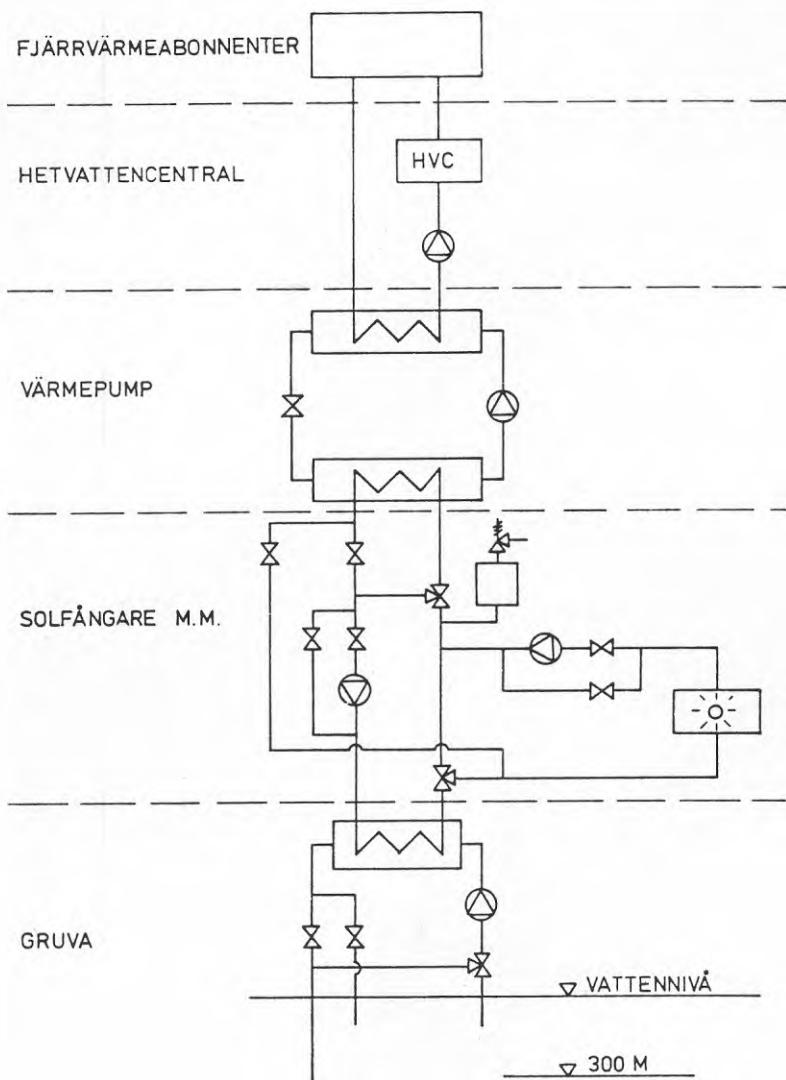


Fig. 5.4. FLÖDESSCHEMA

Systemet skall klara av följande fyra driftfall:

Medverkande enheter i produktionsanläggningen	Laddning av lager	Beskrivning av driftfall
1. Lager, VP	Nej	Värme tas från toppen av lagret och leds genom VP. Det kalla vattnet från förångaren leds ner i botten av lagret.
2. Solfångare, VP	Nej	Värme tas från solfångarna och leds genom VP. Det kalla vattnet cirkuleras tillbaka till solfångarna, där det återigen värms upp.
3. Lager, solfångare, VP	Nej	Värme tas från lagret. En ytterligare uppvärmning sker genom att cirkulera vattnet genom solfångarna. Det kalla vattnet leds ner i botten på lagret.
4. Lager, solfångare, VP	Ja	Ett kallt vattenflöde cirkulerar genom solfångarna där det värms upp. Ett delflöde går genom VP:s förångare och tillbaka till solfångarna. Det andra delflödet cirkuleras genom vvx i gruvan där det kyls med vatten som tas från botten av gruvan. Det uppvärmda vattnet släpps ut i toppen på lagret, vilket alltså laddas uppifrån.

I samtliga driftfall kan även hetvattencentralen komma att medverka.

Som framgår av fig. 5.4. och som nämnts ovan har en värmewäxlare placerats på 90-meters nivån nere i gruvan. Detta medför att man erhåller en sluten mellankrets i vilken solfångarna ingår. Värmepumpens värmefaktor kommer att minska något jämfört med om gruvvattnet hade körts direkt in i värmepumpens förångare. Det sistnämnda alternativet medför dock en mer komplicerad systemlösning. Eventuella korrosionsangrepp och utfällningar som gruvvattnet kan ge upphov till begränsas i den föreslagna lösningen till värmewäxlare och pump nere i gruvan.

Pumpen i lagret ger ett flöde på ca 25 l/s och motoreffekten uppgår till ca 3kW. Pumpflödet behöver på något sätt regleras. Värmeväxlaren är av typen plattvärmeväxlare.

I det slutna systemet med solfångarna ingår dessutom cirkulationspumpar, ventiler (regler och vanliga) expansionskärl, reglerutrustning m.m. Anledningen till att man har två cirkulationspumpar placerade på olika ställen i systemet beror på att alla driftfallen skall kunna uppfyllas på ett enkelt sätt. Båda pumparna skall ensamma kunna svara för hela flödet i kretsen, vilket beräknas uppgå till maximalt 100 l/s. Hela kretsen fylles med glykolblandat vatten, vilket förhindrar frysning i solfångarna.

6. ENERGIBALANS

En energibalans har gjorts upp för kommunen. Abonnentbelastningen är beräknad till 14.800 MWh per år. Förlusterna i distributionsnätet har beräknats till ca 700 MWh per år. Det totala energibehovet ut på ledningsnätet uppgår sålunda till ca 15.500 MWh per år.

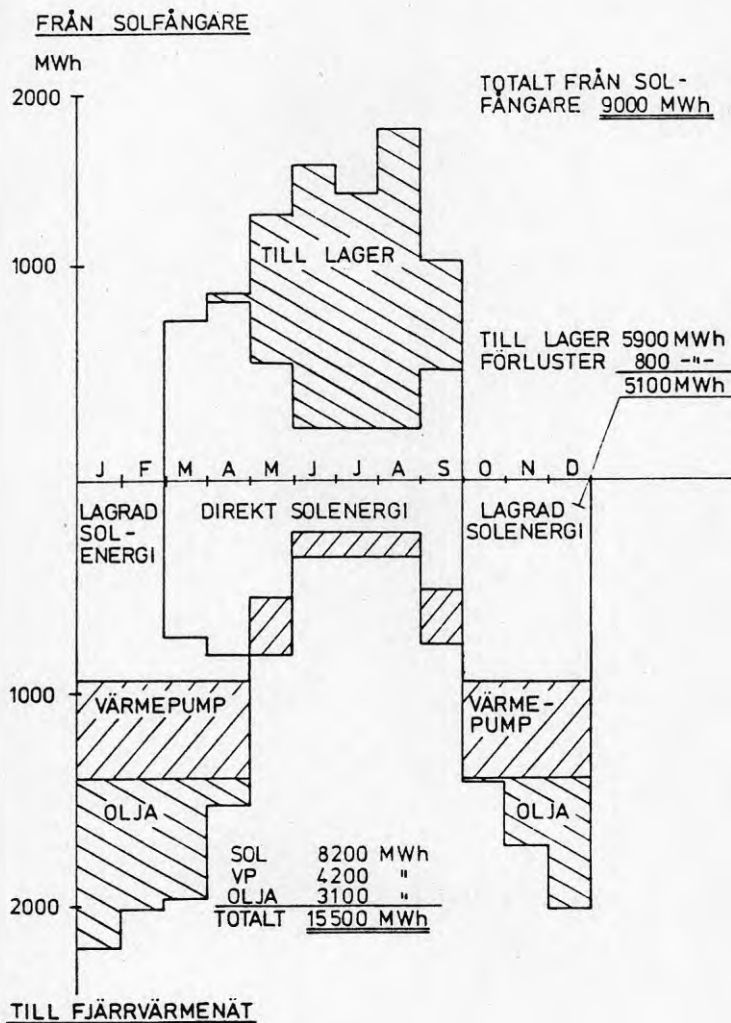


Fig. 6.1. ENERGIBALANS

I fig. 6.1. visas en energibalans för ett normalt solår. Kommunens energibehov fördelat på årets månader framgår av de nedåtriktade staplarna. Där framgår också hur mycket energi som kommer från respektive enhet i produktionsanläggningen.

De uppåtriktade staplarna ger en uppfattning om hur mycket av solenergin som utnyttjas för direkt distribution till fjärrvärmenätet respektive hur mycket som behöver ackumuleras i lagret.

Som framgår av diagrammet har inget energibidrag från solen medräknats under vintermånaderna. Vid en eventuell fortsättning på detta projekt får detta utredas närmare.

7. REFERENSALTERNATIV

7.1 Produktionsanläggning

Som referensalternativ till utredningens huvudalternativ för värmeproduktion har valts en konventionell oljeeldad hetvattencentral med tre pannor à 3 MW. Då tjänstgör en panna som reserv för största pannenhet.

7.2. Kostnad

Kostnader för hela anläggningen, levererad som turn-key, inklusive markarbeten har uppskattats till ca 3.000 kkr.

Drift- och underhållskostnad har uppskattats till ca 60 kkr/år för hela anläggningen.

7.3. Oljeförbrukning

Värmebehovet har beräknats till ca 14.800 MWh och ledningsförlusterna till ca 700 MWh. Nettovärmebehovet blir därmed 15.500 MWh. Om pannverkningsgraden sätts till 90% blir brutto energibehov ca 17.200 MWh. Liknade hetvattencentraler eldas vanligen med eldningsolja 3 vilken har ett effektivt värmeinnehåll på ca 10,4 MWh/m³. Oljeförbrukningen per år blir då ca 1.650 m³.

Kostnaden för eldningsolja tre var i slutet av februari 1980 996 kr/m³. Den årliga kostnaden för olja till referensalternativets hetvattencentral blir då ca 1.650 kkr.



8.1. Investeringskostnad

Investeringskostnader för de ingående objekten i de olika alternativen finns tabellerade nedan. Priserna hänförs till årsskiftet 1979/80.

Investeringskostnad solfångaralternativ

Objekt	kkkr
Fjärrvärmenät	4.700
Hetvattencentral	1.800
Värmepumpar	1.100
Byggnad till värmepumpar	1.130
Solfångare	15.800
Markarbete, ramverk, rördragning, kringutrustning	6.200
Iordningställande av gruva	500
Rördragning från mark till vvx i gruva	60
vvx+pump i gruva (inklusive installation)	70
Framdragning av högsp., inkoppling, anslutningskostnad	300
Projekteringskostnad	500
Kontroll, byggledning, uppföljning	<u>400</u>
Totalt	32.560

Investeringskostnad referensalternativ

Objekt	kkkr
Fjärrvärmenät	4.700
Hetvattencentral (inklusive markarbeten)	3.200
Projekteringskostnader	100
Kontroll, byggledning, uppföljning	<u>100</u>
Totalt	8.100

Investeringskostnad värmepumpalternativ

Objekt	kkkr
Fjärrvärmenät	4.700
Hetvattencentral	1.800
Värmepumpar	2.200
Byggnader till värmepumpar	1.400
Iordningställande av gruva	500
Rördragning	500
vvx+pump i gruva (inklusive installation)	70
Framdragning av högsp., inkoppling, anslutningskostnad	400
Projekteringskostnader	500
Kontroll, bygglösning, uppföljning	<u>400</u>
Totalt	12.470

8.2 Kostnad respektive intäkt för försåld energi

Priset på eldningsolja 3, vilken är aktuell i detta sammanhang, har satts till 1.000 kr/m³. Elpriset har beräknats till 0,25 kr/kWh, inklusive abonnemangsavgift.

De intäkter som kommunen kan förväntas erhålla har räknats ut med hjälp av Svenska Värmeverksförningens riktpristaxor och uppgår till 2.600 kkr per år eller till ca 0,18 kr/kWh. Denna intäkt gäller oberoende av vilket alternativ som väljes.

Nedan har en kostnad för försåld energi dvs en kostnad per kWh, räknats ut för varje alternativ. Avskrivningstiden har satts till 20 år och kalkylräntan till 4%.

Solfångaralternativet

Kapitalkostnad	2.400 kkr per år
Drift- och underhållskostnad	<u>1.700 kkr per år</u>
Totalt	4.100 kkr per år
Kostnad per kWh	0,28 kr per kWh

Referensalternativet

Kapitalkostnad	600 kkr per år
Drift- och underhållskostnad	<u>1.850 kkr per år</u>
Totalt	2.450 kkr per år
Kostnad per kWh	0,17 kr per år

Värmepumpalternativet

Eftersom värmepumpen som används för laddning av lagret endast används på sommaren har dess elpris räknats ned 0,05 kr/kWh till 0,20 kr/kWh.

Kapitalkostnad	920 kkr per år
Drift- och underhållskostnad	<u>2.100 kkr per år</u>
Totalt	3.020 kkr per år
Kostnad per kWh	0,20 kr per kWh

Det kan tilläggas att kostnaderna för drift och underhåll i de olika alternativen är olika känsliga för en eventuell minskning av den levererade energin.

8.3. Oljebesparing

Den mängd olja som kan sparas om man jämför solfångar- respektive värmepumpsalternativet med referensalternativet uppgår till ca 1.300 m³. Jämför man de båda förstnämnda alternativen med dagens oljeförbrukning blir den sparande oljemängden 1.700 m³.



Förstudien visar att en nedlagd gruva kan utgöra lager för lågtemperaturvärme. Kostnaden för lagringen som sammansättes av en anläggningskostnad och en förlustkostnad, beror mycket på kostnaden för primärenergien.

Anläggningskostnaden för lagerdelen blir låg, i det studerade fallet ca 12 öre per kWh lagringskapacitet, under förutsättning att de termiska krafterna är tillräckliga för att omsätta hela gruvans vatteninnehåll vid laddning respektive urladdning. Detta bör verifieras genom ett prov i gruvan under projektfas 2.

Förlustkostnaden bestäms dels av förlusternas storlek dels av primärenergins kostnad. Förlusternas storlek har i förstudien bedömts till 10-14% av årligt energiuttag ur lagret. Primärenergien till lagret kostar i solfångaralternativet 20 öre/kWh och i värmepumpsalternativet 8 öre/kWh. Förlustkostnaden per kWh levererad från lagret blir då med den lägre energikostnaden 1,1 öre per levererad kWh från lagret. Kapitaliserat motsvarar detta 15 öre per kWh lagringskapacitet.

Förlusterna från lagret är starkt beroende av gruvans geometri. Det har icke varit möjligt att inom ramen för förstudien göra detaljerade beräkningar av förlusterna. De angivna förlusterna är framtagna med förenklade beräkningar. Under de första driftåren kommer förlusterna att vara upp till en faktor 3 större än ovan angivits. Det fortsatta projektarbetet bör innefatta också en precisering av förlustberäkningarna.

Beträffande primär energiproduktion synes en värmepump, som utnyttjas under sommaren och tar värme ur Finnhytteån vara väsentligt billigare än solfångare. Denna värmepump får låga kostnader, dels på grund av måttlig temperaturstegring, dels då drivenergin under sommaren är förhållandevis billig.

Det fjärrvärmenät, som i det aktuella fallet kan anslutas, får en anslutningseffekt om ca 7,4 MW och blir, i förhållande till genomsnittliga fjärrvärmenät, relativt dyrt. Det förmår med knapp nöd bära sina egna långsiktiga kostnader men kan inte belastas med merkostnader av något slag.

Ett fullföljande av projektet kan ge väsentliga erfarenheter såväl inom området värmelagring i berg som beträffande stora värmepumpars drift. Vi föreslår därför att projektet fortsätter i ytterligare två steg enligt följande:

Projektsteg 2

Förfinade beräkningar av värmeförluster från gruvan.	60.000:-
Fullskaleprov av termiska vattenrörelser i gruvan	80.000:-
Projektering inklusive detaljerad kostnads-kalkyl	<u>110.000:-</u>
Summa Projektsteg 2	250.000:-

Projektsteg 2 bör genomföras under 2:a halvåret 1980.

Projektsteg 3

Detaljkonstruktion, upphandling och utförande av anläggningen till en total kostnad beräknad i projektsteg två, men ungefärligen uppgående till	<u>12.500.000:-</u>
---	---------------------

Tidsmässigt bör inriktningen vara att färdigställa gruvan och laddningsvärmepumpen för drift våren - 82, fjärrvärmeköret med hetvattencentral och värmepump hösten - 82. Ett utvärderingsprogram bör sedan löpa under en tvåårsperiod eventuellt som ett separat fjärde projektsteg.

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
791186-0 från Statens råd för byggnadsforskning
till Energiparkkommittén i Ljusnarsbergs kommun.**

R58: 1981

ISBN 91-540-3497-3

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700358

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirkapris: 25 kr exkl moms