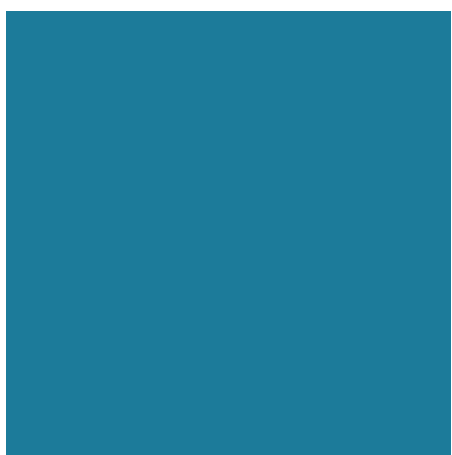
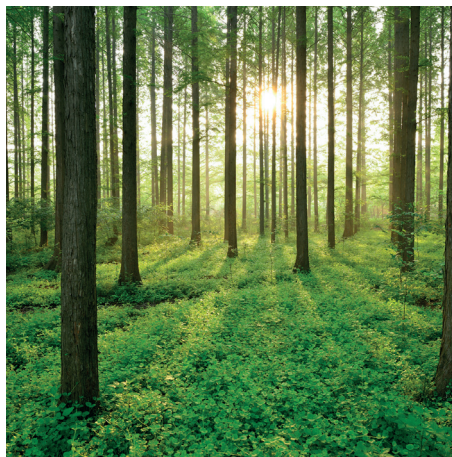


# UPPFÖLJNING AV VÄRMELAGER I BERGRUM

RAPPORT 2024:1054





# Uppföljning av värmelager i bergrum

ULRIKA SAGEBRAND, CHRISTOFFER NORDSTRÖM, BJÖRN WIDARSSON, FVB SVERIGE AB

ISBN 978-91-89919-54-9 | © Energiforsk november 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se



## Förord

**Projektet har samlat upp erfarenheter från Mälarenergis konvertering av ett före detta oljebergtrum till ett 300 000 m<sup>3</sup> värmelager. I syfte att förbättra kunskapsläget kring värmelagring i berg har projektet tagit vara på en unik möjlighet att planera och instrumentera lagret för att kunna göra noggranna uppföljningar på bl. a. stratifiering och värmeförluster.**

Projektet har letts och genomförts av Ulrika Sagebrand från FVB Sverige tillsammans med Christoffer Nordström och Björn Widarsson. En referensgrupp bestående av Lisa Granström, Mälarenergi AB; Per Tunberg, Mälarenergi AB; Akbar Modarresi, Mälarenergi AB; Stefan Hjærtstam, Borås Energi och miljö AB; Henrik Lindståhl, Tekniska verken i Linköping AB; Harald Andersson, E.ON Infrastruktur AB; Erik Melander, Norrenergi AB; Patrik Selinder, Vattenfall AB; Gun Bjurling, Vattenfall AB; Mikael Erlström, SGU; Daniel Sopher, SGU; Fabian Levihn, Stockholm Exergi och Johan Dalgren, Stockholm Exergi har följt och kvalitetssäkrat projektet.

Projektet ingår i programmet Futureheat vars långsiktiga mål är att bidra till visionen om ett hållbart uppvärmningssystem med framgångsrika företag som utnyttjar nya tekniska möjligheter och där de samhällsinvesteringar som gjorts i fjärrvärme- och fjärrkyla tas till vara på bästa sätt. Detta projekt ingår i programmets tredje etapp.

Programmets leds av en styrgrupp bestående av Cecilia Bergquist, Halmstad Energi och Miljö (ordförande); Erik Axelsson, Göteborg Energi; Stefan Hjærtstam, Borås Energi och Miljö; Peter Mattsson, Södertörns Fjärrvärme; Svante Carlsson, Skellefteå Kraft; Stina Berg, Tekniska Verken i Linköping; Dado Hadziomerovic, Vattenfall; Fabian Levihn, Stockholm Exergi; Lisa Granström, Mälarenergi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft; Magnus Revland, Finspångs Tekniska Verk; Harald Andersson, E.ON Energiinfrastruktur; Linda Östberg, Karlstads Energi; Ulf Lindqvist, Jämtkraft och Patrik Grönbeck, Norrenergi.

Författarna ansvarar för rapportens innehåll.

*Carolina Holmberg, programansvarig Futureheat*

## Sammanfattning

**Projektet har samlat upp erfarenheter från Mälarenergis konvertering av före detta oljebergtrum till 300 000 m<sup>3</sup> värmelager. Studien omfattar förstudie, projektering, utförande och idrifttagning. Inom projektet har även kompletterande temperaturgivare installerats, på ställen i bergtrummet där Mälarenergi saknar instrumentering själva.**

Mälarenergi tog under år 2020 ett beslut att konvertera ett tidigare oljelager i bergtrum till hetvattenlager. I förstudien utfördes bl.a. FEM-simuleringar av bl.a. permanent värmeförlust som utgörs av bergets uppvärmning, lagrets temperaturförluster och förutsättningarna för en skiktad (stratifierad) värmelagring.

Projektets huvudsyfte har varit att följa upp värmelagret för att verifiera de modelleringar som utfördes och på så vis förbättra kunskapsläget kring värmelagring i berg och då främst högtemperaturlager. Projektet har tagit vara på en unik möjlighet att planera och instrumentera lagret för att kunna göra en noggrann uppföljning. Fokus har varit att följa upp stratifiering och värmeförluster samt samla upp de erfarenheter som Mälarenergi skaffat sig i genomförandet av detta projekt. Ett mätarkoppel med temperaturgivare, PT100, placerades i "motsatt" ände mot inlagringen för att, med hjälp av ordinarie temperaturinstrumentering, jämföra stratifiering (temperaturprofil) längre bort i lagret. Fem temperaturgivare har också placerat inne i bergväggen, i ett 10 m djupt borrhål, för att kunna mäta temperaturprofilen i berget.

Rapporten beskriver även hur genomförandet av konverteringen gått till, som exempelvis öppnande av bergtrummen, sanering av oljerester, vattenkvalitet, installationer och tekniskt utförande.

Trots förseningar i konvertering och sanering av bergtrummen kunde laddning av bergtrummen inledas i maj 2024. Rapporten innehåller därför även några analyser av tidig drift. Ett signifikant resultat är att temperaturskiktningen längs hela lagret visat sig hålla mycket bra. Värmeförlusterna har, som väntat, varit höga så här i startskedet, men temperaturnivån har ändå hållit väl under den studerade perioden.

### Nyckelord

Bergtrum, Säsongsvärmelager, Fjärrvärme, Temperaturmätning, Temperaturskiktning

## Summary

**The project has compiled experience from the conversion of former oil storage caverns into a 300,000 m<sup>3</sup> thermal storage in Västerås. The compilation includes prestudy, design, execution and commissioning. within the study scope, supplementary temperature sensors have also been installed, in places where the district heating operator Mälarenergi lacks their own instrumentation.**

In 2020, Mälarenergi took the decision to convert a former oil storage cavern into a hot water storage. In the prestudy, simulations using finite element method (FEM) was used for calculating permanent heat loss consisting of the heating of the rock, the temperature losses of the layer and the conditions for a layered (stratified) heat storage, for example.

The main purpose of the project has been to follow the heat storage in order to verify the modeling that was carried out and thus improve the state of knowledge regarding cavern heat storages, primarily high temperature. The project has taken advantage of a unique opportunity to plan and instrument the storage in order to facilitate a thorough follow-up. The focus has been to evaluate stratification and heat losses and to assemble the experiences that Mälarenergi has acquired in the implementation of their project. Temperature sensors, PT100, were placed at the "opposite" end of the storage in order to, with the supplement of standard temperature instrumentation, compare stratification (temperature profile) further into the cavern. Five temperature sensors have also been placed inside the rock, in a 10 m deep borehole, to measure the temperature profile in the rock.

The report also describes the implementation of the conversion, such as opening the caverns, cleanup of oil residues, water quality, installations and technical execution.

Despite delays in conversion and sanitation of the caverns, loading of the rock storages could begin in May 2024. The report therefore also contains some analyzes of early operation. A significant result is that the temperature stratification along the entire layer proved to hold up very well. The heat losses have, as expected, been high in this initial stage, but the temperature level has still held up well during the studied period.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Bakgrund och inledning</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Tidigare erfarenheter och forskning</b>	<b>11</b>
2.1	Genomförda Bergrumsprojekt under 80- och 90-talet	11
2.1.1	Översikt	11
2.1.2	Avesta 12	
2.1.3	Lyckebo/ Storvreta	13
2.1.4	Oxelösund	16
2.1.5	Uleåborg/Oulu	17
2.2	Storskaliga värmelager i bergum genomförda, eller under genomförande i närtid	19
2.2.1	Hudiksvall	19
2.2.2	Mustikkamaa	22
2.2.3	Kruunuvuori/Kronberget	23
2.2.4	Vasklot25	
2.2.5	Vantaa/Vanda	26
2.3	Förstudier i Sverige genomförda under senare år	27
2.3.1	Piteå Haraholmen	27
2.3.2	Sundsvall	28
2.4	Andra typer av storskaliga värmelager	28
2.4.1	Högtemperaturlager i form av borrhål (HT-BTES)	28
2.4.2	Sprickvärmelager	29
<b>3</b>	<b>Bergrummen -Utformning och historik</b>	<b>32</b>
3.1	Oljebergum under kalla kriget	32
3.2	Utformning av bergrummen i Västerås	33
<b>4</b>	<b>Teori och simuleringar</b>	<b>35</b>
4.1	Lagringskapacitet	35
4.2	Värmeledning i berget	35
4.3	Energiförluster från bergum	36
4.4	FEM-beräkningar för tre bergum	38
4.4.1	Simuleringsmodell	38
4.4.2	Temperaturskiktning och gränshastighet	38
4.4.3	Strömning vid i- och urladdning pumpgrop	40
4.4.4	Värmeförlust mot berget	40
4.4.5	Värmeförlust i fortvarighet	41
4.4.6	Förlustens tidsförlopp	42
4.4.7	Initial värmeförlust	44
4.4.8	Förlustens höjdfördelning	44
4.4.9	Värmeflöde i markytan	45



4.4.10	Temperatur i nedfartsort och pumprum	47
4.4.11	Sammanfattning av de viktigaste resultaten i beräkningarna från förstudien	47
<b>5</b>	<b>Planering och projektering</b>	<b>49</b>
5.1	Motiv till investeringen	49
5.1.1	Nuvarande produktionsmix	49
5.1.2	Ökad ackumulering	50
5.2	Milstolpar i genomförandet	50
5.2.1	Ekonomi	51
5.3	Tekniskt utförande	52
5.3.1	Pumpning	52
5.3.2	Diffusorer	52
5.3.3	Värmeväxling	54
5.4	Ledningar	55
5.4.1	Inkoppling mot fjärrvärmesystemet	56
5.5	Berget	57
5.5.1	Berggrund	57
5.6	Vatten	58
5.6.1	Grundvattenförhållanden	58
5.6.2	Vatten i lagret	59
5.7	Vattenprover	60
5.7.1	pH 60	
5.7.2	Hårdhet i vattnet	60
5.8	Ånga och gaser	61
<b>6</b>	<b>Utförande av konverteringen</b>	<b>62</b>
6.1	Förstudie	62
6.2	Förarbeten	62
6.2.1	Läckvattensjö i nedfartstunneln	62
6.2.2	Borra upp betongpluggar	63
6.2.3	Säkring av arbetsmiljö	64
6.3	Sanering av olja	64
6.3.1	Hantering av olja i lagret	65
6.3.2	Hantering av kvarvarande oljerester	67
6.4	Installationsarbeten i bergrummen	67
6.4.1	Rörinstallationer	68
6.4.2	Instrumentering	68
6.4.3	Arbetsmiljö	68
6.4.4	Vattenbehandling	69
6.5	Fyllning av lagret	69
6.6	Laddning	69
<b>7</b>	<b>Temperaturloggning</b>	<b>70</b>
7.1	Utformning av instrumentering	70

7.1.1	Utvärdering av fiberoptiska sensorer lämpliga för temperaturmätning	71
7.2	Mätkoppel i vatten	73
7.2.1	Planering	73
7.2.2	Förberedande arbeten inför installation	74
7.2.3	Installationen av mätkopplet	76
7.3	Mätkoppel i berg	77
7.3.1	Planering	77
7.3.2	Borrning	78
7.3.3	Införande av mätkoppel samt fyllning	79
7.3.4	Utmaningar under utförande av installationen	80
7.4	Indragning till cisterntopp	80
7.5	Dataloggning	82
<b>8</b>	<b>Uppföljning av bergvärmelagrets drift</b>	<b>83</b>
8.1	Tillgängliga driftdata	83
8.2	Volym- och nivåmätning	83
8.2.1	Bergrummens volym	83
8.2.2	Nivå på instrumentering	84
8.2.3	Vattennivå	84
<b>9</b>	<b>Utvärdering av mätdata</b>	<b>87</b>
9.1	Värmeutbredning i berget	87
9.2	Jämförelse mellan skepp A (in- och urladdning värmelagret) och skepp B	87
9.2.1	Skiktning i C102; skepp A respektive skepp B	87
9.3	Bergrum C103	90
9.3.1	Baklängesladdning	90
9.3.2	Språngskiktets utbredning över tid	92
9.4	Energi i lagren	93
9.5	Värmeförlust C103	94
<b>10</b>	<b>Fortsatta studier</b>	<b>96</b>
<b>11</b>	<b>Referenslista</b>	<b>97</b>
11.1	Webbsidor	98
11.2	Ej publicerade källor	99
11.3	Personliga kontakter, MEJL, telefon eller teamsmöten	99

# 1 Bakgrund och inledning

**Detta projekt har följt konverteringen av före detta oljebergum i Västerås till ett storskaligt värmelager för fjärrvärme; från tidiga förstudier och fram till idrifttagning. Inom projektet har även temperaturgivare installerats i bergvägg och i vattnet. Mätdata för värmelagrets första månader i drift har också analyserats.**

2020 tog Mälarenergi beslutet att konvertera tre oljebergum till värmelager. Bergrummen byggdes i början av 1970-talet (under kalla kriget) för att vara beredskapslager för eldningsolja 5, men avvecklades 1985 och har sedan dess stått outnyttjade. Projektet har fått stor uppmärksamhet bland forskare, i energibranschen och hos nationell och internationell media. Under 2023 förekom satsningen i 80 artiklar/inslag i svensk media och i 110 internationella artiklar, fördelade på 38 länder. Värmelagret kunde tas i drift i mitten av augusti och invigdes formellt den 12 september 2024, i närvaro av H.M. konungen.

Från att intresset för värmelager i bergum varit svalt, sedan några bergumsprojekt genomfördes under 80-talet / början av 90-talet, har intresset för att lagra hetvatten under markytan ökat under senare år. Bland huvudanledningarna till detta är:

- Ökad konkurrens om spetslastbränslen.
- Krav på värmeförsörjning utan fossil andel slår igenom allt mer.
- Fjärrvärmens koppling till elmarknaden och de stora variationer i utbud och efterfrågan har gett en efterfrågan och lönsamhet i flexibilitet i el- och värmeproduktionen

Inriktningen är främst högttempererade lager, det vill säga där lagringstemperaturen är i temperaturintervallet 50–100°C, vilket betyder att värmen kan levereras ut ur lagret och, utan värmepumpning men i vissa fall temperaturspetsning, nyttjas som till exempel fjärrvärme. Lagring av värme över längre tid än en eller ett fåtal dygn är, med konventionell ackumuleringsteknik (hetvattencistern), inte ett ekonomiskt realistiskt alternativ. En teknik för effektiv värmelagring, i naturliga eller utgrävda bergformationer eller liknande, i eller strax ovan mark, är avgörande för en rimlig totalekonomi för långtidslager.

Ökad kunskap om värmelager förväntas bidra till att ge fjärrvärmeaktörer stöd i utredning, beslut och genomförande av hetvattenlager i bergum. En större flexibilitet i fjärrvärmeproduktionen kan bidra till att jämna ut de tidvis stora obalanser inom elmarknaden som uppstår med en allt större andel icke planerbar produktion (vindkraft inte minst). Detta ger även en starkare fjärrvärmeaffär.

**Projektets syfte har varit att öka kunskapsläget inom hetvattenlager i berg.**

Nedlagda bergum för oljelagring finns på flera orter i landet. I många fall är bergrummen, likt Västerås fall dessutom placerade i närheten av ortens fjärrvärmeverk, eftersom en del i beredskapsplanen var att den lagrade oljan skulle användas för värmeproduktion i staden. Fler fjärrvärmebolag har redan nu liknande planer, eller

har t.o.m. fattat beslut om genomförande. Erfarenheterna och uppföljningen av temperaturdata från Mälarenergis projekt kommer vara värdefull kunskap i deras fortsatta planering.

## 2 Tidigare erfarenheter och forskning

Detta avsnitt ger en översikt och är inte avsett att ge en heltäckande redovisning av all tidigare erfarenhet och forskning. Ambitionen är dock att ge en sammanfattning av de intressantaste och mest relevanta tidigare projekten inom bergrumslagring av värme.

### 2.1 GENOMFÖRDA BERGRUMSPROJEKT UNDER 80- OCH 90-TALET

#### 2.1.1 Översikt

Intresset för lagring av hetvatten i bergrum tog fart i spåren av oljekriserna i slutet på 1970-talet och ett par projekt genomfördes, bl.a. kopplade till solvärme. Forskning och utveckling stimulerades kraftfullt av staten med Byggforskningsrådet i centrum. Lagring testades i tankar, mark, bergrum och groplager.

Elöverskotten från de stora kärnkraftsprojekten i början av 1980-talet medförde att intresset sedan svalnade relativt snabbt. Eftersom någon uppföljning i motsvarande omfattning inte genomförts på senare tid är det fortfarande intressant att se på den forskning som genomfördes då, vilket Mälarenergi gjorde under sin förstudie.

Det första konkreta projektet var en 15 000 m<sup>3</sup> hetvattenackumulator i Avesta (se avsnitt 2.1.2) som driftsattes 1980. Lagret var tänkt som en traditionell ackumulator för korttidslagring, men med siktet inställt på säsongslagring av solvärme. Senare byggdes ett drygt 100 000 m<sup>3</sup> värmelager i Lyckebo (Storvreta), där säsongslagring av solvärme planerades, se 2.1.3 Lyckebo. Omfattande forskning genomfördes i samband med båda dessa projekt.

Under slutet av 1980-talet togs, i Oxelösund, ett före detta oljebergrum i bruk som hetvattenlager för att bättre nyttja spillvärme från SSAB i fjärrvärmenätet (2.1.4 Oxelösund). Efter ett fåtal år avslutades driften, då termisk prestanda inte var enligt förväntan samtidigt som nyttan av värmelagringen inte ansågs särskilt betydande. Forskning genomfördes delvis i form av uppföljning av driften och kemin i bergrummet.

I Oulu, Finland, genomfördes liknande projekt i början av 1990-talet (avsnitt 2.1.5). Även här var det tidigare bergrumslager för olja som användes. Projektet följdes upp i ett antal rapporter av VTT<sup>1</sup>, varav de flesta är skrivna på finska.

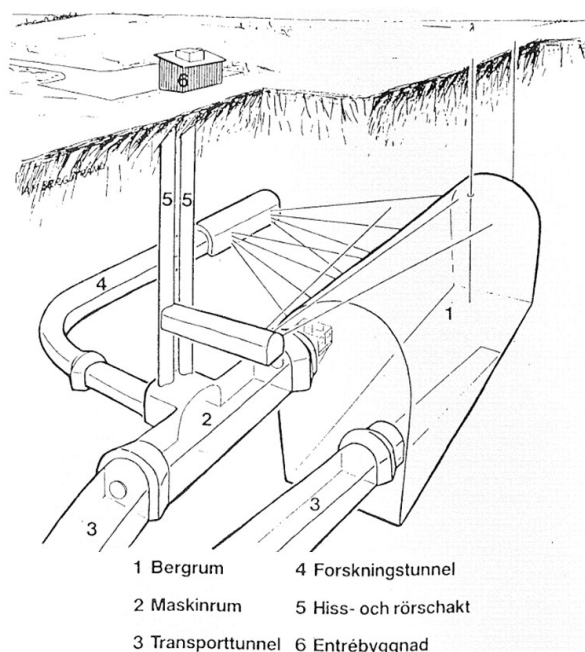
Av dessa fyra bergrum är det bara värmelagret i Oxelösund som inte längre är i bruk. Värmelager i berg i form av nyanlagda bergrum nämns i många sammanhang inom forskningen. Någon mer omfattande nutida publicerad forskning har dock inte återfunnits.

<sup>1</sup> Kari Sipilä och Jouko Ritola. *Converting an old rock cavern oil storage into heat storage*. Kirkkonummi: Paper, NEMO-Research Seminar 24.8.1989.

### 2.1.2 Avesta

Det första bergrum som byggdes i Sverige för att användas som värmelager var i Avesta, 1980. Som forsknings- och demonstrationsanläggning byggde man ett förhållandevis litet bergrumslager med 15 000 m<sup>3</sup> lagringsvolym. Syftet var främst att kartlägga förluster och påverkan på berg. Lagret är fortfarande i drift och används som värmelager, indirekt kopplat till ett fjärrvärmesystem och används idag för lastutjämnning samt för att ta emot spillvärme.

Bergrummet är insprängt ca 25 m under markytan, se Figur 1. Lagret är konventionellt utformat som ett "skepp" med måtten 42m x 19m x 21m (LBH). Uppgift saknas om marknivå.



Figur 1 Avesta Bergrum (42m x 19m x 21m) (15 000 m<sup>3</sup>).<sup>2</sup>

När värmelagret byggdes skedde in- och utmatning av vatten på följande vis: In- resp. utlopp är placerade vid bergrummets tak och botten. Vid laddning tas vatten via ett in-/utlopp i botten och värms upp i en värmeväxlare. Vid urladdning är flödesriktningen den motsatta. Inloppen är byggda så att strömmarna blir så låga som möjligt. Inloppet i botten är beläget i en grop, som är försedd med en betongkonstruktion som ytterligare dämpar turbulensen. Det övre inloppet är beläget strax under taket ca 3 m från ena kortsidan och utformat så att spridningen av det inmatade vattnet sker horisontellt åt alla håll.

Lagret är trycksatt med en "luftkudde" med ett externt 700 m<sup>3</sup> expansionsrum placerat 10 m över lagrets topp. Därför kan man fylla hela lagrets volym. Detta innebär även att det inte finns något inläckage från omgivande grundvatten. Det höga trycket gör att man kan lagra upp till 120 °C, det finns även planer på att höja trycket för att nå 140°C i inlagrad temperatur.

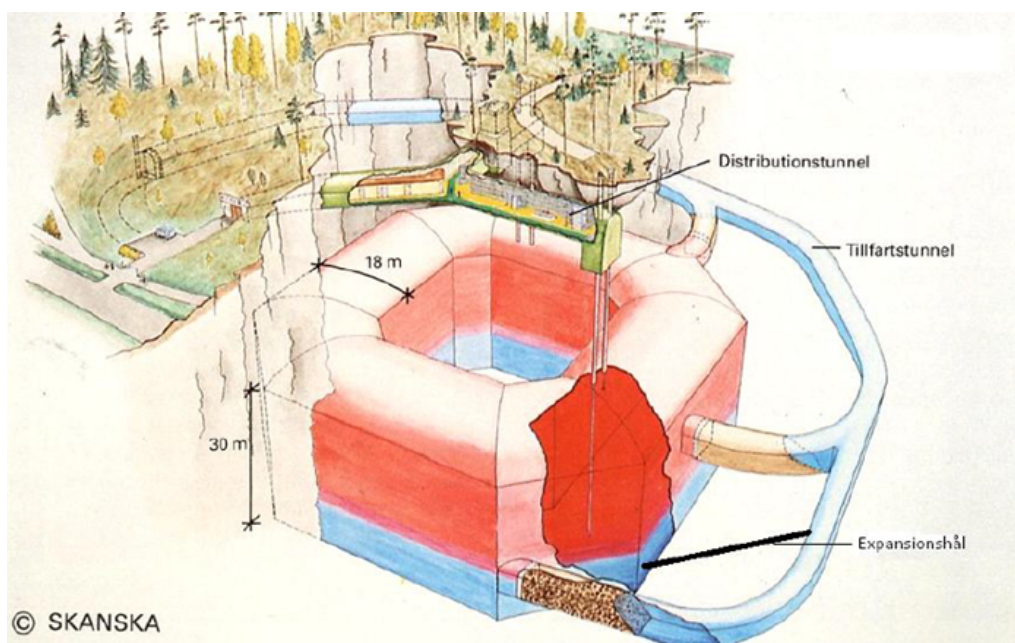
<sup>2</sup> Bengt Vasseur. *Uppmätta och beräknade temperaturer och energiförluster*. Avestaprojektet, BeFo-rapport nr 1986:1. Stiftelsen Bergteknisk Forskning, 1986.

Totalt skrevs över 20 rapporter inom ramen för Avesta-projektet. Utöver temperaturer och energiförluster (mätning och teoretiska beräkningar) undersökte man även bl.a. termiska spänningar i berget, hydrologi, egenskaper i berggrunden, kemi i vatten och berggrund, korrosion av metaller och gjorde fysiologiska mätningar på dykare i varmvattenlager. Vi har inte lyckats hitta dessa rapporter tillgängliga digitalt, men det kan vara möjligt att beställa fysiska kopior från Stiftelsen Bergteknisk Forskning, för den som är intresserad.

Erfarenheter:

- Man har valt lödda plattväxlare. Vattnet är så pass rent att man inte har problem med växlarna, det betyder att man troligtvis fyllt på med stadsvatten.
- Flera temperaturgivare i lagret gick sönder redan under provåren p.g.a. dåligt utförda skarvar. Några av givarna kunde repareras under de första åren, men de har varit svåra att byta.
- Lagringskapacitet uppges till 750 MWh (vid maxtemperaturen 120°C). Förluster idag uppskattas till ca 180 kW.

### 2.1.3 Lyckebo/ Storvreta



Figur 2 Layout över bergrum i Storvreta (Lyckebo)<sup>3</sup>

I Lyckebo utanför Uppsala uppfördes under 1980-talet en solvärmeanläggning för säsongslagring med ett berglager på ca 100 000 m<sup>3</sup> aktiv volym. Mellan 1997 och 2005 stod anläggningen oanvänd, främst p.g.a. problem med solfångare. Senare infördes biobränsle och idag körs lagret i måttlig omfattning.

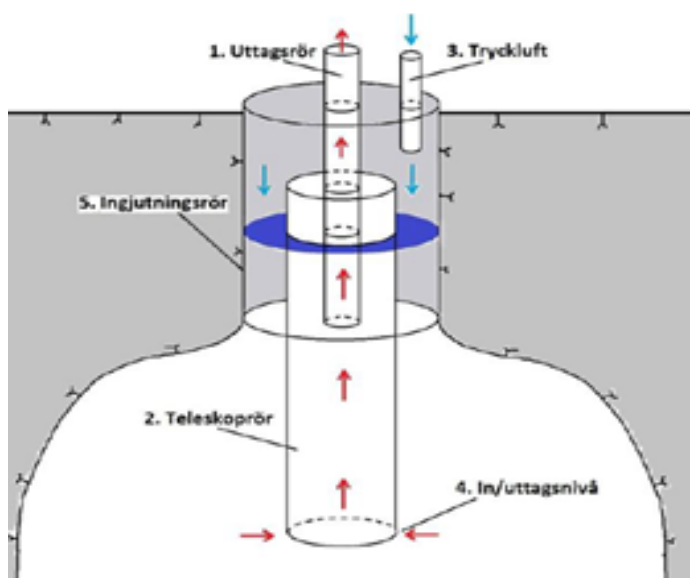
Bergrummet utformades som en torus ("badring"), se Figur 2. Rummet är 18 m brett, 30 m högt, och taket befinner sig 30 m under marknivå, med ca 23 m bergtäckning.

<sup>3</sup> Carl-Gunnar Hillström, Lars Åstrand et.al. *Solvärme med säsongslagring i berg för 550 lägenheter i Lyckebo, Uppsala*, R43:1985, Byggeforskningsrådet, Stockholm, 1985.

Grundvattenytan ligger 20 m ovanför bergrumstaket; rummet är fyllt med grundvatten och måste alltså värmeväxlas. För att minimera grundvattengenomströmningen och därmed värmeförluster har bergrummet förlagts i tämligen tätt berg.

Expansionen skedde genom att ansluta botten till angränsande tillfartstunnel, men ledde detta till stora energiförluster p.g.a. sprickor i berg. Vid expansion steg vattnet i tunneln hela 10 m och varmt vatten trängde in i bergets sprickor. Vid urladdning sjönk nivån och kallt grundvatten rann in. Vidare fanns det farhågor om att det fanns sprickor som ledde vatten mellan bergrum och tillfartstunnel. Man övervägde att tätta tunneln men det sköts på framtiden.

Laddning skedde med temperaturen 60–90°C och p.g.a. den varierande framlednings-temperaturen infördes vatten på olika nivåer med teleskoputformade rörpar, placerade vertikalt. Konstruktionen var unik för denna anläggning. En skiss på detta visas i Figur 3..



Figur 3 Skiss över teleskoprör<sup>4</sup>

Teleskoprören (4 st.) har en enklare typ av diffusor, se Figur 4, som inte är större än att man kunde montera rören uppifrån via distributionstunneln, efter att ha borrar genomföringarna i berget. Montage skedde med kran från markytan. Motivet för att inte arbeta inom lagret var att slippa tömma det vid framtida underhåll. Rören, tillverkade i syrafast stål, kan manövreras inom halva lagerhöjden; i övre respektive nedre halvan. Numera, efter avveckling av solfångarna, används inte rörens funktion med olika lagringsdjup, och anordningen skulle kunna göras enklare. Borrhålen är högst 1 m i diameter. Laddnings/ urladdningseffekter är maximalt 3–4 MW och man får därför tillräckligt låga hastigheter för att det ska fungera utan stora dysor.

<sup>4</sup> Hillström, Åstrand et.al. 1985





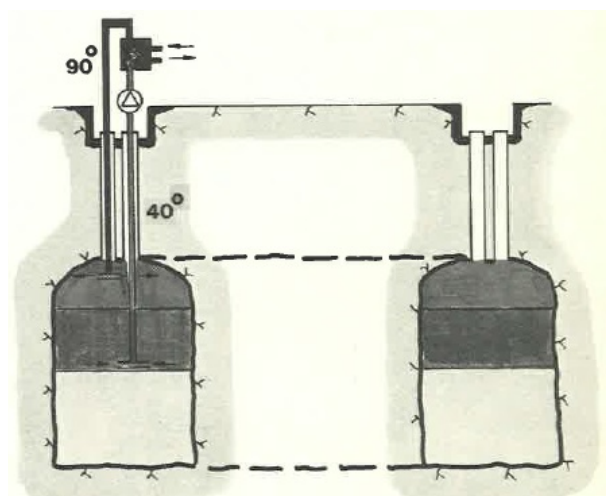
Figur 4 Montage av in/utloppsrör med diffusor, Lyckebo.<sup>5</sup>

Pumpar är torrt uppställda i servicetunnel. En enkel skiss på in/uttransport av vatten visas i Figur 5 nedan.

Det har varit problem med beläggningar i de syrafasta växlarna p.g.a. hårdhet i vattnet. Man har då doserat vattnet och installerat en avhärtningsutrustning, som dock inte alltid har använts som planerat. Problemet med vattnet kan ha berott på att man fyllde från en lokal vattentäkt innehållande grundvatten.

Värmeförlusterna var tidvis höga initialt, men närmade sig senare beräknade värden. En hypotes var att sprickor i berget självtätat. Vattnet som ibland spills vid expansionen bidrar dock till förluster.

Beräknade förluster efter "fortvarighet" beräknades till ca 10 W/m<sup>2</sup>, vilket ger ca 1500 MWh/år (ca 170 kW).



Figur 5 Skiss över in-och urladdning, Avesta<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Hillström, Åstrand et.al. 1985

<sup>6</sup> Hillström, Åstrand et.al. 1985

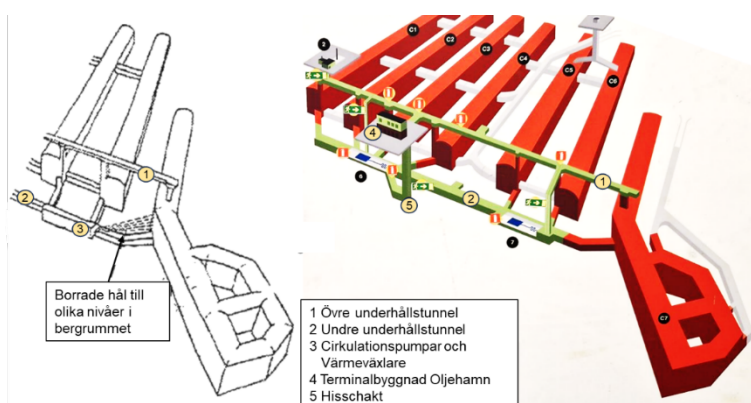
### 2.1.4 Oxelösund

Till skillnad mot värmelagren i Avesta och Lyckebo, som från början konstruerades för värmelagring, användes bergrummet i Oxelösund till lagring av olja innan det togs i drift som värmelager. 1988 konverterades detta lager för att lagra spillvärme från SSAB:s stålverk. Storleken var på 200 000 m<sup>3</sup> med ca 180 000 m<sup>3</sup> aktiv vattenvolym. Bergrummet som konverterades (C7) var av typ "skepp" med sidogångar, se Figur 6.

Inför ombyggnaden gjordes omfattande tester. Det gjordes såväl laborietester som uppföljning av driftsatt lager.

Konverteringen gjordes utan sanering av bergrummet. Testerna var mycket inriktade på detta; huruvida föroreningar hamnar i botten eller flyter; hur värmväxlare påverkas, m.m. Anledningen till att man inte sanerade var den höga kostnaden samt svåra arbetsmiljöförhållanden (bl.a. hög temperatur, risk för ras och ångor från olja).

Via sex borrarade hål fick man förbindelse in till lagret från ena gaveln, och dessa placerades på olika nivåer, så att in- och utförsel kunde anpassas efter temperaturen. Det fanns ingen utrustning för vattenfördelning i lagerutrymmet. Orsaken till detta kan ha varit risken för nedfallande berg.



Figur 6 Konverterat bergrum i Oxelösund. V: Figur från rapporten "Konvertering av oljebegrum till energilager" H: Situationsplan från anläggningen i nuvarande bruk.

Processutrustning (värmväxlare, pumpar, m.m.) placerades i ett angränsande utrymme, på låg nivå. Värmväxlarna var utlagda för ett  $\Delta T_{\min}$  på 5°C och högsta temperatur på lagrat vatten var 95°C. Påfyllning skedde med industrivatten.

Oljehalter i bergvattnet var låga och ändrades måttligt med tiden. Det fanns f.ö. ett filter före växlarna. Tester hade tidigare visat att växlarna kunde rengöras med diesel. Testerna visade att en asfaltliknande fraktion sjönk till botten och en mindre, lättare del hamnade i ytan. Efter några veckor hade merparten av resterande oljeklimpar sjunkit men det tog ca två år för toppoljan att brytas ned och förångas.

Vattennivån i bergrummet är lägre än grundvattennivån. Därför sker ett kontinuerligt inläckage på 2-2,5 m<sup>3</sup>/s. Inläckt vatten har en salthalt något lägre än havsvattnets. Plattvärmväxlarna utfördes därför i titan, för inte de skulle rosta. Även rörsystemet var utfört i titan, dessutom installerades katodiskt skydd. Bergrumsvattnets kvalitet följdes upp fortlöpande. Ca-halt och salthalt (Cl-halt) ökade påtagligt p.g.a. höga

<sup>7</sup> Rune Bergström, Östen Ekengren, *Konvertering av oljebegrum till energilager*. BFR37:1993, Byggeforskningsrådet, 1993

halter i inläckande vatten. Båda ger risk för utfällningar. Därför installerades ett avhärdningsfilter. Filtrets kapacitet visade sig dock vara för låg, vilket man tror beror på resterande oljehalter (beläggning av olja på jonbytarmassan). Bergrumsvattnets hårdhet ökade därför kontinuerligt vilket ledde till kalkutfällningar på värmeväxlarytorna. Både membranfiltrering och tillsats av dispergeringsmedel övervägdes som alternativ.

Ett annat problem med lagret var att skiktningen stördes av att i- och urladdning bara skedde på ett ställe men med olika nivåer.

I början på 90-talet var energiförlusterna ca 5700 MWh/år, fördelat lika på utpumpat vatten och förlust till berget.

Nyttan av bergrummet minskade, och efter bara några års drift slutade man använda det. Alla komponenter har demonterats och under senare år har lagret även tömts på vatten. Bergrummet används nu åter som oljelager i Oxelösunds hamn.



Figur 7 Värmväxlare i titan stod placerade ungefär där personerna på bilden står; utanför gaveln till det numera nedlagda bergvärmelagret (genomföringar bakom den korrugerade plasten). Foto: Ulrika Sagebrand.

### 2.1.5 Uleåborg/Oulu

Ytterligare ett exempel på konvertering av tidigare bergrumslager för olja finns i Uleåborg (på finska Oulu). Konverteringen gjordes i början av 1990-talet. Värmelagret ligger i Laanila fabriksområde, Uleåborg och används av lokala fjärrvärmebolaget Oulun Energia för att jämna ut effekttoppar och därmed minska oljeanvändningen i fjärrvärmeproduktionen.

Lagret består av två parallella bergrum, med en totalvolym på 190 000 m<sup>3</sup>, som täcks av 25 m berg samt ett 15 m tjockt jordlager. Bergrummen har vardera längd 280 m, bredd 14 m och höjd 22 m. De är hopbyggda som ett kantigt U, se Figur 8. Avståndet mellan bergrummen är 30 m.

Maxkapacitet för laddning resp. urladdning är 80-100 MW. Lagret används både som säsongslager och för lastutjämning under dygnet. Lagrets maximala lagringskapacitet är 8 GWh.

Inkopplingen till bergrummet gjordes -liksom i Oxelösund - utan några installationsarbeten i själva bergrummet. Man anslöt med rör från marknivå. Motivet var att undvika en besvärlig arbetsmiljö (oljerester, risk för ras, risk för antändning). Man renade berget genom att genomlufta och antända utflödande gas. När denna slocknade

bedömde man sig vara klar. Man vill också undvika att överladda lagret genom att få ner varmvatten i botten, som då kan göra sedimenterade oljerester flyktiga.

I början lagrades vattnet med upp till 95 °C. Lagret är stumfyllt och trycksatt av grundvattnet samt en extern tryckhållnings- och expansionsstank på 4000 m<sup>3</sup>, med kvävgas placerad på marknivå. Trycket hålls på en sådan nivå att det balanserar grundvattnet och minimerar utbyte med omgivningen. Tryckhållning sker med pumpar och reglerventiler.

Ett rum för värmeväxlare och pumpar är placerat 15 m under mark, d.v.s. direkt mot berget. Grundvattennivån är några meter under markytan.

Det U-formade lagret har tre anslutningar med diffusor till botten och tre till toppen. De består av vertikala rör i DN300. De är utformade som dubbla rör med ett inre distributionsrör. Avstånden mellan varma och kalla rör är ca 20 m. Rören ansluter vertikalt till pump- och värmeväxlarrummet, som finns ovanför den delen av bergrummet som sammankopplar de två "skeppen". De kan tas ut för inspektion och underhåll genom att lyftas från marknivå. In- och urladdningsanordningen har fungerat som tänkt, trots att den horisontella distributionen sker ca 300 m åt varje håll.

Grundvatten användes som arbetsmedium.

Lagret är naturligtvis värmeväxlat mot fjärrvärmesidan. Växlarna är förberedda för kemisk rening (CIP) och ska även kunna rengöras mekaniskt men man har inte doserat vattnet eller installerat avhärdningsfilter.

I samband med borrningar i berget upptäcktes sprickor, som behövde åtgärdas.

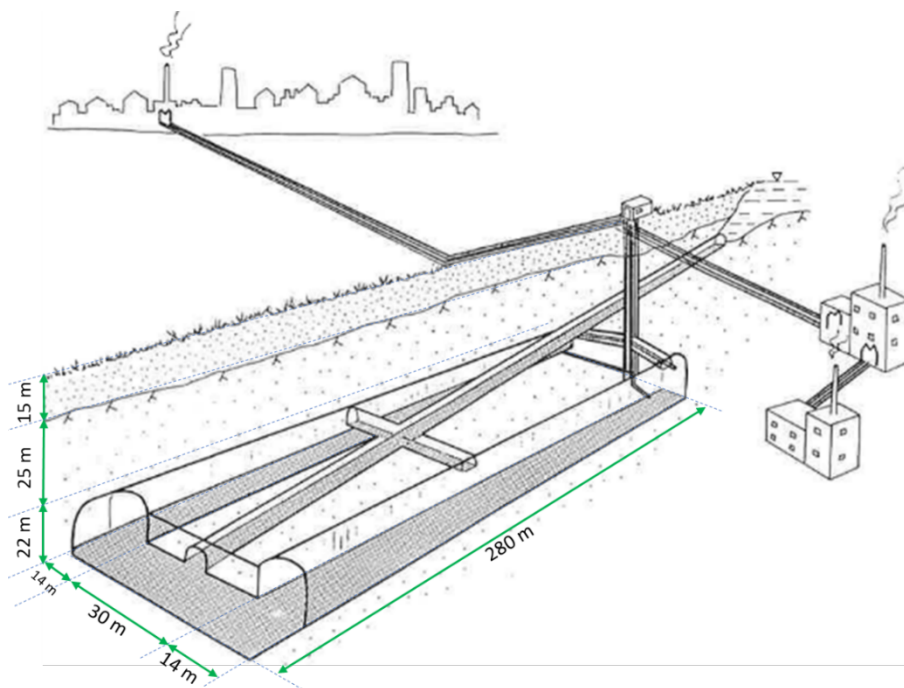
Vattenkemin har påverkats av berget; pH har sjunkit, järnhalt och klorider har ökat.

Marknivån har uppmätts bli höjd med ca 20 mm, som följd av bergets expansion.

Man har gjort beräkningar av spänningar i berget pga. termisk expansion, och har därför beslutat att förstärka tak och delar av berget med bergbult (uppenbarligen utan att arbeta inifrån berget).

Förluster är beräknade till 10 W/m<sup>2</sup> i fortvarighetstillstånd. Uppmätta förluster varierade mellan 460 och 1670 MWh/månad under den tiden man lagrade med upp till 95°C.

Lagret används fortfarande och är ett tekniskt sett lyckat projekt. En skiss på lagret visas i Figur 8.



Figur 8 Principskiss över konverterade bergumslager i Uleåborg.<sup>8</sup>

## 2.2 STORSKALIGA VÄRMELAGER I BERGRUM GENOMFÖRDA, ELLER UNDER GENOMFÖRANDE I NÄRTID

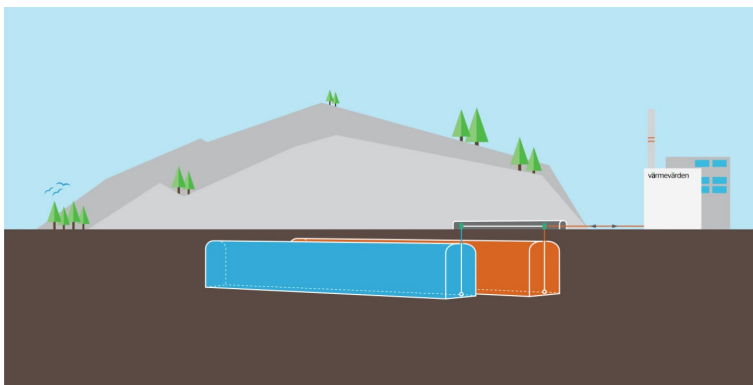
Det finns ett nyväckt intresse för bergumslager i Sverige och Finland. Hudiksvall var först ut med att driftsätta ett lager 2018. Andra svenska orter har de senaste åren utrett bergumskonverteringar. I Finland har ett antal värmelager driftsatts i Helsingfors och även Vaasa (Vasklot). I Vanda planeras ett värmelager som kommer bli över 1 miljon kubikmeter stort. Bergrummet i Vanda kommer byggas från grunden medan de övriga bergrummen i detta avsnitt alla är konverterade oljebergum.

### 2.2.1 Hudiksvall

Värmevärden (numera Adven) drifttog i slutet av 2018 ett storskalig bergumslager för värmelagring som ett komplement till kraftvärmeproduktionen. Man har konverterat och använder ett gammalt oljebergum på 180 000 m<sup>3</sup> för värmelagring i Hudiksvall, i anslutning till kraftvärmeverket Djuped vid Hudiksvallsfjärden (Figur 9). Laddningskapaciteten är 20 MW. Maximalt lagrad värmemängd i bergumslaget är ca 4 100 MWh. Vid ca 0°C utetemperatur kan akviferlagret, vid ett pannstopp, leverera värme en dryg vecka till fjärrvärmenätets kunder.

I likhet med bergrummen i Västerås hade oljebergummet stått tomt i 30 år när konverteringen påbörjades.

<sup>8</sup> Kari Sipilä, Jarmo Tervo, Paul Lindström, *Oulun kalliolämpövarasto*. Forsknings-rapport 706, Valrion leknillinen tutkimuskeskus (Statens tekniska forskningscentral) (VTT), Espoo, Finland, 1990.



Figur 9 Värmevärdens bergsrumssackumulator togs i drift i slutet av 2018 för storskalig värmelagring och som ett komplement till kraftvärmeproduktionen. Laddningskapaciteten är 20 MW.<sup>9</sup>

### Sanering

Bergrummen tömdes helt på vatten och hela utrymmet säkrades för att kunna arbeta. Man valde att göra en grundlig sanering där man körde in med grävare som fick skopa ut den olja som fanns kvar i bergrummen. Resterande sanering utfördes genom att spola väggarna i bergrummet och därefter samla upp allt och föra till godkänd mottagningsstation för avfallet.



Figur 10 Arbete under konvertering av oljebergum i Hudiksvall.<sup>10</sup>

<sup>9</sup>Fredrik Mårtensson, *Här samlas fjärrvärme under berget*. Artikel i tidningen Energi, 2020 <https://www.energi.se/artiklar/har-samlas-fjarrvarme-under-berget> [hämtad 2024-09-19]

<sup>10</sup> Per Persson, *Bergrumslagret i Hudiksvall*, presentation på Energiforsk-konferens "Termiska energilager – nya resultat", Stockholm 23 okt 2019



Figur 11 Ett av bergrummen i Hudiksvall under ombyggnaden. Bergrummen är 25 meter höga och 18 meter breda.  
Foto: Lars Sundin

#### *Akviferlager*

Till skillnad från Mälarenergi valde Värmevärden att inte låta bergrummet utgöra en liggande, långsmal ackumulatortank. Man bedömde att osäkerheten kring hur skiktningen skulle fungera var en alltför stor osäkerhetsfaktor. I stället valde man en akviferlösning; två bergrum utgör separata vattentankar, vardera 200 m långa med höjden 25 m (90 000 m<sup>3</sup> per akvifer). En varm tank på 95°C och en kallare på 45°C. Magasinens långsidor ligger parallellt mot varandra med drygt 20 meters mellanrum. Lösningen blev att ett rum alltid används för varmt vatten och ett för kallt. När ackumulatören är urladdad är det kalla bergrummet fyllt med vatten och det varma tomt. När bergrummet ska laddas pumpas man det kalla vattnet, via en värmeväxlare, till det varma bergrummet. När ackumulatören är fulladdad är alltså det varma bergrummet fyllt med varmt vatten och det kalla bergrummet tomt.



Figur 12 Betongförsegling för att skapa två separata akviferlager i Hudiksvall. Foto: Stefan Svedlund, FVB

### *Erfarenheter efter några år i drift*

Vid projekteringen av lagret konstaterades att det krävdes dränkta pumpar i bergrummen med hänsyn till åtkomsten. I kalla lagret var detta inget problem. I varma lagret har det däremot visat sig vara utmanande p.g.a. den höga temperaturen. Man har även haft ett visst läckage mellan akviferlagrets kalla och varma rum (den försegling som syns i Figur 12. Dessa utmaningar har gjort att man övervägt att ändra lagringsstrategi till ett skiktat lager istället.

### **2.2.2 Mustikkamaa**

Utanför Helsingfors i Finland ligger ön Mustikkamaa ("Blåbärslandet"). Här anlades 1982 tre oljebergrum som senare lades ned 1999. Det huvudsakliga syftet med värmelagret är en fortlöpande optimering av produktionen. I början av 2019 började energiföretaget Helen konvertera två av bergrummen till ett ca 310 000 m<sup>3</sup> stort sammanhängande värmelager<sup>11</sup>.

Värmelagret beräknas minska Helens utsläpp av koldioxid med 21 000 ton per år<sup>12</sup>. Man började fylla upp bergrummen i december 2021 och lagret togs sedan i drift. Under 2024 har man dock blivit tvungen att utföra reparationer i lagret p.g.a. dålig berggrundskvalitet<sup>13</sup>.

Det tredje lagret (bergrum 3) används som läckvattentank och för tryckhållning i de två värmelagren<sup>14</sup>. När bergrum 3 är fullt pumpas vattnet till en tank för oljeseparering ovan mark. När vattnet renats från olja pumpas det ut i havet. I början av projektet tömdes bergrummen, men ingen annan sanering gjordes. Man bedömer att åtskilliga kubikmeter olja finns kvar i cisternerna, men har valt att acceptera dessa oljerester i det slutna systemet.

Lagrets överdel ligger 49 m under havsnivån. Installationsrum ligger över cisterntopparna (40 m under havsnivån).

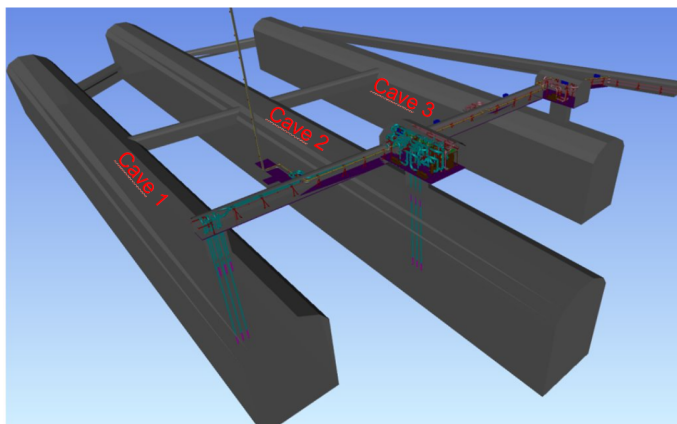
<sup>11</sup> Helen Ab, *En klimatinsats under våra fötter: Helen börjar fylla värmegrottorna på Blåbärslandet*, 2020. <https://www.helen.fi/sv/uutiset/2020/mustikkamaa> [hämtad 2024-09-19]

<sup>12</sup> Helen Ab, *Byggstart för Finlands största grottvärmelager*, 2018. <https://www.helen.fi/sv/nyheter/2018/luo-lal%C3%A4mp%C3%B6varaston-rakentaminen-alkaa> [hämtad 2024-09-19]

<sup>13</sup> Juhani Aaltonen, VD Gröna Investeringar, Helen Ab, augusti 2024, personlig kontakt

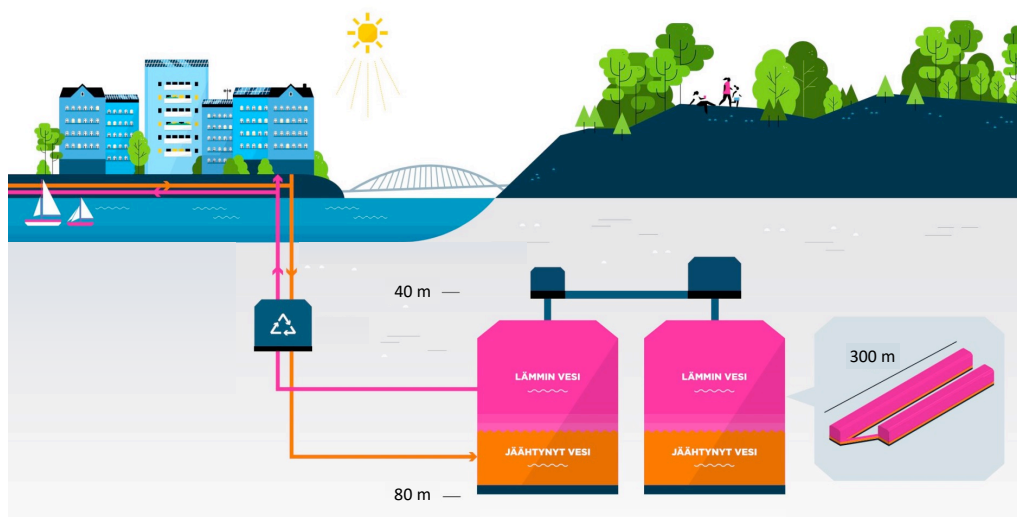
<sup>14</sup> Tuomas Toivonen, Engineering Manager, Helen Ab, augusti 2024, personlig kontakt





Figur 13 Konverterade bergrumslager i Mustikkamaa. Bergrum 1 och 2 används som värmelager och bergrum 3 fungerar som läckvattentank och tryckhållning.<sup>15</sup>

Bergrummens volym:	Bergrum 1: 130 000 m <sup>3</sup> Bergrum 2: 180 000 m <sup>3</sup> Bergrum 3: 140 000 m <sup>3</sup>
Lagertemperatur	45–100 °C
Lagringskapacitet	11,6 GWh
Effekt för i- och urladdning	120 MW (ett fulladdat lager räcker ca 4 dygn).
Omsatt energimängd	ca 140 GWh/år



Figur 14 Mustikkamaa bergrumsvärmelager.<sup>16</sup>

### 2.2.3 Kruunuvuori/Kronberget

Kronbergstranden, där det i dag byggs ett nytt havsnära bostadsområde; var tidigare en oljehamn. Den nya stadsdelen blir en av Helsingfors synligaste fronter ut mot havet. Hela området ska stå färdigt senast 2030 och rymma bostäder för cirka 13 000 invånare.

<sup>15</sup> Helen ab, Helsingfors, 2024

<sup>16</sup> Helen ab, Helsingfors, 2024.

I anslutning till den tidigare oljehamnen ligger, cirka 50 m under havsytan, oljebergtrum med en sammanlagd volym på 300 000 m<sup>3</sup> som konverteras till ett värmelager. Värmelagret ingår i ett samverkansprojekt mellan Helen och Skanska och kommer ingå i energiförsörjningen av den nya stadsdel som Skanska bygger.

Bergrummens volym:	Bergrum 1: 130 000 m <sup>3</sup> Bergrum 2: 180 000 m <sup>3</sup>
Lagertemperatur	18–23 °C
Lagringskapacitet	5-7 GWh (beroende på havsvattentemperatur)
Effekt	2 MW

Lagret kommer ha en annan funktionsprincip än i Mustikkamaa<sup>17</sup> eller Västerås. Bergrummen ska användas som säsongvärmelager. Man kommer använda såväl havsvatten som återvunnen värme från bostadshusen. På sommaren laddas lagret med soluppvärmt ytvatten från havet. Temperaturen på värmelagret kommer alltså vara betydligt lägre än för övriga konverterade bergumslager; ca 18-23°C. Planer finns dock på att höja temperaturen (och därmed den termiska kapaciteten). Vintertid kommer vattnet användas som energikälla för värmepumpar. Lagervatten som kylts ned i värmepumparna återförs sedan till havet, vilket innebär att lagret kommer tömmas under vintern, för att fyllas upp på sommaren.



Figur 15 Kruunuvoori bergumslager för soluppvärmt havsvatten.<sup>18</sup>

#### Nedbrytning med mikrober

Trots att bergrummen har tömts och rengjorts, sipprar kvarvarande olja fortfarande ut med grundvattnet. Innan lagret tas i drift måste oljan saneras, för att inte skada miljön när bergrummen töms vintertid. En pilotstudie från 2022, i samarbete med Finlands miljöcentral,<sup>19</sup> visade att oljan snabbt bröts ned vid behandling av havsvatten, vilket tyder på att den naturliga mikrobiotan i Östersjön är kapabel till oljesanering.

<sup>17</sup> Helen Ab, *Bygget av ett säsongslager för energi i Kronbergsgrottorna har börjat*. 2022. <https://www.helen.fi/sv/nyheter/2022/bygget-av-ett-sasongslager-for-energi-i-kronbergsgrottorna-har-borjat> [hämtat 2024-09-19]

<sup>18</sup> Helen ab, Helsingfors, 2024

<sup>19</sup> Afry, *Kruunuvoori oil caves as heat storage for a new residential area (uå)*. <https://afry.com/en/project/kruunuvoori-oil-caves-heat-storage-new-residential-area> [hämtat 2024-09-19]

Helen har tagit projektet vidare till nästa fas, där bergrummen fylls och sedan tömts på havsvatten några gånger, med oljeavskiljare och aktivt kolfilter i bruk<sup>20</sup>. Under processen övervakas den luft som släpps ut och det vatten som återförs till havet. Man har fortsatt studera nedbrytning med hjälp av mikrober, tillsammans med andra samarbetspartners. Hittills ser det lovande ut, havsvattenmikroberna har bidragit stort till nedbrytningen av oljan. Man vet dock inte ännu hur stora mängder olja som finns kvar i bergrummen.

#### 2.2.4 Vasklot

Under EPV Energis kraftvärmeanläggning i Vasklot, Vasa, finns två bergrum vars sammanlagda volym uppgår till 210 000 kubikmeter. Bergrummen sprängdes på 1950-talet och har använts som oljelager. Precis som i Västerås byggdes bergrummen på 1970-talet för lagring av olja. I slutet av 1990-talet tömdes de på olja och sanerades. Därefter stod de vattenfyllda fram till att de konverterades till värmelager.

EPV Energi och Vasa Elektriska står bakom konverteringen som hade en budget på ca fem miljoner euro<sup>21</sup>. Värmelagret togs i bruk i oktober 2020. Det har, efter uppgradering av tekniken, en värmelagringskapacitet motsvarande 11 GWh och en i- och urladdningskapacitet om ca 110 MW.

Inom projektet har även installerat tre elpannor med en sammanlagd installerad effekt på 160 MW. Kostnaden för dessa pannor ingick dock inte i originalbudgeten på 5 M€. En elpanna på 40 MW togs i bruk i november 2021 och de två 60 MW-pannorna togs i bruk i september 2023.

Kraftvärmeverket i Vasklot har en eleffekt på 230 MW och en fjärrvärmeeffekt på 175 MW. Bränslen är träbiomassa, energitorv samt stenkol.

Värmelagret ger, tillsammans med elpannorna och kraftvärmeverket, stora möjligheter till sektorkoppling och flexibilitet vid situationer när elutbudet är antingen för stort eller för litet. Förutom flexibiliteten minskar de nya investeringarna också CO<sub>2</sub>-utsläppen från produktionen. EPV bedömer att systemlösningen minskar den totala bränsleanvändningen med upp till 20 procent och stenkolsanvändningen med upp till en tredjedel.

- Läge: 30 meter under markytan i Vasklot i Vasa
- Mått: höjd 22 m och 30 m, längd 178 m och 313 m
- Temperaturer ca 45°C-95°C (man undersöker dock möjligheterna att höja laddningstemperaturen)

<sup>20</sup> Carlo Porru, Technical specialist, Helen Ab, personlig kontakt september 2024

<sup>21</sup> Vaasan Voima, *Finlands största kombinerade elpanna-värmelager togs i bruk i Vasa*. <https://www.vaasanvoima.fi/sv/finlands-storsta-kombinerade-elpanna-varmelager-togs-i-bruk-i-vasa/> [hämtad 2024-09-20]



Figur 16 Värmelagret i Vasklot, Vasa. Vänstra bergrummet har volymen 60 000 m<sup>3</sup> och högra 150 000 m<sup>3</sup>.<sup>22</sup>

### 2.2.5 Vantaa/Vanda

Vanda är Finlands fjärde största stad och gränsar till Helsingfors. Här planerar Vanda Energi bygga ett säsongvärmelager, kallat Varanto<sup>23</sup>, som kommer bli störst i världen; 1 100 000 m<sup>3</sup>. Varanto betyder "valv" eller "reserv". Lagret kommer laddas med 140°C fjärrvärmevatten

Totalt tre bergrum ca 20 meter breda, 300 meter långa och 40 meter höga kommer grävas ut i Vandas berggrund. Bergrummens botten kommer hamna 100 m under marknivå. Bergrummen kommer vara trycksatta, vilket gör att vattnet kan nå temperaturer på upp till 140 grader utan att vattnet kokar eller avdunstar.

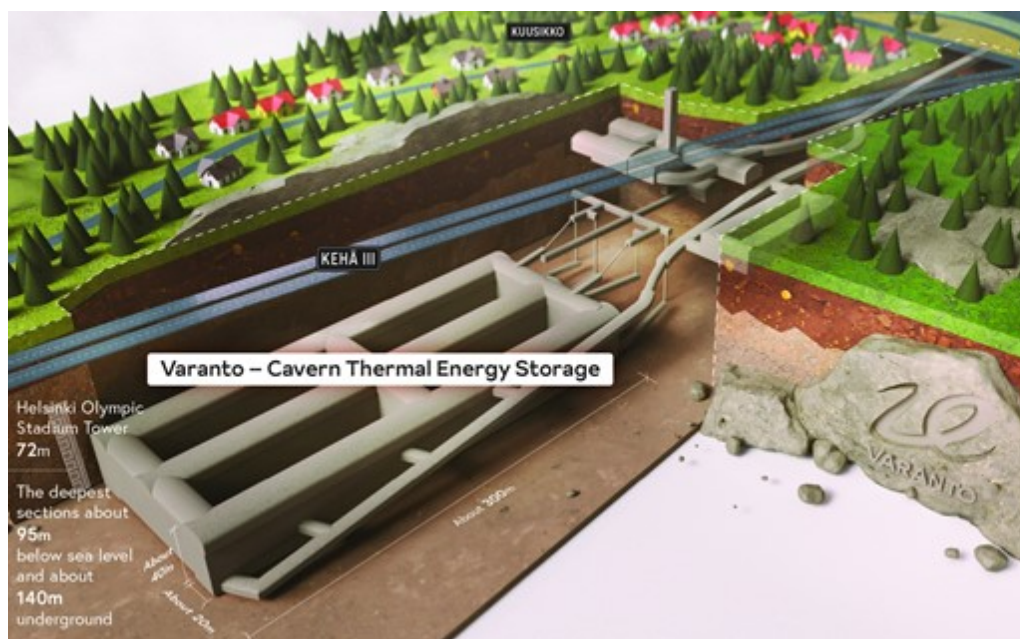
Den totala termiska kapaciteten beräknas uppnå 90 GWh.

I likhet med Vasklot kommer värmelagret kombineras med elpannor; i samband med uppförandet av bergrumslagret kommer även två 60 MW elpannor installeras. Dessa pannor kommer att användas för att producera värme från förnybar el när elen är riklig och billig. Genom den intelligenta styrningen av Varanto, elproduktion, spillvärme och fjärrvärme får Vanda ett hybridsystem som gör att vi kan dra full nytta av de olika energikällorna.

Projektkostnaden beräknas till cirka 200 miljoner euro. Det förberedande arbetet, gräva ingången till bergrummen, påbörjades i juli 2024. Själva schaktarbetet är planerat att påbörjas i början av år 2025. Om allt går som planerat kommer värmelagret tas i drift 2028.

<sup>22</sup> EPV Energi Ab

<sup>23</sup> Vantaan energia, *Varanto - The World's Largest Cavern Thermal Energy Storage*. <https://www.vantaanenergia.fi/en/projects/heatstorage/> [hämtad 2024-09-24]



Figur 17 Varanto bergrumslager, Vanda<sup>24</sup>

## 2.3 FÖRSTUDIER I SVERIGE GENOMFÖRDA UNDER SENARE ÅR

### 2.3.1 Piteå Haraholmen

PiteEnergi lät 2018 genomföra en förstudie för konvertering av oljebegrum till stor-skaliga värmelager på Haraholmen utanför Piteå<sup>25</sup>, där de 2017 tog ett nytt småskaligt fjärrvärmenät i drift. Nätet förses med spillvärme från bioraffinaderiet SunPine som idag levererar cirka 1,7 GWh värme<sup>26</sup>. PiteEnergi äger även en oljepanna ute på Haraholmen. I nära anslutning till den finns fem begrum som tidigare har använts för lagring av eldningsolja och gasol, men idag står vattenfyllda.

Förstudien utredde undersökte tekniska och ekonomiska förutsättningar för att använda ett av oljebegrummen (100 000 m<sup>3</sup>) till att lagra överskottsvärme under sommaren för att sedan nyttja denna under värmesäsongen. En CFD-analys över värmeförlusterna visade att värmeförlusterna stabiliserar sig efter 5 års lagringscykler med en verkningsgrad runt 85 %, sett till tillförd och bortförd energimängd i lagret. Den ekonomiska analysen påvisade en kort återbetalningstid på investeringen (<5 år).

Piteå Energi har för tillfället inga konkreta planer på att konvertera oljebegrummen, då det i dagsläget endast finns en större industrikund ansluten till nätet. På Haraholmen Industri Park förväntar man sig dock en etablering av fler industrier, så värmelagret kan bli aktuellt längre fram.

<sup>24</sup> Vantaan energia. <https://www.vantaanenergia.fi/en/projects/heatstorage/media-materials/>

<sup>25</sup> Sofia Viksten: Värmelagring i berggrum på Haraholmen i Piteå. Examensarbete, Luleå tekniska universitet, Institutionen för teknikvetenskap och matematik, juni 2018.

<sup>26</sup> Sunpine, <https://www.sunpine.se/produkter/fjarrvarme/> [hämtad 2024-09-13]

### 2.3.2 Sundsvall

Sundsvall Energi AB har i ett par förstudier utrett möjligheten att konvertera tre oljeberggrum vid Korstaverket till värmelager. Värmen i fjärrvärmesystemet kommer huvudsakligen ifrån Korstaverket samt spillvärme från SCA:s pappersbruk.

I ett examensarbete 2020<sup>27</sup> gjordes bl.a. simuleringar för värmeförluster för drift av 1, 2 eller 3 lager. Då ett par av oljelagren skulle vara i drift och uppvärmda till 50-55°C fram till konvertering gjordes simuleringar för såväl uppvärmt som ouppvärmmt omslutande berg vid idrifttagning av värmelager. Simuleringarna visade stora skillnader i värmeförluster för uppvärmt resp. ouppvärmmt berg (ca 2,5 - 4 gånger så höga för uppvärmt berg, fram till fortvarighetstillstånd).

Sundsvalls Energis styrelse har fattat beslut att genomföra konvertering av berggrummen och förberedelser för saneringsarbeten har påbörjats.

## 2.4 ANDRA TYPER AV STORSKALIGA VÄRMELAGER

### 2.4.1 Högtemperaturlager i form av borrhål (HT-BTES)

Geoenergilagrar för att ta hand om spillenergi vid temperaturer uppemot 100 °C har undersökts i Sverige under de senaste åren, bland annat inom Energiforsks program Termiska energilagrar<sup>28</sup>. Borrhållager är en bra lösning, men det finns ett stort behov av utveckling. Det gäller bland annat att få fram kostnadseffektiva kollektorlösningar som är anpassade för höga temperaturer.

Ett konsortium av forskare från olika discipliner utförde under åren 2018-2019 borrhållager och förundersökningar i två borrhål i Distorp Hagen, Linköping<sup>29</sup>. Platsen sågs som en möjlig placering av ett storskaligt högtemperaturlager för säsongvis lagring av värme från det närbelägna Gärstadsverket. De fältarbeten som utfördes hade som syfte att, under praktiska förhållanden, testa en ny framtagen injekteringsmetodik.

I borrhål idag används ofta rör och andra produkter i plast där värmebäraren som växlar värme med berggrunden cirkuleras. De är inte anpassade för temperaturer över 65 °C. Projektet har undersökt möjligheten att använda öppna borrhål med endast ett centrumrör som värmebäraren cirkulerar i vilket gör att värmebäraren är i direkt kontakt med berggrunden; dessutom med bibehållet övertryck. Man skulle då, teoretiskt, kunna lagra närmare 95-gradigt hetvatten. Det innebär dock utmaningar, bland annat krav på hur täta borrhålen måste vara.

En rad olika tester har gjordes för att samla information om borrhålen och omkringliggande berggrund. Bland annat har man mätt vattenförlust, resistivitet och termisk respons samt utfört heat tracing och gammaloggning. Forskarna har också filmat borrhålen och använt magnetometer och akustisk viewer.

<sup>27</sup> Love Hagstedt. Konvertering av oljelager till värmelager i Sundsvalls fjärrvärmesystem. Examensarbete, Uppsala universitet, 2020

<sup>28</sup> <https://energiforsk.se/program/termiska-energilager/>

<sup>29</sup> Max Hesselbrandt, José Acuña, Johan Funehag, Tryckbärande borrhål för högtemperaturlager, Rapport 2020:667, Energiforsk AB

Det finns även ett fristående beräkningsverktyg för design, simulering och optimering av högtempererade borrhål för användning i fjärrvärmeproduktion<sup>30</sup>. Verktöget underlättar beräkningen av preliminär storlek på borrhålslager och värmepumpsystem och hur olika faktorer påverkar prestandan. Det kan användas i förstudier där man undersöker potentialen för temperaturlagring inom effektområdet 10–50 MW. Till rapporten hör en öppen källkod som används för att undersöka inverkan av grundvattenrörelse på ett lagers prestanda.

Efter dessa omfattande studier valde dock Tekniska Verken att inte gå vidare med planerna på ett storskaligt borrhålslager för fjärrvärmeändamål. Skälet är den stora temperaturhysteresen (temperaturförlusten mellan laddnings- och urladdningstemperaturen) som är inneboende i HT-BTES-tekniken<sup>31</sup>. I ett borrhålslager ska all lagrad energi passera ut via en borrhålsvägg med högst begränsad area mot en stor omgivande bergvolym, och detta efter först ha passerat väggen i en plastslang med ännu mindre area och ett ganska stillastående grundvatten inne i borrhålet. Sedan ska värmen tillbaka samma väg. Trots den grundliga förstudie hittade man inte något sätt att använda HT-BTES-teknik utan att ta hjälp av stora värmepumpar, vilket på ett förödande sätt försämrar kalkylen för både OPEX och CAPEX.

I Emmaboda har Xylem installerat ett borrhålslager för temperaturerna 40–60°C<sup>32</sup>. Man har kopplat ihop anläggningens byggnader till ett gemensamt internt värmenät, där man både hämtar och levererar värme. Man har 140 hål med 150 m djup på en 60\*40 m stor yta, vilket ger en total bergvolym på 320 000 m<sup>3</sup>. Som isolering används expanderat glas. Lagrad energi per år är 3 800 MWh.

#### 2.4.2 Sprickvärmelager

Tekniska verken Linköping genomför, i samarbete med Hydroc Energy, ett pilotprojekt i Vallastaden i Linköping.

Hydroc har en spricklagerteknik som innebär att direktkontakt skapas mot berget över mycket stora ytor. Med hjälp av borrhål och en patenterad sprängteknik skapas sprickskivor i berggrunden. En sprickskiva motsvarar drygt 100 konventionella borrhål.

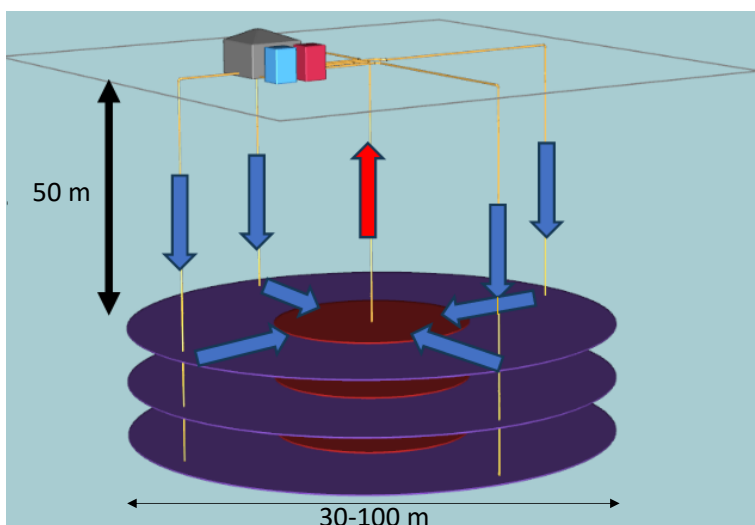
Jämfört med ett borrhålslager har ett sprickvärmelager betydligt bättre relation mellan aktiv bergvolym och kontaktytan berg/vatten och har, i avsaknad av plastbarriär, mycket bättre värmeöverföring mellan vatten och berg. Man får dessutom signifikant högre reynoldstal mot sprickskivorna. Detta sammantaget gör att temperaturhysteresen för ett sprickvärmelager blir avsevärt lägre än för ett borrhålslager.

Grundvatten cirkuleras för att ladda i eller ur värme ur berggrunden. Värmelagret laddas genom att uppvärmt vatten tillförs i mitten av lagret. Vid urladdning vänds flödet så att kallare vatten förs in i lagrets perifera borrhål, se Figur 18.

<sup>30</sup> José Acuña, Alberto Lazzarotto, José Garcia, Willem Mazzotti Pallard, Monika Topel, Max Hesselbrandt, Malin Malmberg, Mohammad Abuasbeh. Tools for design of high temperature borehole storage in district heating production. Report 2021:770, , Energiforsk AB

<sup>31</sup> Henrik Lindståhl, forsknings- och utvecklingsingenjör, Tekniska verken i Linköping. Personlig kontakt.

<sup>32</sup> Leif Rydell, *Erfarenheter från HT-BTES i Emmaboda*. Presentation på konferensen Termiska energilager - nya resultat, Stockholm 2019-10-23, Energiforsk AB



Figur 18 Principiellt schema över ett spricklager<sup>33</sup>. Figuren illustrerar urladdning av lagret.

Under första halvåret 2022 inleddes pilotprojektet med att strukturen för lagret skapats i berggrunden. Därefter genomförde Hydrocs flödestester för att se att cirkulationen i lagret fungerade.

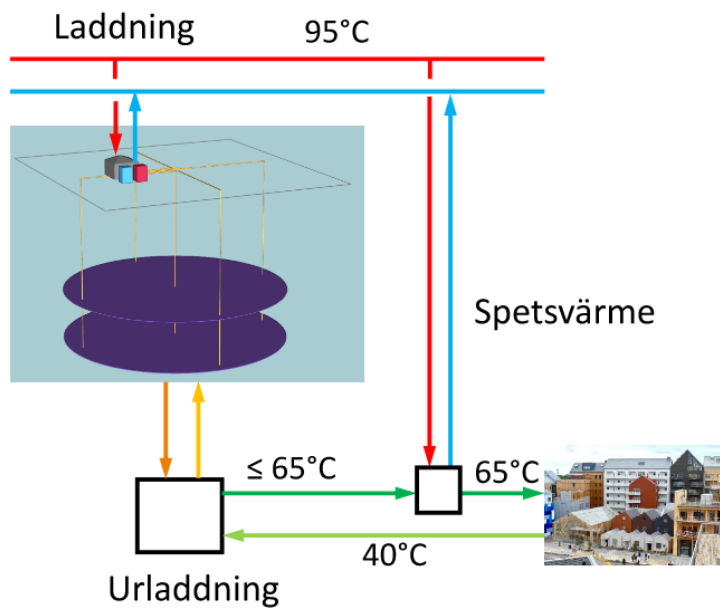
Sommaren 2023 kopplades lagret in mot fjärrvärmenätet och laddades med 95°C fjärrvärme. Pilotanläggningen är dimensionerad för en effekt för i- och urladdning på 400 kW och ca 500 MWh lagringskapacitet, se även Figur 19. Ännu har man inte kommit upp i de flöden som krävs för att nå önskad effekt. Tekniken är dock under utveckling och man ser fram emot att tillämpa den under hösten 2024.

Under fortsättningen av projektet kommer man även koppla in värmelagret mot Vallastaden för att kunna följa upp driften över ett antal år, fram till 2026. I Vallastaden i Linköping har man investerat i lågtemperaturteknik och därmed anpassat område för lägre temperatur på fjärrvärmens framledning. Idag ger detta inte ger någon speciell intjäning i fjärrvärmesystemet, men med ett lokalt säsongsvärmelager kan detta ändras om man nyttjar temperaturgapet för avsättning av lagrad värme.

Tekniska Verken ser hoppfullt på möjligheterna i Hydrocs spricklagertechnik och pilotprojektet kommer ge svar på vilken potential den har.

<sup>33</sup> Henrik Lindståhl, *Geotermiskt högttemperaturlager i Linköping*. Presentation på Webinarium om termiska energilagrar, 2024-05-20, Energiforsk





Figur 19 Övergripande schema för i- och urladdning av spricklagret i Vallastaden.<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Lindståhl, 2024.

## 3 Bergrummen -Utformning och historik

### 3.1 OLJEBERGRUM UNDER KALLA KRIGET

Parallellt med upptrappningen under kalla kriget i mitten av 1900-talet ökade oljeberoendet i samhället. För att stärka beredskapen byggdes därför flertalet såväl statliga som kommersiella oljelagringsanläggningar. Från och med 1950-talet började det byggas lagringsanläggningar under mark i utsprängda bergrum. Bergrummen låg djupt ner i berget för att skyddas mot bombanfall och hade ofta egen reservkraft, verkstad etc. Oljan värmdes upp för att hålla den lättflytande.

På 1990-talet hade Sveriges hotbild och oljeanvändning förändrats och staten tog ett beslut att antingen att sälja sina oljelager till näringslivet eller avveckla dem. Även kommersiella lager fasades ut på grund av höga driftskostnader<sup>35</sup>

För byggande av dessa stora oljeberggrum utvecklades en teknik som effektivt utnyttjade entreprenadmaskiner och övriga resurser.<sup>36</sup> Tekniken innebar att man med en relativt stor nedfartstunnel i ca 1:10 lutning, skapade en ingång till den bergvolym där lagret ska placeras. Själva berggrummet sprängdes ut i tre eller fyra steg: överst sprängdes ett tunnelgalleri, som sedan bildade själva takpartiet i rummen. Efter förstärkning av takpartiet togs resten av rummen ut med pallsprängningar, d.v.s. sprängningen utfördes i ett antal "trappsteg", där man först sprängde ett trappsteg och när det var omhändertaget sprängde man ett nytt trappsteg. Vid gott berg kunde man ta ut tunnelsektioner med 20 m bredd och 30 m höjd utan större bergmekaniska problem.



Figur 20 Fotografi taget i samband med uppförandet av oljeberggrummen i Västerås. Från Mälarenergis arkiv.

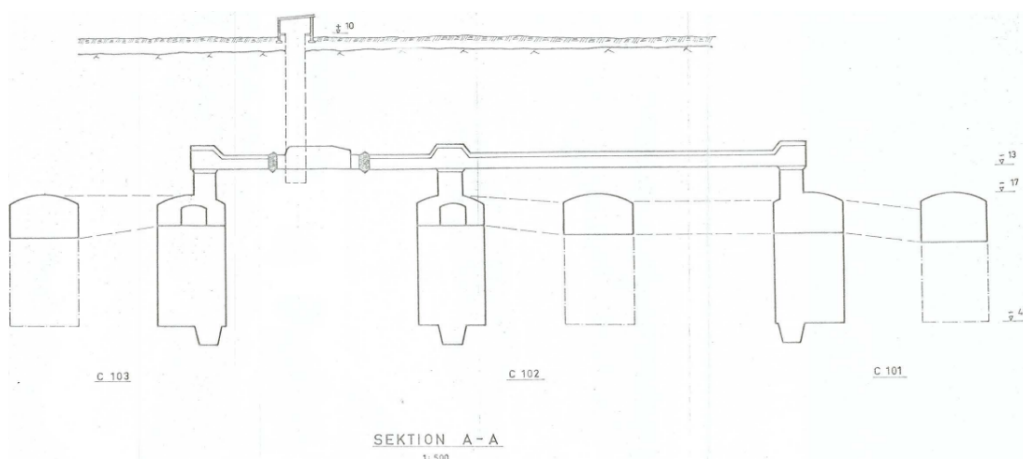
<sup>35</sup> Ann-Sofie Stenérus Dover Anders Odell Johan Lindgren Per Larsson, *Beredskapslagring – en kunskapsöversikt om beredskapslagring som ett verktyg för ökad försörjningsberedskap i Sverige*, FOI-R\_4644\_SE, FOI, 2019.

<sup>36</sup> Ulf Lindblom. Jämförelser mellan tre metoder för storskalig värmelagring i berg. 203-218, Kompendium Föredrag och diskussioner vid Bergmekaniskt diskussionsmöte, Stockholm, 27 januari 1983.

### 3.2 UTFORMNING AV BERGRUMMEN I VÄSTERÅS

Oljeberggrummen i Västerås byggdes i början av 70-talet. Totalvolym för de tre lagren är ca 300 000 m<sup>3</sup>. Som framgår av Figur 22 är dock berggrummen inte lika stora. Gissningsvis har entreprenören haft en kvot på 300 000 m<sup>3</sup> att spränga/gräva ut och avslutades arbetet när de nådde sin kvot. Därför blev det sista berggrummet (C103) lite mindre än de första två, som å andra sidan blev något större än 100 000 m<sup>3</sup>.

Med hänsyn till bergtäckning m.m. utformades lagret med en största spännvidd om ca 13 m (se Figur 21). Önskad kapacitet krävde att skeppen gjordes 25 meter höga och, trots att de var hela 180 m långa, vände tillbaka så att de omslöt den bärande pelare som lämnades kvar i mitten (Figur 22). För att komma åt med maskiner och lastare byggde man först en infartstunnel och varpå servicetunnlar fram till berggrummen. Berggrummen sprängdes därefter ut från toppen och ned. I samband med detta byggdes ramper (lutning 1:7) för transport ned och från botten av berggrummen.

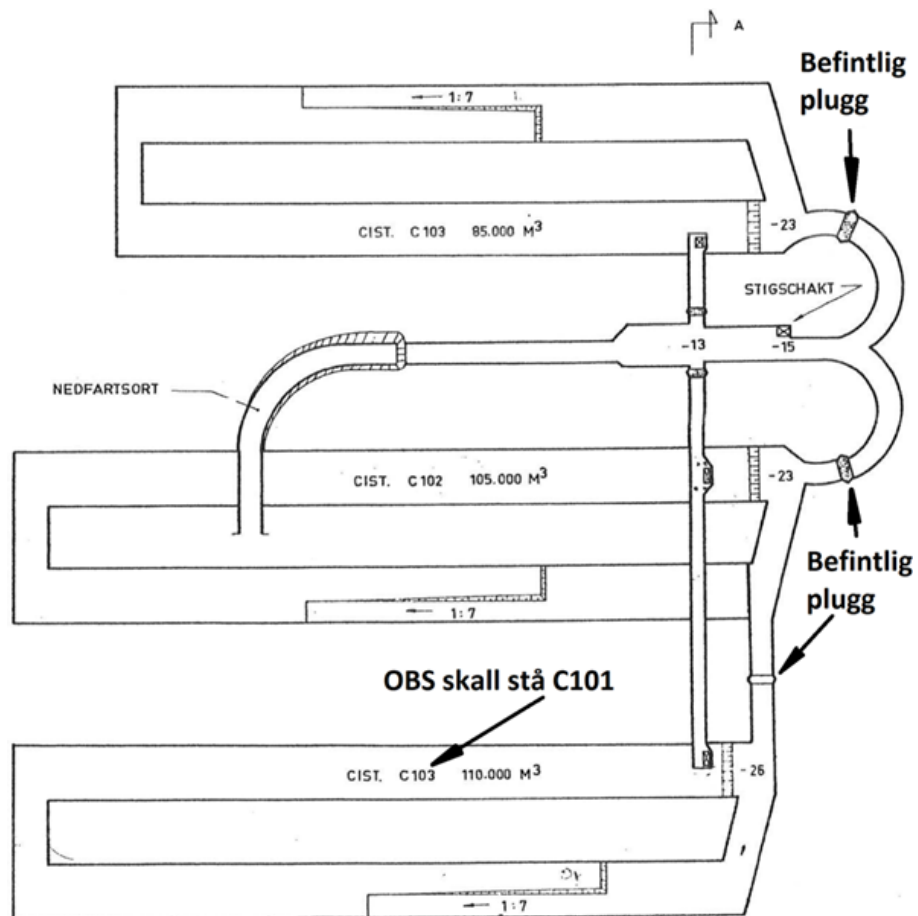


Figur 21 Sektionsritning av bergrumslagret daterad 10 sept. 1971.

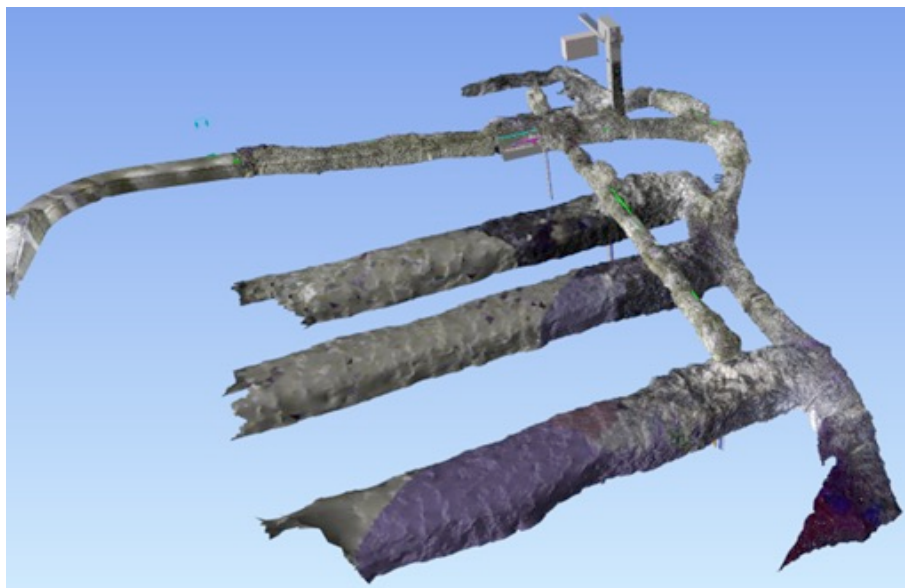
En utmaning i arbetet var att man inte säkert visste hur berggrummen var utformade. Eftersom det gått så pass lång tid sedan berggrummen uppfördes fanns det inte någon kvar från den tiden som man kunde fråga och dokumentationen var knapp, det verkar inte ha upprättats några egentliga relationshandlingar på berggrummen. Det som fanns var lite fotografier från installationsarbetet och bygghandlingar inför utförandet, något reviderade i efterhand (Figur 22 och Figur 21 har hämtats från dessa reviderade ritningar).

Av de reviderade ritningarna kunde man utläsa att berggrummen var olika stora och att höjden på cisternerna inte stämde med de ursprungliga ritningarna, men när man kommit in i berggrummen visade det sig att dokumentationen ändå inte helt stämde med verkligheten. Framförallt är bortre passagen mellan berggrum 103's båda skepp lägre i verkligheten än på ritning. Berggrummens väggar och tak hade även långt ifrån så jämna ytor som ritningarna gav sken av.

För att få en bra grund till planering av sanering och projektering av installationer lät Mälarenergi under vårvintern 2022 göra en 3D-skanning med drönare av hela berggrummet, se Figur 23.



Figur 22 Planritning av bergumslagret, daterad 10 sept. 1971 (bergrum C101 felaktigt benämnt "C103").



Figur 23 3D-skanning av bergummen med tillfarts- och servicetunnlar. Bild: Mälarenergi

## 4 Teori och simuleringar

### 4.1 LAGRINGSKAPACITET

Lite förenklat kan kapaciteten på värmelagret beräknas utifrån temperatur och volym på lagret. Om t.ex. 95 °C hett vatten tas ut samtidigt som vatten med 55 °C förs in, får vi temperaturskillnaden 40 °C. Med volymen 300 000 m<sup>3</sup> kan lagrets kapacitet då beräknas enligt ekvationen nedan:

$$Q = m C_p \Delta T$$

V	Lagervolym	300 000	m <sup>3</sup>
$\rho$	Densitet, H <sub>2</sub> O @70°C	978	kg/m <sup>3</sup>
m	Vattenmassa	293 310 000	kg
$C_p$	$C_p$ , H <sub>2</sub> O @70°C	4,19	kJ/kgK
$\Delta T$	Temperaturdifferens	40	°C
Q	Lagerkapacitet (i kJ)	49 158 756 000	kJ
	Omvandling kJ till MWh	3 600 000	kJ/MWh
	<b>Lagerkapacitet</b>	<b>13 655</b>	<b>MWh</b>

Teoretisk lagringsvolym blir då ca 14 GWh. Det finns dock ett antal faktorer som påverkar vad den verkliga lagringsvolymen kommer bli:

- Värmelagret är inte trycksatt, vilket innebär att vattennivån kommer variera (se Figur 71) och lagret kommer aldrig vara helt vattenfyllt.
- Beroende på vilken uttagstemperatur som accepteras kommer en stor del av vattenvolymen i språngskiktet inte gå att nyttja. Bergrummets geometri, med liggande skepp, gör att även om språngskiktet kan hållas relativt tunt, kommer språngskiktets relativa volym bli större än för en stående ackumulator.
- 300 000 m<sup>3</sup> är den lagringsvolym för olja som bergrummen byggdes för, d.v.s. oljelagringskapacitet där oljan låg på vattenbädd. Total bergrumsvolym, där även vattenbädden räknas in, är alltså större; i förstudien bedömdes den till ca 346 000 m<sup>3</sup>. Vi har, i denna studie, beräknat totala volymen till 339 000 m<sup>3</sup> (avsnitt 8.2.1). Eftersom vattenbäddens volym aldrig mättes in kan vi dock inte veta den exakta volymen på lagret.

Det finns alltså, som med alla hetvattenackumulatorer, begränsningar för hur stor den effektiva lagringsvolymen blir. Men eftersom verklig lagervolym är drygt 10% större än "nominell volym" finns goda förutsättningar för att den effektivt och praktiskt utnyttjningsbara volymen hetvatten ändå kan uppgå till ca 300 000 m<sup>3</sup>

### 4.2 VÄRMELEDNING I BERGET

Värmeutbytet med bergväggarna kan delas upp i två huvuddelar:

- Ett periodiskt, växlande värmeutbyte som följer av växlingar i temperatur vid laddning och urladdning. Vad som förloras i värme när lagret är varmt återvinns när lagret är svalare.
- Ett, på årsbasis, praktiskt sett stationärt värmeflöde som utgör en ständig förlust från lagret. Förlusten följer av lagrets genomsnittliga höjning i medeltemperatur under drift. Det stationära värmeflödet kan i sin tur uppdelas i initialförlust relaterad till bergets uppvärmning innan lagret är "varmt i kläderna" och förlust i fortvarighet.

### 4.3 ENERGIFÖRLUSTER FRÅN BERGRUM

Värmeförlusterna från värmelagret är som störst när lagret börjar användas och minskar med tiden för att slutligen stabiliseras vid ett fortvarighetstillstånd. Genom att dela upp förlusterna som sker under de första åren och jämföra dem med förluster vid fortvarighet, så kan förlusterna delas upp i en konstant del och en transient del. De konstanta förlusterna ingår i lagrets verkningsgrad och de transienta förlusterna får anses bli en investeringskostnad. Anledningen till att förlusterna stabiliseras runt ett visst värde är att temperaturhöjningen i berget omkring lagret med tiden blir någorlunda permanent på grund av bergets termiska tröghet.

Energiförluster från varmvatten lagrat i bergrum studerades i detalj på 1980-talet, framförallt i Avesta<sup>37</sup> och Lyckebo<sup>38</sup> (se avsnitt 2.1). Värmelagret i Avesta (Figur 1) byggdes i form av en limpa med volymen 15 000 m<sup>3</sup> medan Lyckebo-lagret (Figur 2) byggdes som ett torus på 100 000 m<sup>3</sup> med en bergstock i mitten. Båda bergrum har dels analyserats med teoretiska beräkningar, dels följts upp med mätningar.

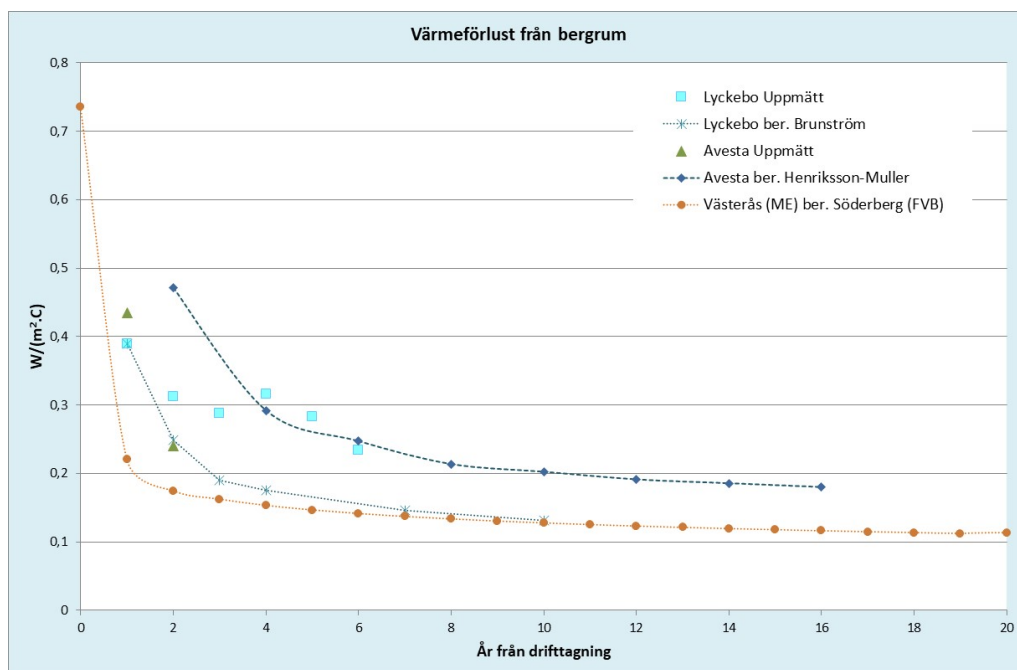
I förstudien för bergrumsprojektet lät även Mälarenergi utföra beräkningar på värmeförluster från lagret, se avsnitt 4.4. I Figur 24 jämför såväl beräknade som uppmätta värmeförluster för dessa tre projekt. Lagret i Västerås har inte varit i drift tillräckligt länge för uppmätta värden ska kunna tas med i diagrammet, men den långtidsuppföljning av lagret som planeras kommer förhoppningsvis kunna presentera dessa data.

De olika projekten har olika konfigurationer i såväl bergrumsgeometri som temperaturdifferenser och drifttider. För att någorlunda kunna redovisa jämförbara värden har därför en effektiv värmeöverföringskoefficient,  $k_{\text{eff}}$ , med enheten W/(m<sup>2</sup>, °C) räknats ut för de olika värmelagren.

Värmeöverföringskoefficienten definieras här som värmeförlust [W] per m<sup>2</sup> omgivande bergyta och genomsnittlig temperaturdifferens [°C] mellan vatten och berg. Där uppmätta temperaturdata saknats har antaganden och approximationer gjorts för att ta fram dessa nyckeltal.

<sup>37</sup> Vasseur, 1986.

<sup>38</sup> Christer Brunström och Carl-Gunnar Hillström. Lyckeboprojektet, solfjärrvärme med säsonglagring i bergrum BFR-rapport R86:1987; Byggeforskningsrådet, 1987.



Figur 24 Värmeförluster från bergum, beräknade resp. uppmätta. För beräkningar av värmeförluster i Mälarenergis bergum har en temperatur på 10°C antagits för det ostörda berget, för Avesta och Lyckebo har istället 6°C antagits.

Som synes skiljer resultaten för såväl beräkningar som för mätningar. I Avestafallet gav beräkningar högre värden än mätningarna. I Lyckebo-bergrummet, som har en gynnsammare geometri än Avesta, är det dock omvänt<sup>39</sup>. Mätningarna resulterade i högre värmeförlustvärden vilket senare förklarades med en spricka i berget, som i kombination med en tillfartstunnel, gav upphov till förhöjd konvektion.

Karaktäristiskt är att den initiala värmeförlusten är relativt hög, men att den minskar med tiden, allt eftersom det omgivande berget värms upp. Det innebär att den initiala värmeförlusten efter en tid sjunker till ett värde där värmeförlusten kan bli acceptabel.

<sup>39</sup> Christer Brunström, Bengt Efring, Johan Claesson: The Lyckebo Project – Heat losses from the rock cavern storage 1987/37, Vattenfall Älvkarleby, 1987.

#### 4.4 FEM-BERÄKNINGAR FÖR TRE BERGRUM

Under våren 2020 utförde FVB<sup>40</sup>, på uppdrag av Mälarenergi, strömnings- och värmeförlustberäkningar för att bedöma:

- Lämplighet av tänkta upplägg för in- och utmatning av vatten ur lagren med avseende på risken för omblandning och störning i skiktning.
- Omfattning och konsekvenser av temperaturförluster kopplade till upprepat värmeutbyte med bergväggen vid återkommande i- och urladdningar.
- Omfattning och betydelse av temperaturförluster relaterade till transient värmeutbyte med bergväggen vid idrifttagande respektive kontinuerlig drift som värmelager (initial laddning och förlust i fortvarighet)

Syftet var att på ett tidigt stadium kunna göra eventuella justeringar i system och design samt skaffa sig underlag i fråga om hur lagret förväntas kunna köras, vilket i sin tur även utgjorde underlag till beräkningarna i sig.

Samtliga beräkningar och simuleringar i detta avsnitt kommer från den internrapport som presenterades för Mälarenergi 2020. Inga nya simuleringsberäkningar har ingått inom ramen för denna studie.

##### 4.4.1 Simuleringsmodell

Simuleringsmodellen byggdes upp i MatLab med finita element-metoden och användes för flera typer av beräkningar:

- Värmefflöde i markytan och markens övertemperatur
- Jämviktstemperatur i nedfartstunnel och värmväxlar-/pumprum
- Berglagrets förlust i fortvarighet (årlig värmeförlust i MWh)
- Prognos för insatsen av initialförlusten, dvs summan av  $(T - T_{\infty}) \cdot \rho \cdot C_p$  för allt berg kring lagret (engångskostnad i GWh för att ta lagret i drift)
- Totala värmefflödet vid väggytan för vidare analys av dess påverkan på skiktning, m.m.
- Ömsesidig verkan mellan lagrets olika delar

I följande avsnitt presenteras de simuleringsresultat som bedömts vara av störst betydelse för projektet.

##### 4.4.2 Temperaturskiktning och gränshastighet

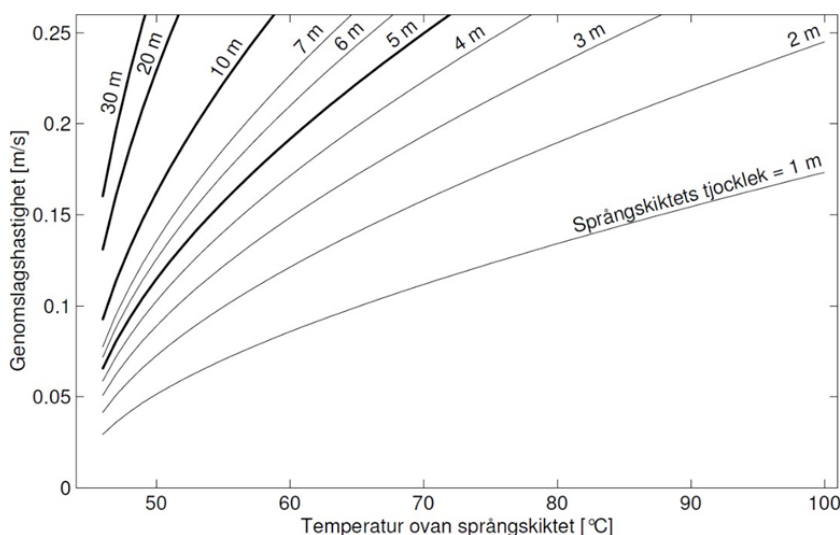
En grundläggande förutsättning för ett effektivt värmelager är att en god temperaturskiktning mellan bergrummets kalla vatten (i botten) och varma vatten (inmatat nära ytan) kan upprätthållas. För att inte blanda varmt och kallt vatten drar man nytta av att vattnet har olika densitet vid olika temperatur, och man får då en skiktad inlagring. Mellan det övre och undre skiktet formas en blandningszon; ett språngskikt.

<sup>40</sup> Johan Söderberg: FEM-beräkningar för tre bergrum -Flödes och temperaturförhållanden i högtemperaturlager hos Mälarenergi. FVB-rapport på uppdrag av Mälarenergi, dokument-ID 200174-001, 2020



P.g.a. värmeledning kommer språngskiktet växa med tiden. Språngskiktets tjocklek har stor inverkan på lagrets verkliga lagringskapacitet. Detta gäller även traditionella ackumulatörer, men där är språngskiktets yta (i förhållande till lagringsvolymen) betydligt mindre. Bergrumlagrets geometri gör alltså att språngskiktets volym bli större, jämfört med en stående ackumulator i samma storlek.

Det är av yttersta vikt att inlagring och uttag sker med så låga hastigheter att skiktet inte störs. Figur 25 visar resultat för beräkningar av maximal flödes hastighet (gränshastigheten) för olika tjocklekar på språngskiktet, som en funktion av vattentemperatur ovanför språngskiktet. Så länge hastigheten uppgår till enstaka cm/s finns ingen risk för omblandning även vid svaga språngskikt. Kravet att hålla hastigheten under 10 cm/s kan uppnås om flödet fördelas över tillräckligt stort tvärsnitt innan det går ut i den allmänna vattenmassan.



Figur 25 Maximal genomslagshastighet (gränshastighet) för olika tjocklekar på språngskiktet som en funktion av vattentemperatur ovanför språngskiktet.

#### Teorin bakom beräkning av gränshastighet

Ett densitetspotentialfält kan sägas råda i lagret. Vid ett etablerat språngskikt har lagervattnet en, med höjden  $z$ , varierande avvikelse i densitet,  $\Delta\rho(z)$ , som gör att det krävs rörelseenergi för att bryta igenom språngskiktet -mer ju tjockare språngskiktet är. Upp till språngskiktet kan bottenvatten lyftas fritt men därefter krävs en negativ flytkraft ( $F$ ) per volymsenhet ( $V$ ) lika med

$$F/V = g \Delta\rho(z)$$

$$g = \text{jordens tyngdacceleration (9.78 m/s}^2\text{)}$$

För att omblandning ska ske behöver därför en kallvattenström övervinna skillnaden i densitet och kommer att bromsas upp, snabbare ju mer främmande dess temperatur är relativt omgivningen på den nya höjden. Rörelseenergin ( $W$ ) per volymsenhet ( $V$ ) en vattenmassa behöver för att tränga genom språngskiktet anger via dynamiska trycket ( $p_d$ ) samtidigt gränshastighet:

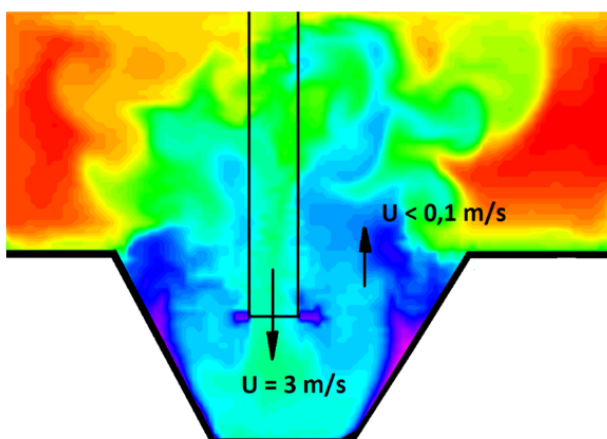
$$W/V = - \int g \Delta\rho(z) dz$$

$$p_d = W/V = m/v u^2 = \rho u^2$$

#### 4.4.3 Strömning vid i- och urladdning pumpgrop

Med flödet 700 m<sup>3</sup>/h i en ledning med dimensionen DN300 kommer hastigheten i mynningen att vara 3 m/s, långt mer än vad som kan accepteras med hänsyn till skiktningen. Impulsen i flödet dödas genom att rikta röret rakt nedåt i pumpgropen.

Gropens bottenarea är ca 16 m<sup>2</sup> stor och övre arean ca 30 m<sup>2</sup>. Om vattnet bara vällde upp skulle hastigheten med volymflödet 700 m<sup>3</sup>/h och 30 m<sup>2</sup> plansektion bli  $700/3600/30 = 0,0065$  m/s. Vid snabbt överslag ser man dock, i ett snitt nära ledningens plan, att flödet från röret drar med sig vatten, med ett betydligt större "bruttoflöde" av vatten nere i gropen som konsekvens (Figur 26). Så länge en sådan ström får slå rakt ned i gropens botten, med största möjliga symmetri, så är risken liten att mycket mer än obetydlig omblandning ska ske ovanför pumpgropen. Hastigheterna blir då inte heller höga nog att övervinna stabiliteten i skiktningen. Se även Figur 35 som visar FEM-simulering av början av urladdning när värmelagret är fulladdat.



Figur 26 Inflöde av returvattnet i värmelagrets kalla ände; pumpgropen. Figur från FEM-beräkning av temperatur och flödehastighet vid urladdning av lagret.

#### 4.4.4 Värmeförlust mot berget

För beräkningarna antogs följande värden på berget:

Densitet,  $\rho = 2750$  kg/m<sup>3</sup>

Värmekapacitet,  $C_p = 800$  J/kgK

Värmeledningsförmåga,  $\lambda = 4,0$  W/mK

Beräkningarna för värmeförlust mot berget gjordes för två former av värmeutbyte:

- Det stationära värmeutbytet som tar sin början när lagret tas i bruk och sedan varar för evigt. Värmevågens räckvidd i berget är stor, redan inom några år får det mänskligt sett stora avståndet till markytan betydelse samtidigt som, inte bara de två skeppen i varje del, utan även lagrets olika delar samverkar med varandra med kraftig reduktion i värmeförlust som följd.
- Det periodiska värmeutbytet som resulterar i temperaturvariationer med kort räckvidd in i berget, en bråkdel av lagrets fysiska dimensioner. Dessa approximerades därför med plan värmevåg (endimensionell utbredning).

Överlagrat den ständiga förlusten från bergrummet är alltså ett växlande värmeutbyte.

#### 4.4.5 Värmeförlust i fortvarighet

För att beräkna värmeförluster i värmelagret simulerades det temperaturberoende effektflödet mellan noderna i modellen. Beräkningar för värmeförlust genomfördes för 1, 2 respektive tre bergrum för två ytterlighetsfall gällande övertemperatur (differens mellan vattnets och bergets temperatur):

Ø11: 100 % övertemperatur både i botten och i toppen

Ø10: 0 % övertemperatur i botten, 100 % övertemperatur endast i toppen

Med bergets värmeledningsförmåga satt till  $\lambda = 4,0 \text{ W/(m}^2\text{K)}$  erhålls den specifika värmeförlusten enligt Tabell 1. Förlusteffekten med lägre värmeledningsförmåga på berget (t.ex.  $\lambda = 3,8$  minskar i motsvarande grad).

Om övertemperaturen i lagrets botten minskas till noll så kommer värmeförlusten att minska. Faktum är att värme som läckt ut högre upp i lagret söker sig tillbaka på lägre nivå.

Tabell 1 Specifik värmeförlust i fortvarighet från ett, två eller tre bergrumslager i drift, som en funktion av övertemperatur,  $\theta$ .

Ø10	Ø11	( $\lambda = 4,0$ )	C103	C101+C102	Alla tre bergrum
	1,0 °C	$\lambda \cdot S_{11} =$	3839 W/K	7065 W/K	9876 W/K
1,0 °C		$\lambda \cdot S_{10} =$	2432 W/K	4766 W/K	6817 W/K

Med kombination av de två fallen kunde data ur Tabell 1 användas för att beräkna förlust vid valfri temperaturfördelning, exempelvis tre lager i drift med i genomsnitt 55 °C i botten och 85 °C i toppen. Det innebär att hela lagret först behöver värmas upp Ø11 = 55-10°C relativt omgivningens 10 °C och ovanpå det ytterligare trettio graders övertemperatur (Ø10=30) i toppen. Förlusteffekten med exempelvis  $\lambda = 3,8$  blir då, med förslag på beteckningar och värden för  $\lambda = 4,0$  ur tabellen:

$$P_f = (\theta_{10} \cdot S_{10} + \theta_{11} \cdot S_{11}) \cdot \lambda = (30 \cdot 6817 + 45 \cdot 9876) / 4,0 \cdot 3,8 = 616 \text{ kW} = 5,4 \text{ GWh/år}$$

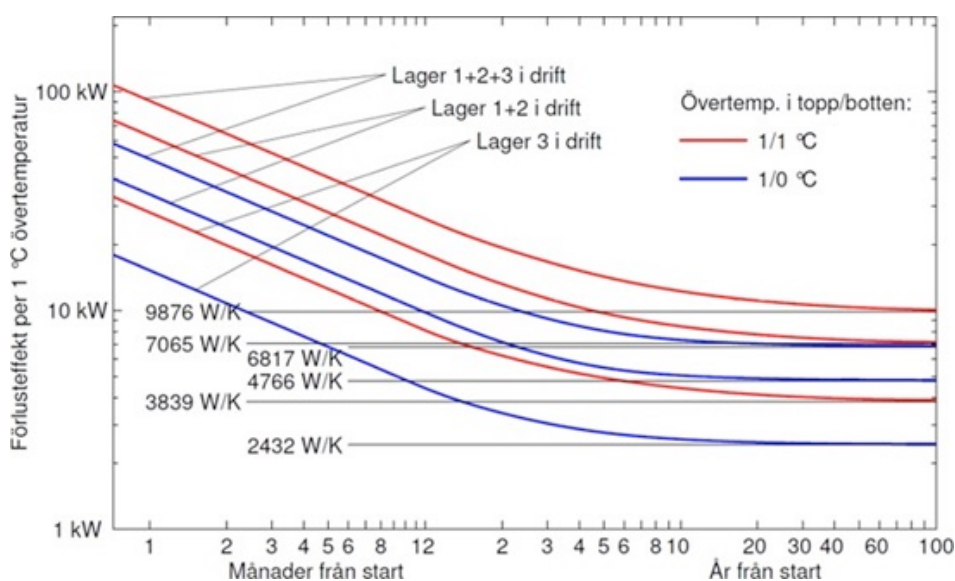
Sett till lagrets fulla kapacitet som värmelager ( 14 GWh) utgör denna förlust, med exempelvis endast två fulla cykler per år, ca 16% av total värmemängd 5,4+14+14 GWh ett sådant år.

Förlusten i fortvarighet är liten i förhållande till lagrets kapacitet. Då värmeinnehållet i vattenvolymen uppgår till 349 MWh/K så tappar lagret bara 0,0017 °C per timme eller 1,22 °C per månad med en genomsnittlig övertemperatur om 60 K utöver omgivningens 10 °C.

Inledningsvis är förlusten väsentligt större. En viss engångsinsats värme måste avsättas innan berget kring lagret värmts upp till driftstemperatur, så att säga "blivit varmt i kläderna", se avsnitt 4.4.6 och 4.4.7 nedan.

#### 4.4.6 Förlustens tidsförlopp

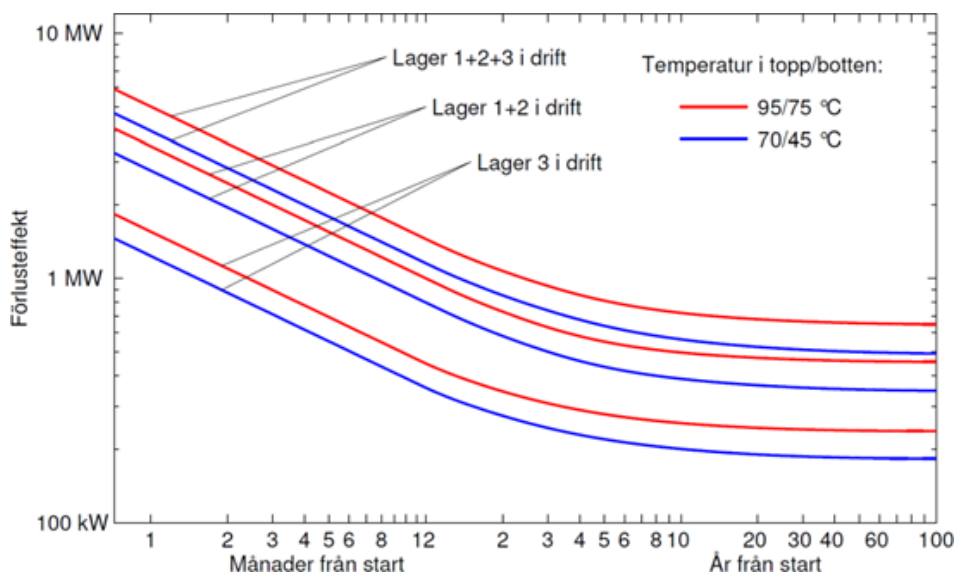
Figur 27 visar beräknade värmeförlusttal för hundra års drift av värmelagret. I takt med att värmevågen sprider sig i berget avklingar förlusten. I figuren syns tydligt att värdet på  $\lambda S_{10}$  (blå kurvor = urladdat lager som är riktigt varmt bara upptill) planar ut snabbast vilket är en effekt av att lagrets övre del ligger närmare marken. Om lagret hade byggts exempelvis dubbelt så djupt så skulle förlusten ha fortsatt att sjunka, vilket hade börjat ge en märkbar vinst efter 20 års drift.



Figur 27 Förlusteffekt i bergumslagret per °C övertemperatur, beräknat dels för 100% övertemperatur i hela lagret (Ø11), dels för övertemperatur endast i toppen av lagret (Ø10).

Med tänkbara temperaturvärden insatta blir effekterna mer praktiska. Med exempelvis alla tre lagren i drift i tillstånd som i genomsnitt ligger mitt emellan ett helt fulladdat (95/70 °C) och ett helt tomt (70/45 °C) kommer effekten hamna mitt emellan de två översta kurvorna i Figur 28. I Tabell 2 presenteras beräkningsresultat för bergumslager C103, C101+C102 respektive alla tre bergum vid ett genomsnittligt tillstånd mitt emellan fulladdat (95/70) och urladdat (70/45).

Rent praktiskt stannar värdet på engångsförlusten (den värme som måste sättas in för att lagret skall bli varmt i kläderna) helt och hållet av inom 100 år. Förlusten består således av en ofrånkomlig, praktiskt sett mindre förlust samt en inledningsvis många gånger större förlust knuten till den mängd värme som måste till för att värma upp berget och dess omgivning till det tillstånd då gradienter och värmeflöden är små. Hälften av denna värmemängd har tillförts inom 4 år, 2/3 inom 10 år, 80 % inom ca 25 år medan det tar nära 50 år att nå 90 %. Det går i viss mån att styra när investeringen görs genom att exempelvis hålla lagret hett sommartid.



Figur 28 Beräknade värmeförluster från värmelagret vid helt laddat tillstånd (95/75°C) resp. helt urladdat (70/45°C).

Tabell 2 Beräknad värmeförlust för lager C103, lager C101+C102 respektive alla tre lager vid ett genomsnittligt tillstånd mitt emellan fulladdat (95/70°C) och urladdat (70/45°C).

				Ackumulerad värmeförlust		
	C103	C101+C102	Alla tre	C103	C101+C102	Alla tre
	kw	kw	kw	GWh	GWh	GWh
År 1	958	2141	3099	6,3	14,8	21,6
År 2	425	925	1347	7,9	18,9	27,8
År 3	357	744	1094	8,9	21,4	31,7
År 4	327	662	976	9,6	23,3	34,7
År 5	309	616	907	10,2	24,7	37,0
År 6	298	587	861	10,7	25,8	39,0
År 7	290	566	829	11,1	26,8	40,6
År 8	284	552	805	11,4	27,7	42,1
År 9	280	541	786	11,7	28,4	43,4
År 10	276	532	772	12,0	29,1	44,5
0 – 10	380	787	1148	12,0	29,1	44,5
10 – 20	265	506	728	13,9	33,6	52,3
20 – 30	255	484	691	15,0	36,1	56,8
30 – 40	252	475	675	15,7	37,9	59,9
40 – 50	249	469	666	16,3	39,2	62,3
50 – 60	248	466	661	16,7	40,2	64,1
60 – 70	247	464	657	17,1	41,0	65,7
70 – 80	247	463	655	17,4	41,8	67,0
80 – 90	247	462	653	17,7	42,4	68,2
90 - 100	246	461	652	18,0	43,0	69,3
t <sub>∞</sub>	243	455	640			

#### 4.4.7 Initial värmeförlust

Avklingandet upphör aldrig helt och energin i berget visar sig sakna gränsvärde för  $t = \infty$ . Inom aktuella tidsperspektiv har avklingandet nått så långt att vad som ytterligare kan vinnas i praktiken går att försumma i och med att förlusten planat ut i stort sett helt efter 100 år. I Tabell 3 redovisas energimängden som beräknats krävas för bergets uppvärmning (per °C övertemperatur) sedan bortsprängd bergvolym räknats bort ( $\rho = 2750 \text{ kg/m}^3$ ,  $C_p = 800 \text{ J/kgK}$ ).

**Tabell 3 Initial värmeförlust (första året) från ett, två eller tre bergrumslager i drift, som en funktion av övertemperatur,**

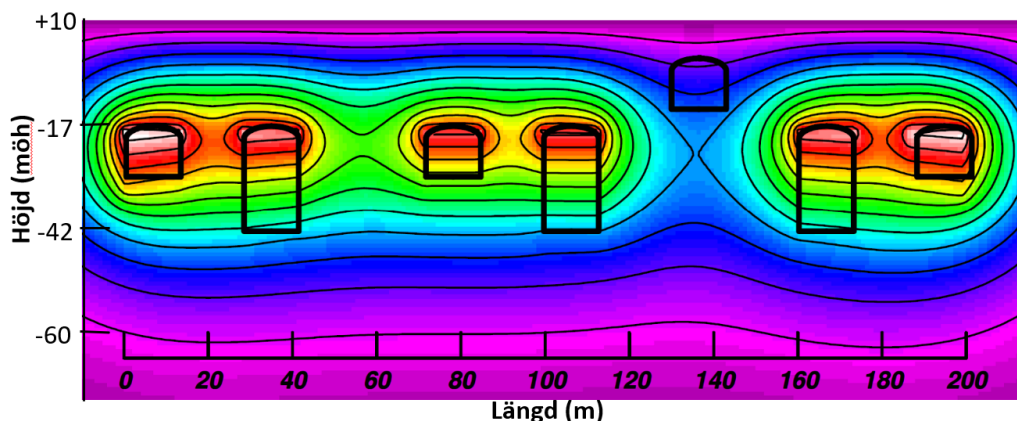
$\theta_{10}$	$\theta_{11}$	Delar i drift:	C103	C101+C102	Alla tre
	1,0 °C	$\rho C_p V_{11} =$	317 MWh/K	766 MWh/K	1237 MWh/K
1,0 °C		$\rho C_p V_{10} =$	119 MWh/K	264 MWh/K	421 MWh/K

Beräknad förlust för alla tre bergrum i drift är, lite förvånande, större än summan av fallen C103 och C101+C102. Detta är en effekt av lagrens samverkan med större procentuell vinst genom ömsesidig samverkan gällande förlust i fortvarighet ( $t = \infty$ ) än vad som hinner observeras under kort tid. Möjligheten att investera i värme med lägre framtida förlust som utbyte är större med tre lager i drift än summan av sådan investering för delar av lagret. För ett lager (103) har 56,4% av investeringen gjorts år 5, medan det för alla tre lager tar ytterligare ett år innan endast 56,3% uppnåtts.

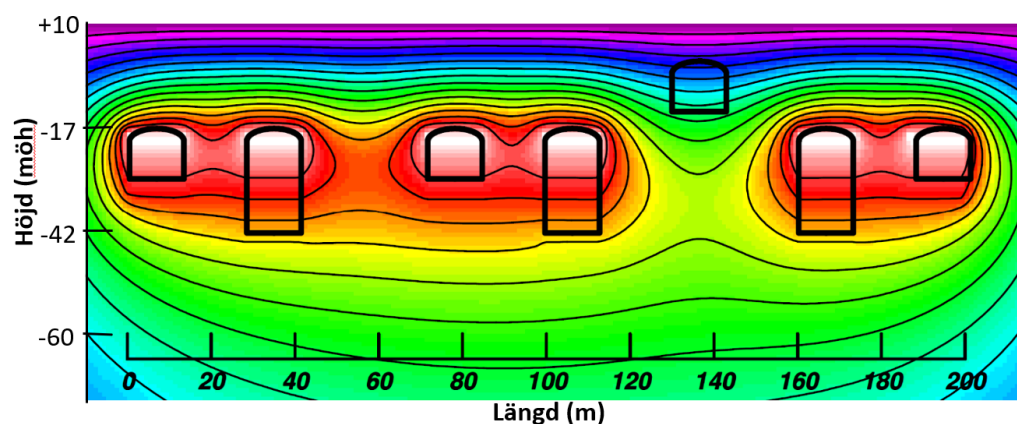
#### 4.4.8 Förlustens höjdfördelning

Figur 29 visar temperaturens utbredning i bergrumslager och omgivande berg vid temperaturjämvikt. Uppåt är temperaturen i markytan fixerad av väder och vind och värmen strömmar uppåt i ett nästan plant fält. Även under värmelagret söker sig värmen vidare mot markytan men har mycket längre väg att gå eftersom den måste breda ut sig åt sidorna och först långt från lagret kan söka sig uppåt. Detta gör att temperaturgradientens utbredning sker mycket trögare i den riktningen, en del värme kommer t.o.m. ledas tillbaka till botten av lagret och värma det, i medeltal, något svalare vattnet där. Vattnets värmeförlust mot bergväggarna är alltså helt och hållet koncentrerad till lagrets övre del. Figur 29 illustrerar ett jämviktstillstånd, vilket tar ganska lång tid att uppnå. I Figur 30, som visar temperaturfältet efter 10 år, kan man tydligt se att temperaturutbredningen då är långt ifrån den slutliga.

Redan efter ca ett års drift är förlusten noll i lagrets botten. Frågan om vilket värmeövergångstal som skall användas vid nedåtriktat värmefflöde är därför inte så viktig. Efter tio års drift är nedre halvan av lagret förlustneutral. Förlusternas tyngdpunkt ligger då redan så högt som på ca -21 m, d.v.s. mindre än 5 m från taket.



Figur 29 Temperaturutbredning i värmelager och omgivande berg efter 10 år.

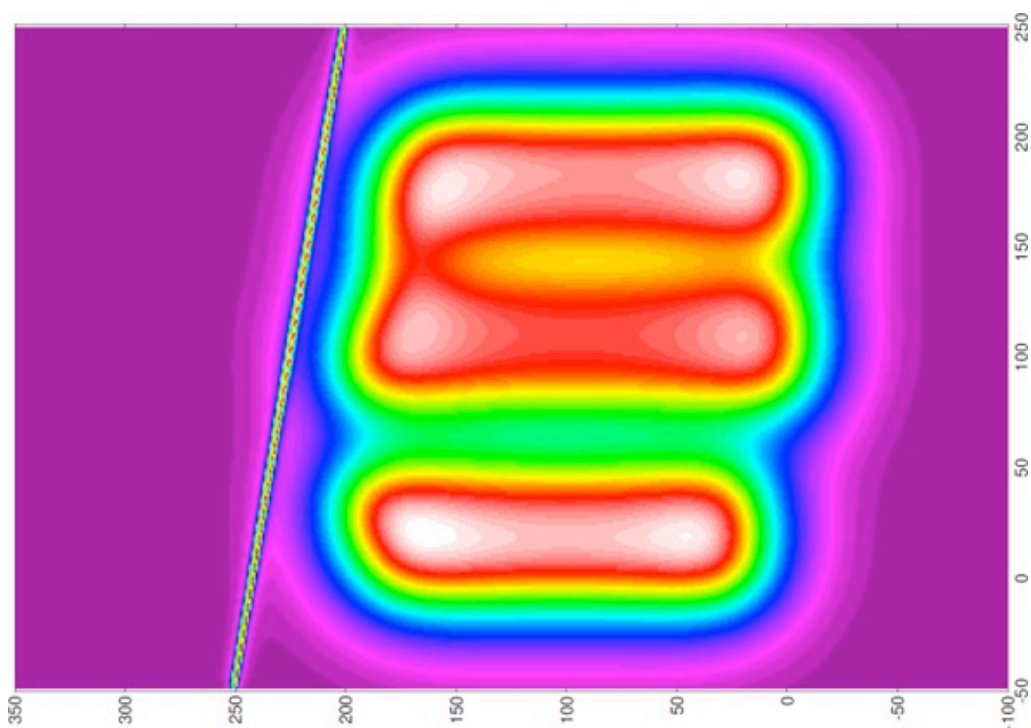


Figur 30 Temperaturutbredning i värmelager och omgivande berg när temperaturjämvikt nåtts.

#### 4.4.9 Värmefflöde i markytan

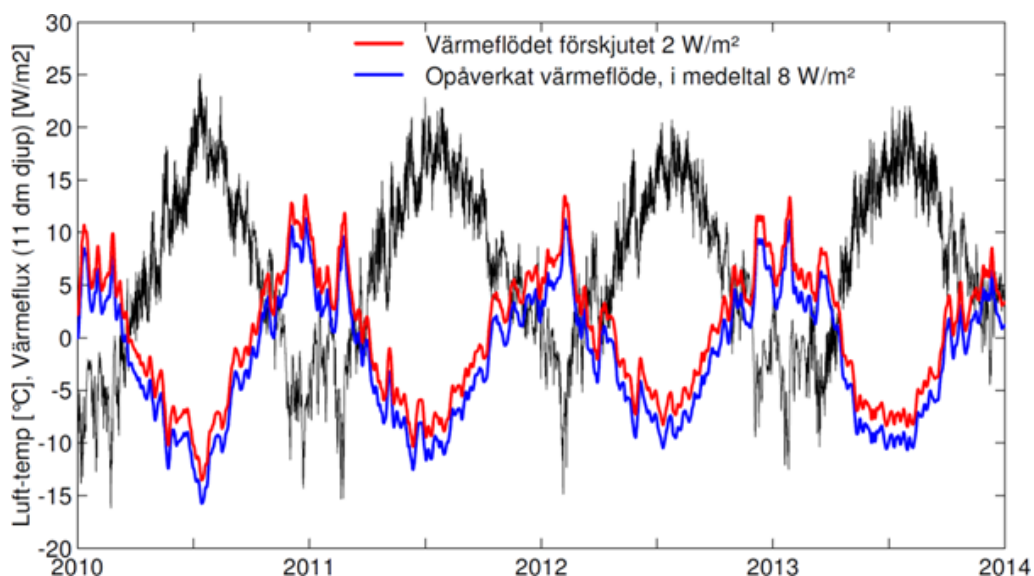
Figur 31 visar fördelningen av simulerat värmefflöde i marknivå efter tio års drift. Lagrets layout är tydligt skönjbar i figuren. Värmefflödet är dock inte anmärkningsvärt stort. För att ge en ungefärlig uppfattning om storleken på värmefflödet får en tänkt, ordinär fjärrvärmeledning (DN100, 1 m djup, c-c 1,0 m) passera området.

Lokalt maximum för markvärmefflödet har beräknats till ca  $7,5 \text{ W/m}^2$  (där det röda övergår i vitt), vilket ungefär motsvarar värmefflödet genom ett riktigt välisolerat tak. Vid barmark kommer marken efter tio år hålla  $0,1 - 0,3 \text{ }^\circ\text{C}$  högre temperatur än innan lagret tagits i drift. Efter ytterligare tio år bör man från luften tydligt kunna skönja lagret orientering mm med en bra värmekamera exempelvis vid utvärdering av fjärrvärmenätet från luften med sådan metod.



Figur 31 Simulerat värmeflöde till markytan för de tre bergumlagren. Som referens finns även tänkt fjärrvärmelledning med i simuleringsfallet (till vänster om bergummen).

Värmeflödet kan även relateras till de värmeflöden som finns naturligt i marken. Under sommaren tar marken upp ganska mycket värme som sedan avges under vintern. I Figur 32 visas lufttemperatur (svart) för åren 2010-2013 samt det växlande värmeflöde,  $W/m^2$ , som sker som följd av årstidsväxlingarna. Om vintern avger marken typiskt  $5 - 10 W/m^2$  och sedan lagret kommit i drift kommer (genomsnitt för bilden ovan)  $2,2 W/m^2$  adderas till detta.



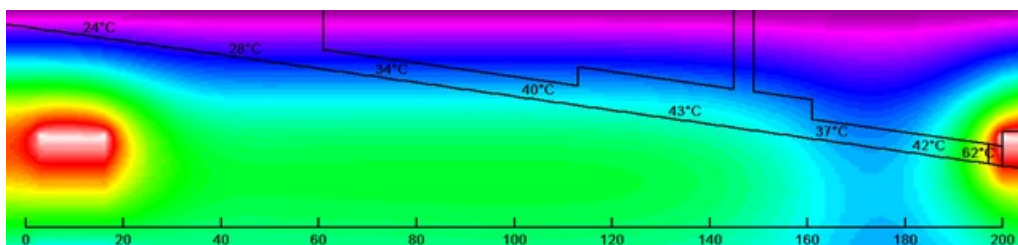
Figur 32 Växlande värmeflöde ( $W/m^2$ ) från marken till omgivningen. Opåverkat värmeflöde (blått) resp. beräknat värmeflöde med bergumlagret i fortfarandestillstånd. Lufttemperaturen i svart).



#### 4.4.10 Temperatur i nedfartsort och pumprum

I en tvärsnitt ungefär mitt i lagret blir temperaturen i pelaren mellan de två skeppen i varje lager nästan densamma som lagrets. Fältet tenderar att sjunka in mellan dessa och framförallt mellan lagrets olika delar vilket gör temperaturen i värmeväxlarrummet acceptabel, ca 43 °C. Nere i gångarna närmast rör genomföringarna stiger bergets temperatur till ca 60 °C och vid lagren i drift med i genomsnitt 65 °C i botten och 90 °C i toppen så kommer pluggen att bli över 70°C varm på utsidan:

Figur 33 visar den 200 m långa nedfartsortens golvtemperatur i tänkt, ännu ej utsprängt berg efter lång tids drift (>10 år). Partiet av nedfarten som saknar täckning har ingen övertemperatur och i drift så kommer värmeväxlarrummet att kylas via ventilation vilket ger en något annan bergtemperatur som i sin tur bättre beskriver vilka temperaturer som faktiskt kan väntas.



Figur 33 Nedfartsortens golvtemperatur efter lång tids drift (>10 år)

#### 4.4.11 Sammanfattning av de viktigaste resultaten i beräkningarna från förstudien

- När lagret tas i drift måste omgivande berg värmas upp innan lagrets förluster stabiliserats på en långsiktig nivå. Energiförbehovet för att värma upp berget kan ses som en del av investeringskostnaden för lagret. Efter fyra år har förlusterna nått ca 50 % av vad de kommer bli på lång sikt.
- Den extra engångsförlusten relaterad till bergets uppvärmning beräknas bli ca 70 GWh, vilket motsvarar energiförbehovet för att värma upp drygt 4 000 000 m<sup>3</sup> berg från 10 °C till en medeltemperatur halvvägs till fulla lagrets driftstemperatur (~45°C).
- Hälften av denna engångsinsats (ca 35 GWh) måste göras under de fyra första åren, ytterligare 10 GWh har investerats inom totalt tio år, nästa 10 GWh inom 25 år och resterande 15 GWh efter totalt 100 år.
- Sett mot lagrets kapacitet 14 GWh och att det är tänkt att omsätta ca 100 GWh per år är förlustandelen liten. Första året förloras drygt 27 GWh varav 80 % är relaterat till bergets uppvärmning (engångsförlust). Nettoförlust exklusive investeringen i värme för lagrets idrifttagning är således endast ca 6 %.
- Även i absoluta tal är förlusten förvånande liten. Inklusiv initialförlusten förloras i genomsnitt 1,15 MW de första tio åren och 2/3 så mycket de tio år som följer därpå.
- Rent driftsmässigt är förlusten liten. Lagret kan redan i samband med allra första laddningen varmhållas med underhållsladdning någon timme per dygn.

- Förlusterna är uttalat koncentrerade till lagrets övre del men påverkar i nyladdat lager ändå temperaturen i lagrets nedre del mest.
- Förlust via vattenläckage är betydligt mindre än övriga värmeläckaget, omfattar i viss mån en del av detta samt kan minimeras om länsning sker endast strax före eller i samband med inledningen av laddning.
- En begränsning av vattenhastigheten till 0,1 m/s är tillräckligt för god säkerhet mot störning av skiktningen.
- Pumpgropen kan användas som vändkammare för kalla röränden vilken kan mynna en bit ned i gropen (se avsnitt 5.3.2).

## 5 Planering och projektering

I detta kapitel redovisas bakgrund till varför Mälarenergi valde att satsa på att investera i värmelagret och konvertera bergrummen för detta ändamål. Vi beskriver även hur arbetet fortlöpt och de erfarenheter och lärdomar som Mälarenergi samlat på sig under arbetets gång.

### 5.1 MOTIV TILL INVESTERINGEN

Mälarenergi har en årlig värmeproduktion på ca 1 700 GWh som distribueras i Västerås fjärrvärmesystem. Två hetvattenackumulatörer på 26 500 m<sup>3</sup> respektive 25 000 m<sup>3</sup> står för utjämningen av dygnsvariationer (i många fall något längre tidsperiod än dygn, beroende på driftsituation). Sedan investeringen i kraftvärmeenheten Block 6 år 2014 (hushålls- och verksamhetsavfall) och kraftvärmeenheten Block 7 år 2019 (återvunna trädbränslen) finns en bas- och mellanlast som baseras på bränslen med låga rörliga kostnader. Utöver dessa två enheter finns kraftvärmeenheten Block 5 som eldar biprodukter från skogsbruk och sågverksbiprodukter med begränsad inblandning av återvunna trädbränslen. Samtliga dessa tre kraftvärmeenheter har pannor av CFB<sup>41</sup>-typ och är försedda med rök-gaskondensering.

#### 5.1.1 Nuvarande produktionsmix

Block 6 och Block 7 producerar ca 85 % av det årliga värmebehovet. Tillsammans med Panna 5 erhålls ca 95 % av årligt värmebehov. Således är den rest som återstår relativt sett liten, men desto svårare att, på ett kostnadseffektivt sätt, producera miljömässigt bra. Tidigare fanns Block 4 där i huvudsak torv eldades. Block 4 hade möjlighet till kondensdrift<sup>42</sup>, och var således mycket flexibel avseende värmeproduktion. Någon direkt ersättare till Block 4 finns inte. Block 1 och Block 2 är också nedlagda. Block 3 kvarstår som värmereserv men eldar endast lågsvavlig eldningsolja 5 (tjockolja). Den är således att betrakta som en ren krisanläggning. Utöver dessa finns några äldre oljepannor från åren kring 1970, varav en har konverterats till bioolja.

Fossil eldningsolja accepteras, av ägaren, inte för annat än krissituationer. Närmsta alternativ finns i olika former av bioolja men det är inte helt enkelt att lagerhålla tillräckliga volymer samtidigt som kvalitet och lagringsegenskaper kan variera relativt mycket. Dessutom ställs miljökrav vid konverteringar som oftast är svåra att uppfylla utan betydande investeringar. Att investera i fastbränsle, t.ex. pellets för så kort utnyttningstid ger en mycket tveksam totalekonomi. Mer realistiskt är att använda den kapacitet som finns i kraftvärmen, genom reducerad elproduktion när det krävs mycket värme. De tre kraftvärme-enheterna kan totalt öka värmeproduktionen med ca 150 MW. Rörlig kostnad för denna extra värmeproduktion blir marknadspriset på el. Mot bakgrund av att marknadspriset på el sällan överskrider priset för olja torde detta vara förstahandsvalet framöver. Ur ett större elsystemperspektiv är sådan drift dock inte optimal. Vid hög efterfrågan på värme är oftast, men inte nödvändigtvis, elpriset också högt, eftersom efterfrågan på el är hög. För kraftvärme som drivs på detta

<sup>41</sup> Cirkulerande Fluidbädd

<sup>42</sup> Vid kondensdrift övergår man till ren elproduktion genom att värmen kyls bort.

sätt minskas konkurrensförmågan på elmarknaden. Flexibiliteten i elproduktionen, som i allt högre grad efterfrågas när bl.a. andelen vindkraft ökar i elsystemet, försämras.

En annan faktor som innebär möjligheter till förbättringar är det faktum att tre fastbränsleeldade kraftvärmeenheter har begränsad flexibilitet vad avser start och stopp. Önskvärt är att kunna starta en produktionsenhet på hösten och sedan köra hela driftsäsongen till det är dags att stoppa på våren. Variationerna i efterfrågan är dock mer komplicerade än så och resultatet är ofta en kompromiss mellan upprepade start och stopp samt drift utan rökgaskondensering och reducerad elproduktion. Samma fenomen uppkommer i övergången mellan Block 6 och Block 7 som motsvarande övergång mellan Block 7 och Panna 5.

### 5.1.2 Ökad ackumulering

Vilda idéer om att bygga en ackumulator som blir ett säsongslager har bollats inom bolaget en längre tid. Om kravet vore att enbart behålla Block 6 och Block 7 i produktionsmixen skulle lagervolymen, baserat på traditionell hetvattenteknik, behöva vara i storleksordningen 4 miljoner m<sup>3</sup>. Mälarenergi har följt utvecklingen i omvärlden under en längre tid. I de flesta fall har man dragit slutsatsen att en investering i ny lagerkapacitet inte kan motiveras. Inte med aktuella investeringsnivåer för nya storskaliga värmelager som uppfyller fjärrvärmens temperaturkrav.

En undersökning på närmare håll förde fram det nedlagda bergrummet för oljelagring. Volymen på detta är kring 300 000 m<sup>3</sup> och således betydligt större än de två ackumulatörer som redan finns. Däremot visade beräkningar tydligt att det är långt ifrån den volym som krävs för ett egentligt säsongslager. Men mot bakgrund av behovet att ersätta värmeproduktionens sista 5 % och samtidigt förbättra flexibiliteten i övergång mellan olika produktionsenheter skulle bidraget från en sådan volym ändå skulle bli betydande. Närheten till kraftvärmeverket och det faktum att, mer eller mindre, ingen investering krävs för att få tillgång till lagringsvolymen i sig innebar att detta projekt visade en rimlig lönsamhetskalkyl. Att en omfattande sanering skulle krävas för att få det tillräckligt rent för att påbörja den nya verksamheten var däremot ett känt faktum.

Mälarenergis nya bergrumslager kan definieras som ett periodlager, där en period normalt är 1-8 veckor. Det är således längre tid än vad som normalt hanteras av en traditionell hetvattenackumulator men utan att vara ett egentligt säsongslager. Ett bergrumslager kommer alltid att ha en viss tröghet i värmeöverföringen mellan berg och vatten. Det innebär att överskott sommartid kan användas för att toppvärma berget och därmed i viss mån utgöra säsongslager.

## 5.2 MILSTOLPAR I GENOMFÖRANDET

### *Förplanering*

En förstudie för att utvärdera bergrummens status gjordes 2019, se avsnitt 6.1 Förstudie. I detta tidiga skede inleddes även en dialog med Länsstyrelsen för ett nytt tillstånd för värmelagret.

### *Tekniskt koncept*

Tekniska lösningar togs fram för hur skiktningen skulle upprätthållas, hur pumpning av hetvatten skulle genomföras och hur man skulle hantera temperaturnivå och temperaturförluster. Metod för anslutning av värmelagret mot kraftvärmeverket 500 m bort utreddes också.

#### *Avtal med Västerås stad*

Förnyat hyresavtal med ägaren av bergrummen, Västerås stad, tecknades efter förhandling.

#### *Investeringsbeslut*

En viktig milstolpe för projektet var investeringsbeslutet, som togs 2021 av Mälarenergis styrelse.

#### *Miljö tillstånd – vattenverksamhet*

Värmelagret krävde, i sig, inget tillstånd, men verksamheten klassas som vattenverksamhet. Miljö tillståndsprcessen inleddes i början av 2020 och blev klar i början av 2022.

#### *Sanering*

Bergrummen öppnades upp och sanerades på oljerester (se avsnitt 6.3).

#### *Bergrum*

Demontering av gammal utrustning och installation av ny utrustning (rörinstallationer, el, styr och regler, ventilation etc.), se avsnitt 6.4.

#### *Fjärrvärme*

Förläggning av ny fjärrvärmeledning under 2022. Anslutning till kraftvärmeverk Block 6 klart i juni 2023.

#### *Driftsättning*

Fyllning av bergrummen påbörjade i början av 2024. Laddning av första bergrummet (C103) startade juni 2024. I slutet av augusti 2024 uppstod ett oväntat bortfall av en produktionsanläggning i samband med revision och värmelagret togs, med kort varsel, i drift tidigare än planerat, med lyckat resultat.

### **5.2.1 Ekonomi**

Den totala projektkostnaden blev ca 190 MSEK. Mälarenergi erhöll 15 MSEK i bidrag från Klimatklivet till sanering och konverteringsarbeten. Med bidraget inräknat har projektet kostat Mälarenergi 175 MSEK.

#### *Uppvärmning av berget*

Energibehovet för att värma upp berget kan ses som en del av investeringskostnaden för lagret och bör därmed tas med i en investeringskalkyl. Den extra engångsförlusten relaterad till bergets uppvärmning har beräknats bli ca 70 GWh, varav ungefär hälften under de första fyra åren. Denna investering återstår att göra. Strategin är dock att lagrets endast ska laddas när värme finns till låg kostnad.

### 5.3 TEKNISKT UTFÖRANDE

Precis som tidigare med oljelager utgörs hetvattenlagret av 3 olika volymer om ca 100 000 m<sup>3</sup> vardera. Lösningen för laddning och urladdning utgörs av 3 parallella delsystem med värmeväxlare mellan bergrumsvattnet (grundvatten) och fjärrvärmesystemet. Kapaciteten för in och urladdning har för varje bergrum satts till 700 m<sup>3</sup>/h och vid laddning med 95°C kan ca 30 MW laddas in. Värmeväxlare är dimensionerade för att klara 3°C temperaturdifferens mellan lagervattnet och fjärrvärme. Laddning eller urladdning kan ske med 1-3 lager i taget, men normalt förväntas 1-2 lager vara i samtidig drift.

#### 5.3.1 Pumpning

En utmaning med hetvattenlager i berg är i många fall pumpningen. Andra bergrum har inte haft möjlighet att ha pumpar på en nivå under vattennivån i bergrummet och då återstår bara dränkta pumpar om en rimlig vattentemperatur skall kunna hämtas upp. Normalt klarar dränkta pumpar med elmotor bara upp till 40°C med specialutföranden upp till 70°C. Högtemperaturvarianter finns för specialtillämpningar men dessa tenderar att bli dyra och komplexa. Alternativ finns i form av hydraulikdrift men dessa medför liknande utmaningar. I Mälarenergis fall finns en del av den tidigare nedfartsorten kvar direkt utanför pluggarna där pumparna kan placeras torrt uppställda ca 4 m under vattenytan, d.v.s. ca 20 m över lägsta nivå i cisternen. Traditionella torruppställda processpumpar har därför placerats där. Lösningen innebär att ledningar för att komma till och från lager 1 måste gå igenom lager 2.

#### 5.3.2 Diffusorer

##### *Övre dysa*

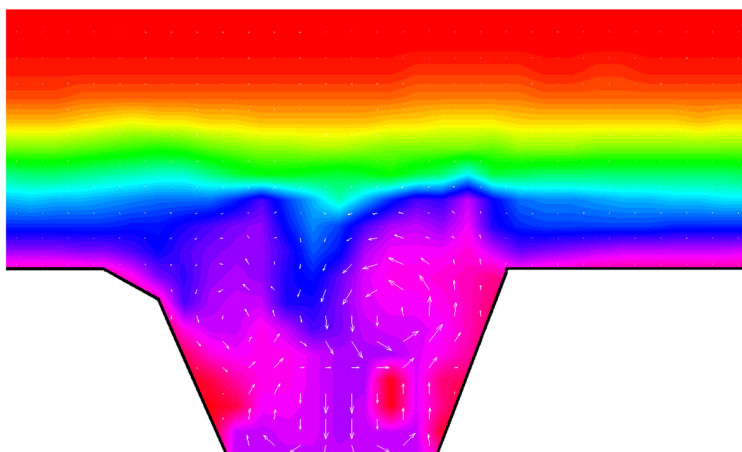
I likhet med traditionella hetvattenackumulatorer används diffusorer, även kallade dysor, för att säkra en god skiktning vid laddning och urladdning. Den övre (varma) dysan (Figur 34) har utformats som en linjär diffusor i form av inner-rör och ytter-rör där inner-röret är placerade koncentriskt i ytter-röret. Det inre röret har med hålradar som fördelar flödet i längsriktningen. Det yttre röret dämpar turbulensen från hålen och fungerar som diffusor med öppningar på ovansidan.



Figur 34 Varma dysan i övre delen av bergrummet. Ledningen fortsätter till vänster mot pump och VVX. Foto: Mälarenergi.

#### *Nedre dysa*

För att erhålla en nedre (kall) diffusor används de tidigare pumpgroparna i vilka oljepumparna och läckvattenpumparna var placerade. Ledningen avslutas en bit nere i dessa och pumpgropens form blir sedan diffusor. FEM-beräkningar gjorda under förstudien (avsnitt 4.4.3) indikerade att detta endast ger en obetydlig omblandning ovanför gropen och med hastigheter som inte är höga nog att övervinna stabiliteten i skiktningen. Figur 26 ger en schematisk bild av strömningen kring pumpgropen mot slutet av urladdningen. Med flödet  $700 \text{ m}^3/\text{h}$  i kommer hastigheten i mynningen på DN300-ledningen vara  $3 \text{ m/s}$ . Genom att låta ledningen mynna vertikalt, en bit ned i pumpgropen (ca  $2/3$  av dess djup) får man en effektiv impulsdämpning.



Figur 35 Resultat från strömnings- och temperaturberäkning av värmelagrets pumpgrop vid urladdning (beräkning utan densitetsskillnader).

### 5.3.3 Värmeväxling

Värmeväxlingen är kopplad enligt en princip med vändande flöde, se Figur 36. Vid laddning pumpas kallt bottenvatten, hämtat från de undre diffusorerna, genom värmeväxlare där det värms upp och leds tillbaka till lagret via de övre diffusorerna. Vid urladdning kopplas pumpen om så den i stället hämtar vatten från den övre varma diffusorn och i omvänd riktning genom värmeväxlaren och tillbaka till lagret via den kalla diffusorn.

#### *Åtgärder för att förebygga igensättning av VVX*

Risken att värmeväxlarna ska sättas igen har undersökts noggrant. Någon säker slutsats kan dock inte dras förrän lagret varit i bruk en längre tid.

Risken med kvarvarande oljeföreningar bedöms som hanterbar. Den höga vattentemperaturen gör oljan relativt lättflytande och saneringen ska ha skett till en nivå där mängderna är mycket små i förhållande till den totala vattenvolymen.

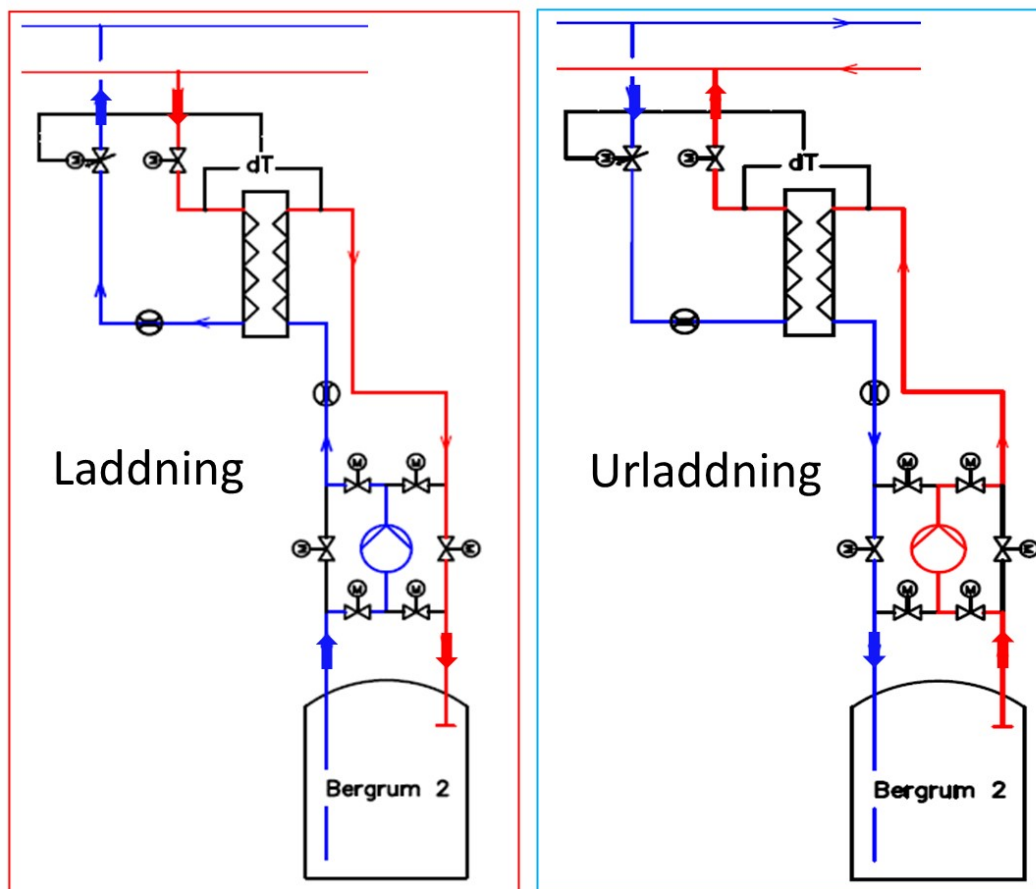
Risken att vattnets hårdhet ställer till problem med beläggningar i värmeväxlaren är dock överhängande, som även erfarenheter från flera av bergrumslagren i kapitel 2 har visat. I hur stor utsträckning beror på halter av kalcium och andra ämnen i lagervattnet, men också andra faktorer som exempelvis pH och vattentemperatur.

Mälarenergi har övervägt olika metoder för att hantera hårdheten i vattnet, bl.a. jonbytarfiler och RO-filter, men gemensamt för dessa metoder är att funktionen på filtren förstörs av oljerester i vattnet. I andra jämförbara lager som t.ex. Avesta (se avsnitt 2.1.2) hanteras beläggningar genom att tvätta värmeväxlaren med syra. Tvättningen utförs på plats med växlaren inkopplad. Sektioneringsventiler stänger mot lagervattensystemet och istället pumpas en syralösning genom växlaren via s.k. CIP<sup>43</sup>-ventiler.

Den metod Mälarenergi fastnade vid var att inte behandla hårdheten utan istället hämma bildandet av beläggningar på värmeväxlare och rörsystem. I avsnitt 5.7.1 beskrivs den metod med tillsättning av anti-scalant som Mälarenergi valt för att motverka beläggning på värmeväxlarytorna.

<sup>43</sup> Cleaning In Place





Figur 36 Förenklat principalschema för laddning resp. urladdning av bergrum 102. Rött för varmt vatten, blått för svalare; ledningar utan flöde har svart färg.

#### 5.4 LEDNINGAR

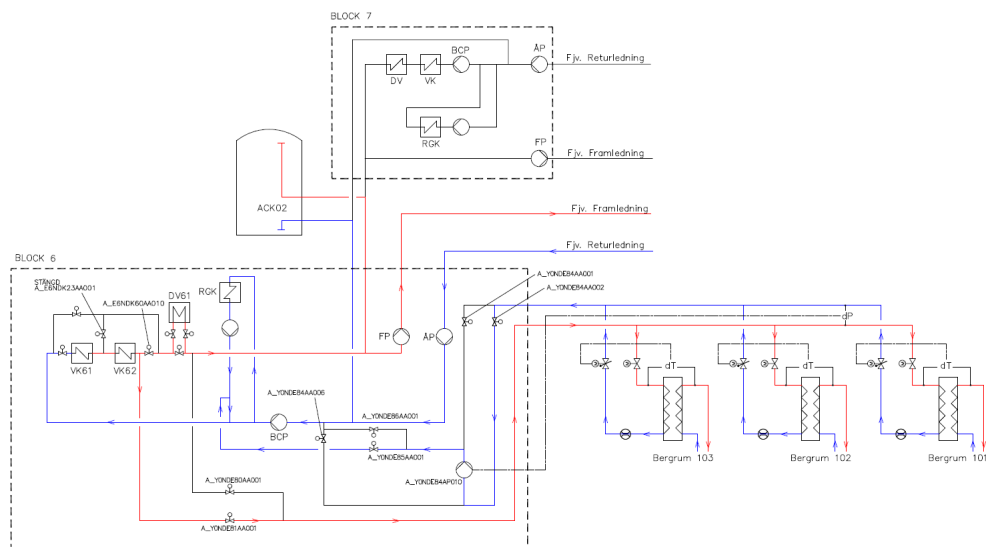
Ledningar för varmt och kallt vatten som går i lagervolymen kommer att både påverkas och bli påverkade av omgivande vattentemperatur. Värmen som överförs kommer bero på laddningsstatusen i bergrummet. För de varma ledningarna är problemet litet då de ligger ytligt och transporterar varmt vatten. Ledningarna ner till kalla diffusorn däremot kommer att gå i en varm vattenvolym en stor del av sträckningen, särskilt där ledningarna till bergrum 1 passerar bergrum 2. Initiala överslagsberäkningar visade tydligt att någon form av isolering krävs. Valet föll efter ett antal överväganden på att använda förtillverkade PUR-isolerade rör med mantelrör, se Figur 37. Dessa är i principen lika med vanliga fjärrvärmerör avsedda för markförläggning. En viktig skillnad är att mantelröret är utfört i rostfritt stål för att tåla den höga temperaturen. Dessutom är mediasröret också utfört i rostfritt stål då systemet som helhet är i rostfritt material. Valet av rostfritt material (1.4307) i systemet för lagervatten handlar till stor del om en extra säkerhet. Syrehalten förväntas vara låg i lagervattnet och det förväntas inte ge någon betydande risk för korrosion. Svårigheten att inspektera och byta delar i lagret efter det tagits i drift motiverar dock valet av rostfria material på allt som finns i lagervolymerna.



Figur 37 Rörledning som använts i värmelagret; PUR-isolering och mantel i rostfritt stål. Foto: Mälarenergi.

#### 5.4.1 Inkoppling mot fjärrvärmesystemet

Bergrummet är kopplad via en separat kulvertledning till Kraftvärmeverket. Anpassningar har gjorts vid Block 6 för att kunna ladda vid en framledningstemperatur som är högre än den som körs ut på fjärrvärmenätet. Block 6 har två värmekondensorer kopplade i serie på fjärrvärmesidan och genom att kunna leda förbi ett delflöde över den varmare kondensorn kan rätt temperatur blandas till för fjärrvärmenätet samtidigt som bergrummet kan laddas med den temperatur som lämnar den varmare kondensorn. Syftet med kopplingen är att minska den förlorade elproduktion som blir fallet när turbinen körs mot en högre temperatur än vad fjärrvärmenätet för tillfället kräver. Dessutom har bergrummet kopplats in så det normalt leds in kallt vatten vid laddningen nedströms rökgaskondenseringen. I annat fall hade den högre returledningstemperaturen som förväntas vid laddning resulterat i ett kraftigt försämrat utbyte från rökgaskondenseringen. Det finns också direktkopplingar mot fjärrvärmesystemet där också Block 7 kan både ladda och distribuera värme från berget i händelse av störningar.



Figur 38 Principschema över bergrummens inkoppling mot fjärrvärmesystemet.

## 5.5 BERGET

### 5.5.1 Berggrund

Berggrunden utgörs av en grå granit som genomkorsas av upp till flera meter brant stupande pegmatitgångar<sup>44</sup>. Vid utsprängning av Mälarenergis anläggning konstaterades att bergkvaliteten var övervägande bra.

Jordprofilen ovanför bergrummen består, enligt SGUs jordartskarta, generellt av morän i den norra delen, medan området närmast Mälaren är utfyllt med fyllning ovanpå postglacial finlera. Jorddjupet uppgår enligt SGUs uppgifter till omkring 3-10 m. Leran fungerar som ett tätt eller nästan tätt lager och försvårar grundvattenbildning i berg på den aktuella platsen.

Innan lagret togs i drift som uppvärmt oljelager höll berget ca 10 °C. För att oljan inte skulle bli för trögflytande under lagringen togs den ut, värmdes på och pumpades tillbaka för att möjliggöra uttag av olja ur lagret. Lagret har således redan varit i drift vid relativt hög temperatur (ca 60-70 °C).

Nu kommer lagret innehålla hetvatten, som mest 95 °C, tidvis helt fulladdat med kanske 80-85°C ända nere i botten. Detta är dock vid kortvariga driftfall. I genomsnittlig drift kommer dock temperaturen endast vara så hög högst upp medan temperaturen mot opåverkat berg i lagrets botten inte bedöms bli högre än 25-35°C. Den situationen är mer lik vad som kortvarigt kunde komma i fråga när lagret används som oljelager.

<sup>44</sup> Ramböll, 2010b. Inlagring i bergrum; Grundvattenmodell. Granskningshandling 2010-02-25 (på uppdrag av Mälarenergi)

## 5.6 VATTEN

### 5.6.1 Grundvattenförhållanden

#### *Generella förutsättningar för oljelager*

Vanliga förutsättningar för byggnation av oljelager i oinklädda bergrum var att berggrunden bestod av kristallint berg t.ex. granit, samt att takhöjd för lagringsutrymmen var minst 5 m under den naturliga grundvattennivån i berget. Bergrummen i Västerås verkar även ha uppförts på detta vis.

Mängd inläckande vatten till bergrummen är beroende av sprickornas genomsläpplighet som ofta minskar (mindre genomsläppligt) med djupet. Genomsläppligheten kan även vid denna typ av anläggning vara påverkad av tätningsåtgärder, Detta har dock inte behövts för Mälarenergis bergrum.

Beskrivningen nedan av hur grundvattenförutsättningarna varierat, utifrån hur bergrumslagren brukats, i har huvudsakligen hämtats från det samrådsunderlag som togs fram inför tillståndsansökan för bergrummet<sup>45</sup>.

#### *Grundvattensituationen före 1970*

Eftersom berget överlagras av ett jordlager är det troligt att berggrunden är mättad (alla sprickor är fyllda med grundvatten) och står i kontakt med den överliggande moränen. Då moränen i sin tur delvis överlagras av lera kan slutna förhållanden uppstå. Den naturliga grundvattennivån bedöms ligga över bergöverytan och bestämmas av grundvattennivån i moränen.

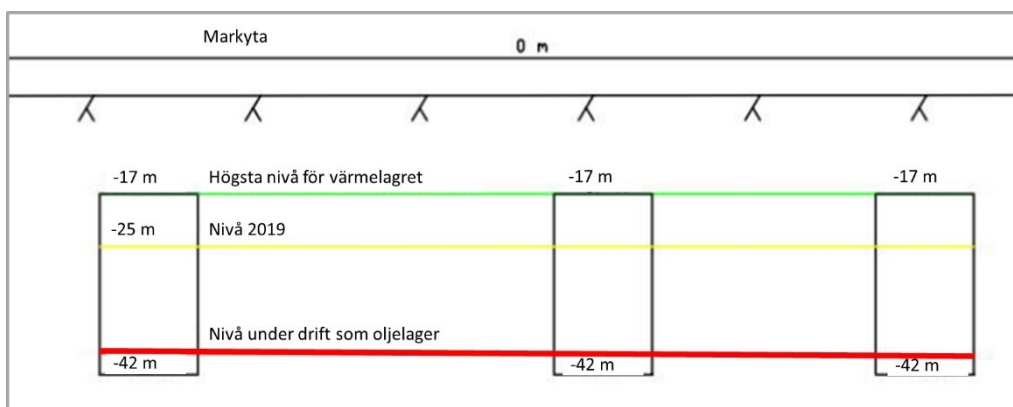
#### *Grundvattensituation under drift som oljelager, 1970-1985*

Lagring av olja skedde på fast vattenbädd i oinklädda bergrum vilket innebar att bäddvattnets nivå hölls strax ovan botten av bergrummet (-42 m). Nivå på eldningsoljan varierade beroende på lagrad mängd.

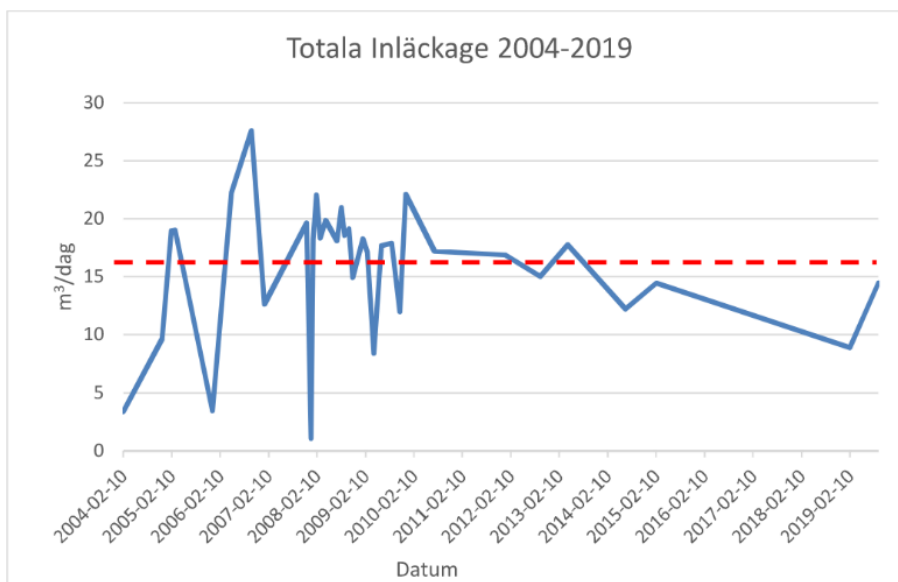
#### *Grundvattensituation efter oljelagerdrift, 1985-2019*

Vattennivåer i bergrummen har kontrollerats en gång per månad sedan 1985; från 2004 har dessa värden även skrivits upp. Sedan 1985 har vattennivåer i bergrummen långsamt ökat i samtliga bergrum. 2019, strax innan konvertering av bergrummen påbörjades, låg nivåerna på ca -25 m (Figur 39). Med hjälp av grundvattennivåmätningarna har en uppskattning av mängd inläckande grundvatten gjorts. Totalt för alla tre bergrum uppskattas medelflödet till 16 m<sup>3</sup>/dag (Figur 40).

<sup>45</sup> Moa Nicolaisen et al, Samrådsunderlag Tillståndsansökan bergrum Västerås, Tyréns på uppdrag av Mälarenergi, 2020



Figur 39 Skiss på vattennivåer i bergrummen under oljelagerdrift, innan start av konvertering respektive högsta möjliga nivå (takhöjd).<sup>46</sup>



Figur 40 Summerat dygnsvis inläckage för samtliga bergrum mellan 2004-2019. Streckad röd linje visar beräknat totalmedelvärde; ca 16 m<sup>3</sup>/dag. Inläckaget är framräknat utifrån pejling av nivåer i bergrummet och pumpning har skett från bergrummet och även mellan bergrummen. Beräkningar och slutsatserna avseende inläckage innehåller en viss osäkerhet.<sup>47</sup>

Inläckande grundvatten pumpades bort från bergrummen för att hålla grundvattennivån under takhöjden. Överskottsvattnet pumpades, vid manuell start av pumpar, till en oljeavskiljare där vattnet genom självtryck rann ner till en läckvattensjö. Från nedre delen av läckvattensjön pumpades vattnet ut till Mälaren via stadens dagvattennät. Både läckvattensjön och oljeavskiljare var placerade under markytan i berget.

### 5.6.2 Vatten i lagret

Tack vare att lagret är beläget under grundvattennivå kommer det vid drift få ett överskott på lagervatten. För att hålla konstant vattenmängd kommer vatten pumpas ut via oljeavskiljare till Mälaren. Normal expansionsvolym hos lagervattnet hanteras genom att nivån tillåts variera.

<sup>46</sup> Nicolaisen et al, 2020

<sup>47</sup> Nicolaisen et al, 2020

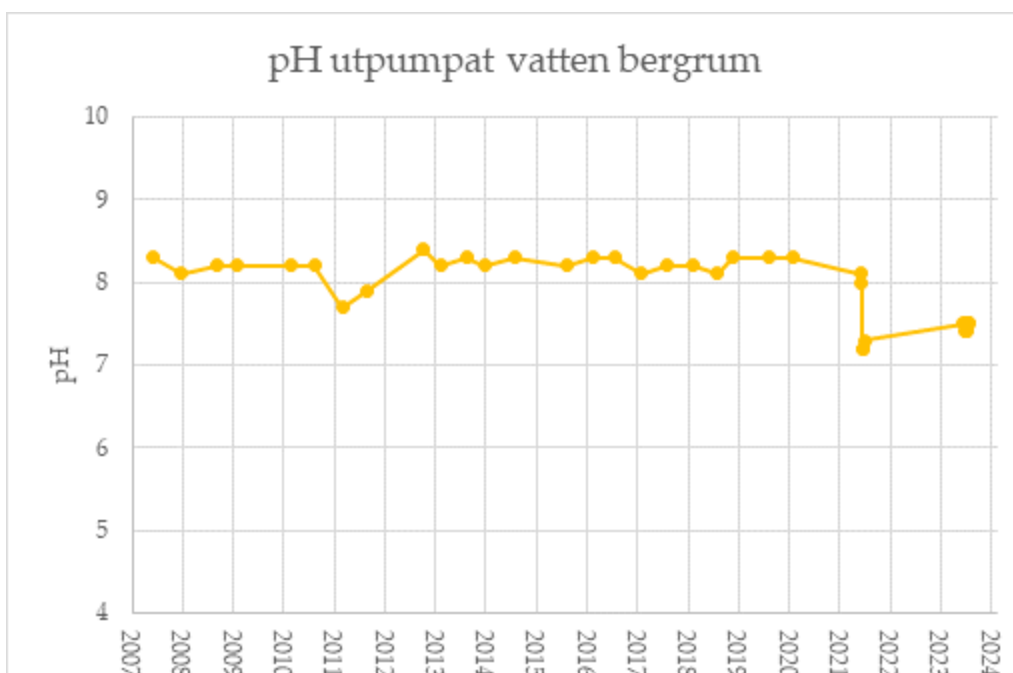
Det lakvatten som släpps ut till i Mälaren renas i ett oljefilter samt provtas för bl.a. pH, suspenderat material, TOC och metaller. Detta förfarande gällde även innan projektet med bergumskonverteringen påbörjades. I samband med konverteringen har man kompletterat befintlig oljeavskiljare med ytterligare en oljeavskiljare. Förutom inläckande vatten till bergummen pumpas nu även vatten som läcker in i servicetunnlar och gångar bort. Det kommer inte längre finnas någon läckvattensjö, men i övrigt kommer pumpning och bortledning av grundvatten ske på samma sätt som idag.

## 5.7 VATTENPROVER

Förutom de löpande vattenprover som tas på utpumpat vatten (se avsnitt ovan) togs vattenprover i varje bergum.

### 5.7.1 pH

pH-halten på utpumpat vatten från bergum, nedfartsort och servicetunnlar har mätts sedan 2007, se Figur 41. Vatten från bergummen utgör endast en mindre del av den totala mängden (för pH i endast bergummen, se Tabell 4. Under 2021 tömdes den läckvattensjö som bildats utanför betongförseglingen (se avsnitt 6.2.1). Någon djupare analys om det finns någon korrelation mellan tömning av läckvattensjön och det sänkta pH-värde som från 2021 uppmätts i vattenproverna har inte gjorts.



Figur 41 Uppmätta värden på pH-värde i utpumpat vatten från bergummen.

### 5.7.2 Hårdhet i vattnet

Vattenprov från alla tre bergum togs 1 november 2022. Delar av resultatet från vattenproverna presenteras i Tabell 4. Vattenkvaliteten vara ganska lika i C101 och C102 medan C103, som ligger en lite bit bort exempelvis hade lägre halter av klorid, sulfat, kalcium och natrium än de andra bergummen. Vattnet i C101 och C102 är mycket

hårt (35 resp. 33 °dH) medan vatten i C103 också är hårt, men det är stor skillnad från de två andra berggrummen. Vattenbehandlingen är dock lika för alla bergrum.

Tabell 4 Analyser utförda från grundvattenprover tagna i de tre berggrummen i november 2022.

Ämne	Bet.	Enhet	C101	C102	C103
Fluorid	F	mg/l	0.70	0.72	0.80
Klorid	Cl	mg/l	780	650	160
Sulfat	SO4	mg/l	150	110	21
Aluminium	Al	mg/l	0,03	<0.03	0.03
Järn	Fe	mg/l	0,05	<0.05	0.48
Kalcium	Ca	mg/l	210	190	79
Kalium	K	mg/l	9,6	12	5.1
Koppar	Cu	mg/l	< 0.02	<0.02	<0.02
Magnesium	Mg	mg/l	24	27	11
Mangan	Mn	mg/l	0,15	0.03	0.30
Natrium	Na	mg/l	380	310	120
Alkalinitet	HCO3	mg/l	200	240	300
Hårdhet ber.		°dH	35	33	14
pH vid 20°C	pH		8.1	8.1	7.4

## 5.8 ÅNGA OCH GASER

Volymen ovanför vattenytan kommer i huvudsak bestå av en blandning av luft och ånga, men det kommer uppstå en icke obetydlig halt av kolväten, särskilt i det initiala skedet av driften. I samband med laddning och urladdning sker luftning mot atmosfär via en andningsledning. För att undvika att onödigt mycket ånga drivs av från ytan finns vattenlås. Vattenlåsen är försedda med förbigångar där ett visst avdragsflöde tillåts för att säkra att koncentrationen av kolväten inte blir alltför hög. Då luftvattenblandningen kommer vara relativt varm beräknas det naturliga draget vara tillräckligt för att hålla ett svagt undertryck i berggrummets icke vattenfyllda volym och på så vis säkra att inte ånga och gaser läcker från lagervolymen till serviceutrymmen via sprickor och genomföringar. Genomföringar har utförts omsorgsfullt främst i syfte att minimera läckage av ånga.

Initialt hade man problem med andningsledningen; kolfiltret klarade inte att rena utluften tillräckligt. Man fick då förstärka systemet med ett ventilationsrör i dimensionen DN300. För luftflödet användes även en fläkt som tryckte ned luft -den har man ersatt med en sugande fläkt istället, så man forcerar luften bättre.

Som kuriosa kan nämnas att man även hade problem med övertryck i berget till en början. Orsaken visade sig vara ett plastlock som satt i vägen...

## 6 Utförande av konverteringen

Det har gjort det mycket enklare med installationsarbeten att man har kunnat komma in i bergrummen och kunna göra en riktig sanering på det viset istället för att gå in med installationerna från cisterntoppen

### 6.1 FÖRSTUDIE

Förstudiens budget var 2 MSEK. I studien ingick litteraturstudier och studiebesök, bland annat i Hudiksvall för att se hur man där hade valt att sanera oljan i bergrummen.

Ett företag som specialiserat sig på bergrumssanering anlätades för att ta prover genom cisterntoppen på oljan och vattnet i bergrummet, som sedan skickades för analys. Denna provtagning indikerade även att oljeskiktet vid provtagningsstället var ca 1-2 decimeter tjockt.

Inom ramen för förstudien ingick även en värmeförlustberäkning med FEM; finita elementmetoden. Delar av resultatet från de beräkningarna presenteras i avsnitt 4.4.

Inom den begränsade ramen för förundersökningen fanns inte utrymme för att öppna upp betongförseglingen och komma in i bergrummet, utan enda åtkomsten var genom cisterntoppen. Med facit i hand hade en mer grundlig förundersökning varit värdefull för att bättre kunna förbereda genomförandet. Dock hade man god nytta av den information som kunde ges från de prover som togs och andra lärdomar som gjordes.

### 6.2 FÖRARBETEN

En utmaning i arbetet var att det inte fanns några tillförlitliga relationshandlingar på bergrummen; det som fanns var bygghandlingar inför utförandet som reviderats något efter avslutad entreprenad.

#### 6.2.1 Läckvattensjö i nedfartstunneln

Innan man kunde komma fram till betongpluggarna som förseglade bergrummen blev man tvungen att tömma läckvattensjön (Figur 42, bild 1). Man blev även tvungen att säkra tunnlarna, d.v.s. ta bort lösa stenar i taket med hjälp av en typ av högtryckspruta/tvätt och därefter fixera taket med betong (Figur 42, bild 2 och 3). De arbeten som krävdes för att kunna börja borra upp betong pluggarna kostade ungefär 500 000 kr.





Figur 42 Förarbeten i nedfartstunnel till bergrum 102 och 103. 1: Läckvattensjö före pumpning, 2: Högtryckstvätt för att få loss lösa stenar i bergväggar och tak 3: Tunneltaket fixerat med sprutbetong

### 6.2.2 Borra upp betongpluggar

När man väl kunde börja ta håll i betongen, visade det sig att betongpluggarna var betydligt tjockare än man räknat med. Istället för en tjocklek på ca en meter visade sig förseglingen vara dubbelt så tjock; ca 2 m. Detta gjorde att tidsåtgång och kostnad blev högre än beräknat.

Första steget blev att borra igenom betongen på flera ställen (Figur 43, bild 1). Därefter kunde betongen sågas upp och avlägsnas block för block (Figur 43, bild 2). Den färdiga öppningen visas i Figur 43, bild 3.



Figur 43 Håltagning av betongförsegling. 1: Borrning genom 2 m betong, 2: Betongblock sågades ut ur pluggarna 3: Färdig öppning.

### 6.2.3 Säkring av arbetsmiljö

När betongpluggarna avlägsnats började man med att säkra arbetsmiljön i den del av berggrummen där arbete skulle ske; även här var man tvungen att se till att lösa stenar var borta och dessutom ordna med ventilation för luften.

Man använde sig initialt av befintlig elkraft ned i ett till berggrummen; och sedan kunde man successivt flytta över elanslutningar från den ursprungliga kraftmatningen till det nya ställverk som installerades där, vilket krävde en del planering. eftersom det är begränsat med utrymme i berggrummen så var man tvungen att planera arbetet noga. Man valde att jobba med färre män fast under längre tid, Det var även nödvändigt att även planera arbetet efter i vilken ordning olika moment skulle utföras eftersom det inte gick att jobba parallellt med flera olika arbeten.

## 6.3 SANERING AV OLJA

En av de större tillstötande utmaningarna var att man hittade mer olja i berggrummen än förväntat. I förstudien till projektet beräknades mängden kvarvarande olja i berggrummen uppgå till ca 400 m<sup>3</sup>. Under saneringsarbetena upptäcktes dock att

mängden olja var betydligt större än man först trott, framförallt i bergrum 103. Förmodligen beror detta på att man vid sluttömningen först tömde respektive bergrum på användbar olja, med tillräcklig kvalitet för att använda i oljehandel. Sedan, istället för att ta upp och sanera den resterande oljan direkt olja, pumpade man ner den i bergrum 103. Detta innebar att bergrum 101 och bergrum 102 inte hade påfallande mycket olja i sig (ca 1-2 dm tjockt lager) medan det bortersta skeppet (103) hade ca 1 m tjockt lager olja.

### 6.3.1 Hantering av olja i lagret

Till skillnad från Värmevärden Hudiksvall (se avsnitt 2.2.1), som valde att tömma bergrummen på vatten och göra en mer grundlig sanering, behöll Mälarenergi vattnet i bergrummen och sanerade med hjälp av en oljeskimmer. Metoden med skimning innebär att en fjärrstyrd oljeskimmer (Figur 44) samlar upp oljan på bäddvattenytan och pumpar upp den.

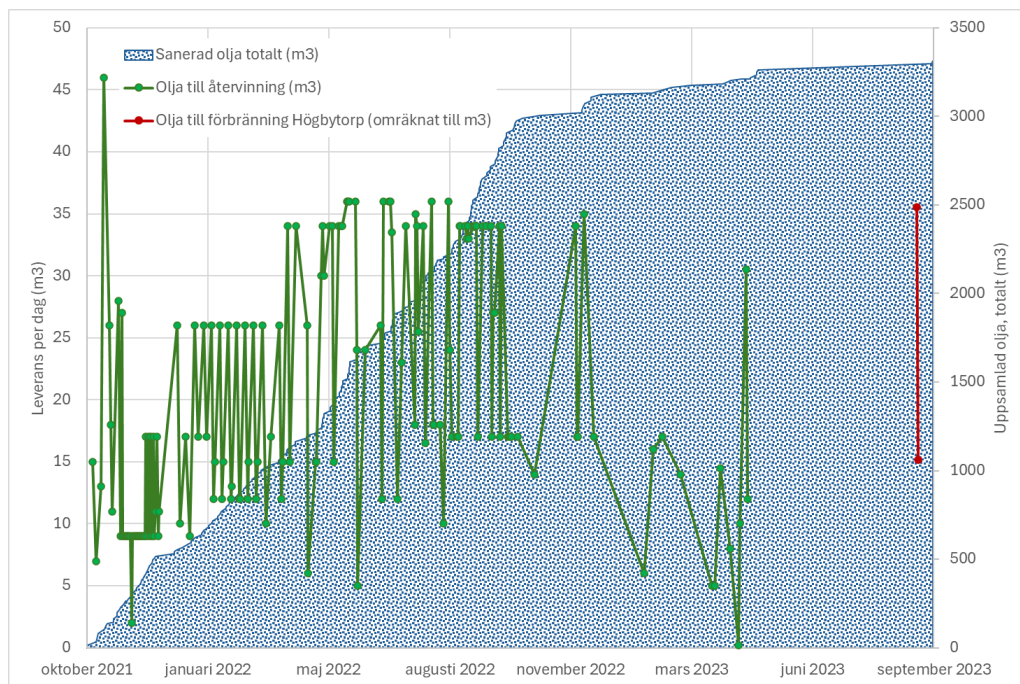
Istället för att köra den uppsamlade oljan till avfallshantering, vilket man hade behövt göra med oljan om man först hade tömt cisternerna, kunde man lämna oljan till oljeåtervinning vilket gjorde att kostnaderna för sanering hölls nere. Den uppsamlade oljan fylldes i tankar (2 st. à 25 m<sup>3</sup>), för att sedan köras med tankbilar till oljeåtervinning. Man fick betala för att separera vatten från oljan men fick därefter betalt för den bearbetade oljan. Nettokostnaden blev ca 1,5 MSEK för de 3300 m<sup>3</sup> olja som gick att återvinna. De sista kubikmetrarna olja gick inte att återvinna utan fördes till förbränning på Högbytorps kraftvärmeverk.

Sanering av oljan påbörjades i oktober 2021 och pågick i närmare två år; betydligt längre än planerat. Det krävdes en relativt hög arbetsinsats för att sanera oljan från bergrummen. 3-4 man var på plats och jobbade första året 10 h per dag måndag-torsdag med lediga fredagar. De sista veckorna innan installationerna skulle påbörjas forcerades tiden genom att man lade till nattpass.

En sammanställning över den uppsamlade oljan visas i Figur 45. Volymerna redovisade i diagrammet avser den uppsamlade oljan, som hade en vattenhalt på ca 54% som medel. Av den totala mängden sanerad olja (3313 m<sup>3</sup>) var det endast 48 ton (ca 50 m<sup>3</sup>) som man var tvungen att behandla som förorenat avfall.



Figur 44 Oljeskimmer som samlar upp och pumpar ut olja från vattenytan i ett av bergrummen. Foto: Mälarenergi.



Figur 45 Sanerad volym olja från bergrummen.

### 6.3.2 Hantering av kvarvarande oljerester

Under förarbetena kunde man konstatera att den kvarlämnade oljan i bergrummen även förekom som en asfaltliknande fraktion i cisternbotten samt som flytande oljeklimpar i vattenvolymen. Oljeskimmern kunde endast ta upp olja från vattenytan i bergrummen. I takt med att vattnet i bergrummen värms upp räknar man med att de flytande oljeklimparna och en del av bottenoljan kommer flyta till ytan. Man har därför installerat en oljeskimmer i cisterntoppen (Figur 46) som under den första tiden lagret är i drift kontinuerligt kommer pumpa upp oljerester från ytvattnet.

För att få bort de oljerester som lagt sig i botten av pumpgropen valde man att, vid första uppvärmningen av lagret, låta laddningen inledas med att, istället för att mata in varmt vatten i toppen av cisternen, fylla i botten ("baklängesladdning"), se även avsnitt 6.6.



Figur 46 Oljeskimmerinstallation i cisterntopp. Foto: Mälarenergi.

## 6.4 INSTALLATIONSARBETEN I BERGRUMMEN

Installationsarbeten som utfördes inne i själva bergrummen var huvudsakligen rörinstallationer och instrumentering. Alla andra installationer befinner sig utanför

bergrummet. Att man har kunnat komma in i bergrummen och på det viset kunna göra en riktig sanering har även gjort det mycket enklare med installationsarbeten inne i bergrummet, jämfört med att gå in med installationerna från cisterntoppen.

#### 6.4.1 Rörinstallationer

All rördragning är i rostfritt utförande, se även avsnitt 5.4. I själva bergrummet finns bara själva rören och diffusorerna; pumpar och värmeväxlare är placerade i ett torrt utrymme utanför bergrummen (men i samma nivå), se även avsnitt 5.3.

#### 6.4.2 Instrumentering

De temperaturgivare Mälarenergi använder i driftinstrumenteringen är av samma typ PT100-givare som även används inom ramen för detta uppföljningsprojekt. Temperaturgivarna köptes i färdiga koppel. Utöver temperaturmätningen har man även tryckmätning i botten på varje cistern för volymmätning samt nivåmätare för max- och minnivå. All instrumentering i bergrummen har förts in genom cisterntoppen (se Figur 65). Av arbetsmiljöskäl har man säkerställt att cisterntoppen är tät, för att förhindra att ånga som uppstår av det 95-gradiga vattnet tar sig upp och gör miljön för varm och fuktig.

#### 6.4.3 Arbetsmiljö

En viktig aspekt för arbetsmiljön var att inte vistas för många i bergrummen samtidigt för att undvika olyckor. Detta krävde en plan för i vilken ordning olika arbetsmoment skulle utföras eftersom det inte gick att utföra arbeten parallellt. Dagliga genomgångar med entreprenörerna har hållits där aktuella arbetsmoment och risker tagits upp.

Alla områden där människor skulle vistas och arbeta säkrades för att se till att inte lösa stenar från tak och väggar skulle ramla ner. Till skillnad från bergrummen i Hudiksvall har man dock inte säkrat hela bergrummen, så åtkomst till ej säkrade delar av bergrummen har ej tillåtits. Ett undantag gjordes för installation av temperaturgivarna i denna studie, dock omgärdades arbetet av extra skyddsåtgärder, se avsnitt **Fel! Hit-tar inte referenskölla.**

God ventilation har säkerställts i alla utrymmen. Från toppen av cisternen går en avluftning för att leda ut dålig luft och genom en kanal tas kall friskluft in utifrån gången. Principen är att nyttja den skorstenseffekt som uppnås i ventilationsröret. Vid behov av forcerat flöde installerades även en fläkt.

Inga större incidenter eller tillbud har påträffats under sanerings- eller installationsarbetena. Projektet har haft ett dedikerat skyddsombud och regelbundna skyddsronder har genomförts.

Välmarkerade utrymningsvägar har varit anordnade och skyddsronder har genomförts regelbundet.

#### 6.4.4 Vattenbehandling

Erfarenheter från andra berggrum, bland annat i Oxelösund, har visat att omgivande berg kommer öka vattnets hårdhet över tid. Ett alternativ som Mälarenergi utredde var därför att använda avhärtningsfilter, vilket har använts i andra berggrumsvärmelager. Problemet med den metoden är att de oljerester är kvar i vattnet förstör avhärtningsfiltrets membran (detta visade sig t.ex. i värmelagret i Oxelösund), vilket skulle innebära täta byten av filtermassa. Dessutom befarade man att det avhärtningsvattnet skulle ta upp alkaliska ämnen från berget och på så vis återfå hårdheten. Detta skulle kräva en kontinuerlig avhärtning av vattnet och bli väldigt kostsamt, totalt sett.

För att hantera hårdhet i vattnet har man istället valt att tillsätta en antiscalant som ska förhindra bildandet av kalkavlagringar från hårdhetsbildande salter. Valet föll på ett medel med relativt låg miljöpåverkan; Ferrofos, med fosforsyror och organiska polymerer som aktiva komponenter. Det tar inte bort vattnets hårdhet utan blockerar kristalltillväxt (inkrusterbildning) i rörsystem och värmeväxlare. Länsstyrelsen, som är tillsynsmyndighet för lagret, har godkänt användningen av det valda medlet.

Mälarenergi bedömer att tillsättandet av Ferrofos är tillräckligt till vattnet i berggrummen för att nå önskad vattenkvalitet. Några ytterligare kemikalietillsatser ska inte behöva tillsättas vattnet. Viss påfyllning av antiscalant kommer dock krävas. En del av kemikalien omvandlas då det reagerar med kalk i vattnet. Koncentrationen av antiscalant i vattnet kommer dessutom spädas av inläckage till berggrummen. Mälarenergi kommer därför regelbundet kontrollera halten antiscalant i berggrumsvattnet och dosera när den understiger önskad koncentration.

#### 6.5 FYLLNING AV LAGRET

Lagervattnet utgjordes innan driftsättning av grundvatten som läckt in mellan 1985 och idag (se 5.6.1 Grundvattenförhållanden). Eftersom berggrummen aldrig tömdes helt fyllde vattnet ca 2/3 av totala cisternvolymen. Resterande 1/3 som krävdes fylldes först med avhärdat stadsvatten och sedan, närmare driftsättning, med fjärrvärmevatten. Syftet med att fylla avhärdat vatten är att inte tillföra mer hårdhetsbildande salter än vad som redan finns. Man valde medvetet bort alternativet med avsaltat vatten. Tanken bakom beslutet var att minimera urlakning från berget genom att inte tillföra ett helt rent vatten.

Fyllning av berggrum C102 påbörjades den 21 maj 2024.

#### 6.6 LADDNING

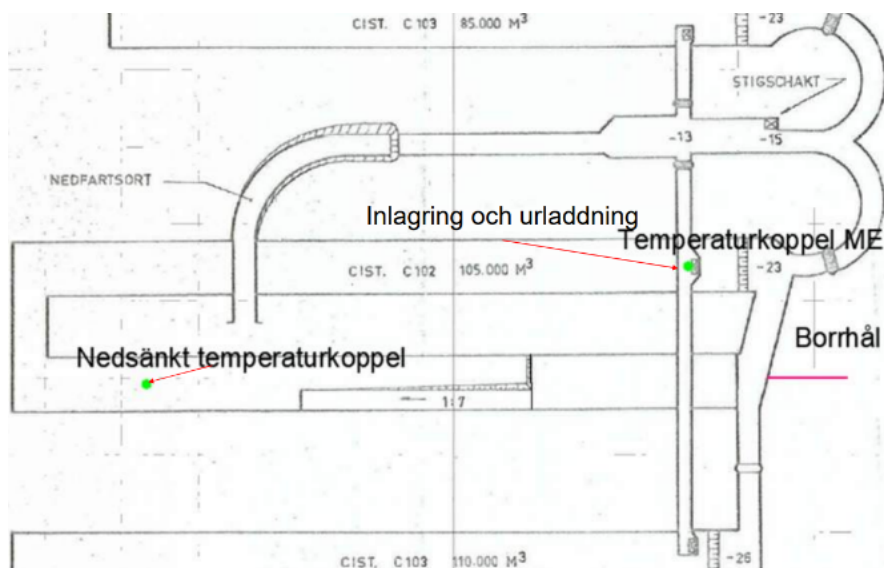
Under juni påbörjades laddning av berggrum C103, sedan fortsatte man med C102 och i augusti startade laddning av C102, se även avsnitt 9.1). Gemensamt för alla tre berggrum var att laddningen inleddes med att föra in det varma vatten i botten av berggrummet, istället för i toppen av cisternen ("baklängesladdning"). Anledningen till detta var att det fanns kvar en del olja i botten av pumpgruppen som man ville värma upp så att det kunde flyta upp till ytan.

## 7 Temperaturloggning

För att få en mer utförlig utvärdering av värmelagrets termiska prestanda installeras, inom ramen för detta projekt, kompletterande temperaturmätning. Installation av dessa instrument var bara möjlig att utföra innan bergrummet togs i drift (vattenfylldes). Till skillnad mot Mälarenergis egen driftinstrumentering kommer de instrument som installeras för uppföljning, inom ramen för denna studie, inte gå att underhålla eftersom de är placerade i själva bergrummet, utan åtkomst från servicetunnlar. De kan dock förväntas fungera under många år efter projektets genomförande och Mälarenergi kommer fortsätta logga data, vilka kommer finnas tillgängliga för framtida studier.

En plan för hur prestanda kan utvärderas arbetades fram. Där omfattades mätning av temperaturnivåer både i vattenvolymen och på olika djup i berget, se Figur 47. I vattenvolymen installerades ytterligare ett mätkoppel som mäter temperatur på olika nivåer i lagret, utöver det som installeras för driftövervakning. Placeringen av detta mätkoppel utförs med målet att komma så långt som möjligt från den position som diffusorerna är placerade för att på så vis kunna studera eventuella nivåskillnader i språngskiktet.

För att mäta värmepåverkan i berget monterades temperaturgivare i borrhål utgåendes från vattenvolymen. Med dessa givare kommer den transienta värmepåverkan på olika djup i berget kunna studeras.



Figur 47 Översikt av planerad placering av temperaturgivare i bergrummet.

### 7.1 UTFORMNING AV INSTRUMENTERING

Instrumenteringen som nyttjades för mätning var av typen PT100 med 4-trådig anslutning (Figur 48), kopplingsklass IP68. Till fördelarna hör att det är en välutvecklad standardgivare med hög lämplighet för applikationen och den har god mätnoggrannhet och stabilitet. Ett tungt vägande skäl för vald teknik var att samma



temperaturgivartyp används i Mälarenergis driftdatasystem och instrumenteringen därmed på ett enkelt sätt skulle kunna införlivas i det övergripande mätdatasystemet.

Givarna beställdes med PVC-kablage i önskad kabellängd från leverantör för att minimera felkällor, Figur 49.



Figur 48 PT100-givare av den typ som användes i mätinstallationerna.



Figur 49 Givarkoppel till temperaturmätning i bergumslagret.

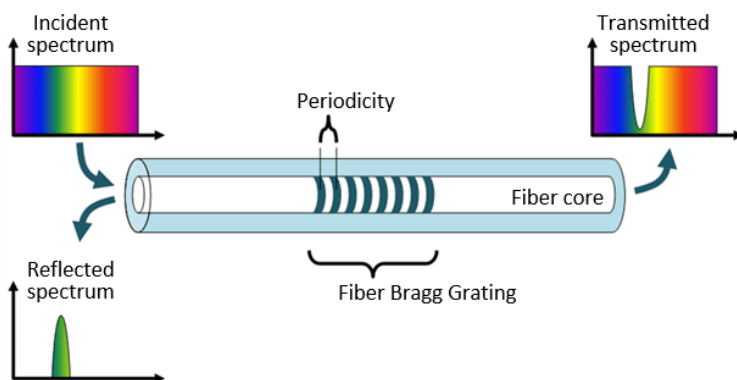
### 7.1.1 Utvärdering av fiberoptiska sensorer lämpliga för temperaturmätning

Efter önskemål av projektets referensgrupp undersöktes även en alternativ instrumentering: fiberoptiska sensorer. Många av de applikationer där fiberoptik används är betydligt mer krävande än vad de används till i denna studie. En fiberoptisk sensor kan användas där konventionell mätteknik inte fungerar. Fibern är okänslig för elektromagnetiska fält, kan integreras inuti andra material och komponenter, kan mäta extremt noggrant och kan läsas av från stora avstånd. Tillämpningar finns t.ex. i explosiva miljöer, system där man behöver mäta på många punkter, eller där det är viktigt att sensorn har liten volym eller massa. Fiberoptiska sensorer har större potential för mer avancerad mätning och kan täcka större ytor och/eller sträckor.

Eftersom det kan vara av intresse för andra, liknande applikationer, presenterar vi dock två tekniker som är väl etablerade på marknaden, välbeprövade och robusta.

#### Fiber Bragg gitter (FBG)

Ett FBG är en periodisk modulering av fiberkärnans brytningsindex, ofta visualiserat som ett streckkodslignande mönster (Figur 50). Det periodiska mönstret i fibern reflekterar en specifik ljusvåglängd beroende på gittrets periodicitet. Förutom temperatur kan FBG användas för att mäta t.ex. tryck och töjning och används ofta i tuffa miljöer där konventionella (elektriska) sensorer går sönder.

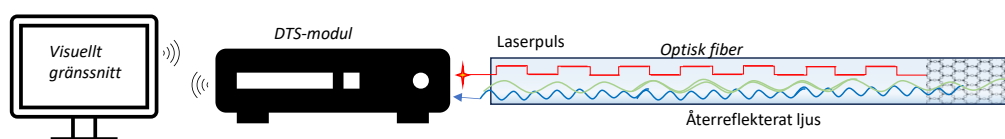


Figur 50 Principbild Fiber Bragg gitter<sup>48</sup>.

#### Distribuerad temperaturoäkänning (DTS)

Distribuerade Temperatursensorer (DTS) använder fiberoptiska sensorkablar, vanligtvis över längder på flera kilometer, som fungerar som linjära temperatursensorer. Resultatet är en kontinuerlig temperaturprofil längs sensorkabelns hela längd.

I DTS skickas en **optisk laserpuls** genom fibern som resulterar i att visst spritt ljus reflekteras tillbaka till den sändande änden, där informationen analyseras. Läget för temperaturavläsningen bestäms genom att mäta tid för den återvändande ljuspulsen, liknande ett radareko. Se även Figur 51.



Figur 51 Principbild över fibersensorkabel, DTS-modul och visuellt gränssnitt.

Själva fibern är i sig inte jättedyr; uppskattningsvis ca 50 kr/m<sup>49</sup>. Själva installationen kan dock kosta lite mer (här fick vi dock ingen prisuppgift). För att samla in mätvärdena krävs en DTS-plattform, som ligger i pris mellan 60-1000 kSEK. Ett rimligt antagande för denna applikation skulle vara ca 150 kSEK.

<sup>48</sup> <https://hittech.com/nl/portfolio-posts/noria-the-fiber-bragg-grating-manufacturing-solution/> [hämtad 2024-09-24]

<sup>49</sup> Åsa Claesson, Senior Scientist Business Development, Magnus Lindblom Research Scientist, RISE. Personlig kontakt, 2022.

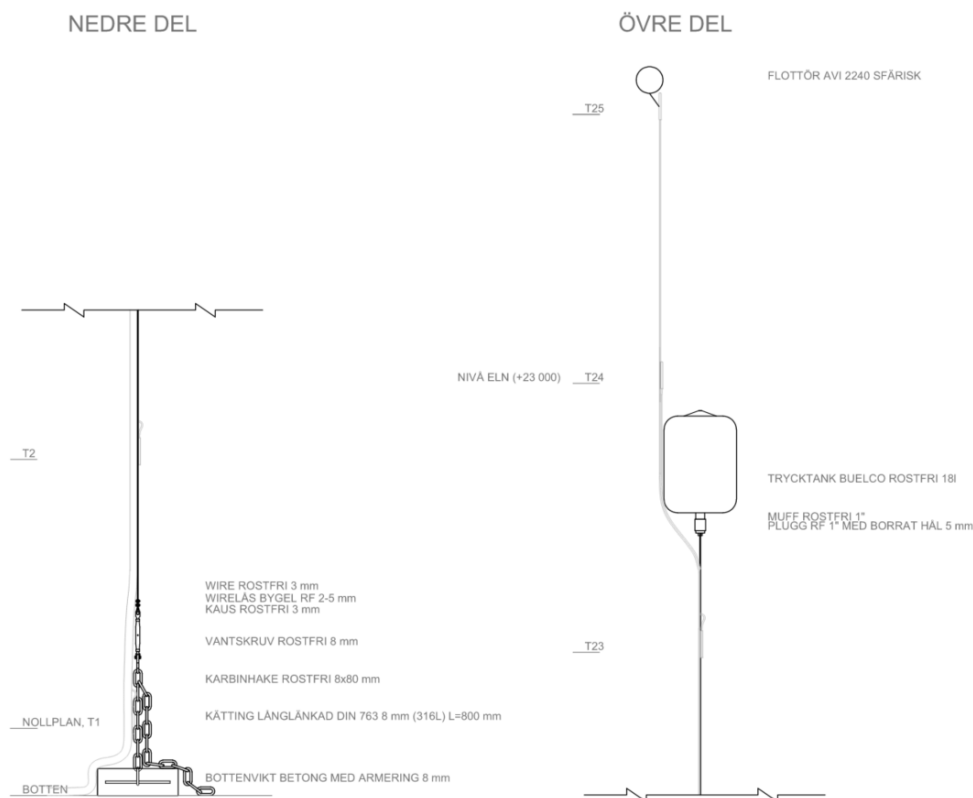
### Val av PT100-givare över fiberoptiska givare

En avgörande faktor för valet av PT100-givare för temperaturmätningen var att projektbudgeten hölls nere tack vare att temperaturgivarna smidigt kunde ingå i Mälarenergis mätdatasystem. Vi såg inte att fiberoptiska givare, i denna studie, skulle kunna tillföra något avsevärt större mervärde. Rekommendationen från våra kontakter på Rise är också att vi för denna applikation lämpligen använder den teknik vi planerat för och redan har en plan för mätinsamling till.

## 7.2 MÄTKOPPEL I VATTEN

### 7.2.1 Planering

Inför installation av givarkopplet i vattnet gjordes noggranna förberedelser. Kablagets vikt och flytkraft beräknades för att få rätt vikt på sänke och flytbojar. En ritning och plan för utförande togs fram, se Figur 52.



Figur 52 Översiktlig ritning över vattnets mätkoppel.

Mätkoppellets längd på drygt 200 m förberedes innan installationstillfället genom montering av samtliga givare med kablage längs en rostfri stålwire (Figur 53). Kopplet fästes med rostfria buntband och plastbuntband. Mät delen av kopplet (ca 25 m) utgörs av PT100-givare placerade varje meter. Sänket utgjordes av betong. För att hålla upp givarkopplet monterades ett flöte av rostfritt expansionskärl på 24 liter samt mindre hjälpflöten. Hela kablagen rullades upp på kabeltrummor för att underlätta installationen i vattnet (Figur 54).



Figur 53 Givarkablage kopplat till stålwire.



Figur 54 Mätkoppel upprullat på kabeltrummor för installation i bergrumscisternen.

### 7.2.2 Förberedande arbeten inför installation

Den del av bergrummet som mätkoppelt i vattnet installerades utgörs av oskrotat berg; det fanns alltså risk för nedfallande lösa stenar, vilket medförde att särskild hänsyn till arbetsmiljö och säkerhet tvingades tas. Av den anledningen beslutades att genomföra installationen med dykare. Som extra skyddsåtgärd användes en flotte som förseddes med tak (Figur 55). Flotten fick bära kabeltrumman med en del av givarkoppelt och om dykare skulle behöva genomföra ett dyk kunde flotten agera som skydd.



Figur 55 Flotte med dykare och platsbyggt tak för skydd mot ev. lösa stenar.

Första momentet under installationsdagen av mätkopplet var att rådande vattennivå pejlades. Detta genomfördes genom att loda avståndet från överkant på genomföringsstuts (i cisterntopp/servicerum) till vattenytan. På så vis kunde vätskenivå för berggrummets (och driftinstrumenteringens) nollplan beräknas. Mälarenergis understa temperaturgivare i bergrummet är placerad på nollplanet. Planen var därför att nedersta temperaturgivaren i uppföljningsmätningen skulle placeras på samma nivå. Avståndet mellan genomföringsstutsen och vattenytan lodades till 12,33 meter, vilket teoretiskt motsvarar djupet 17,14 meter från vattenytan till nollpunkten.

Installatörerna åkte ut med flotten i bergrummet för att kartlägga berggrummets djup och utformning, speciellt avseende den befintliga rampen. Detta gjordes genom att loda avståndet mellan vattenytan och berggrummets botten utefter berggrummets kropp. Målet var att finna området där cirka 17,14 meters djup uppmättes över berggrumskroppen hela bredd och därmed indikera att man kommit förbi rampen och nått cisternens fulla djup. Det önskade djupet hittades uppskattningsvis 140 m in i bergskroppen. Under lodningen noterades att berggrumbotten är tämligen ojämn då uppmätt djup varierade med uppemot 40 dm.

Eftersom installationen utfördes med hjälp av dykare innebar dykslangens längd (ca 100 m) en praktisk begränsning av hur långt in i bergrummet mätkopplet kunde föras. Andra faktorer som påverkade slangens räckvidd var djupet från ytan ned till botten samt hur nära kanten man kunde ställa släpkärran med slangen. Det beslöts därför att installationen skulle ske cirka 95 meter in.

En kabeltrumma, vilket merparten av mätkopplets kablage var upprullat på, placerades på land, se Figur 56. En mindre kabeltrumma med mätkopplet (kablage och temperaturgivare) togs med på flotten för att förenkla hanteringen.



Figur 56 Kabeltrumma med kablage på land.

### 7.2.3 Installationen av mätkopplet

Planen för installationen av temperaturgivarna var att placera dem så långt in i skepp B som möjligt, dels för att säkerställa att mätkopplet hamnade på rätt djup, utan störning från rampen, dels så att temperaturgivarna skulle hamna långt från Mälarenergis instrumentering (se Figur 57).

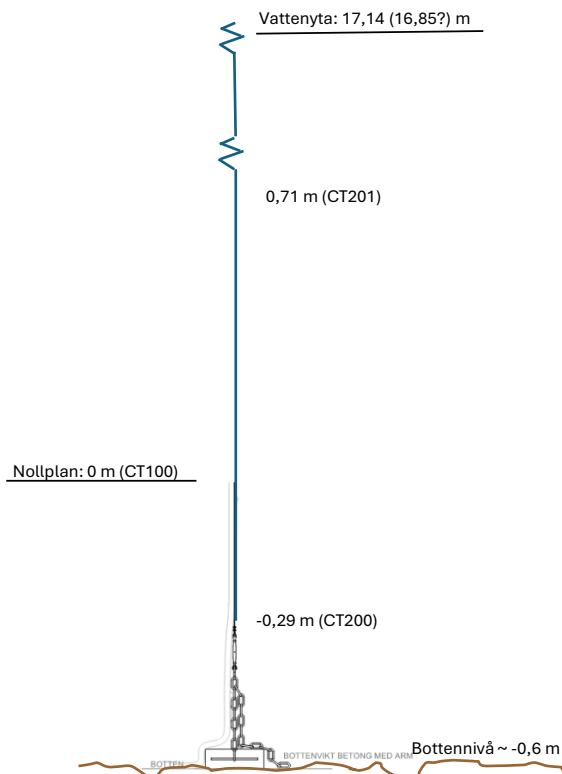
Mätkopplet placerades ca 95 meter in i skeppet (något förbi mitten), där en del av botten utgörs av rampen. placeringen av givarna försköts därför något i sidled så att kopplet skulle hamna på fullt djup och för att, i största uträkning, undvika störningar från rampen. Inget i den analys som gjorts av första månadernas driftdata (se avsnitt 9.2.1) indikerar att temperaturen som givarna mäter har någon negativ påverkan från vare sig bergväggen eller rampen.

Under nedsänkning av kopplet fästes extra hjälpflöten strax under vattenytan, detta för att sträcka ut mätkopplet under vattenytan och minimera risk för intrassling vid efterkommande vattenfyllning. När kopplet installerats fästes kablaget fast utefter bergsväggen med öglor, samt med buntband på dysans rörbrygga.

Efter genomförd installation konstaterades att ett mätfel uppstått vid lodning av vattenytan från genomföringen. Mätfelen innebär en förskjutning på ca 0,3 m; avstånd från vattenytan till nollnivå är snarare 16,85 m. Eftersom bergrummets botten har så pass stora variationer blir det i vilket fall svårt att bestämma det exakta djupet sänket till slut hamnade på. Figur 58 visar en principiell bild över korrigerad nivå på givarna i relation till botten och vattenyta, dock med en viss osäkerhet kopplad till botten beskaffenhet.



Figur 57 Faktisk respektive planerad placering av mätkoppel i vattnet.

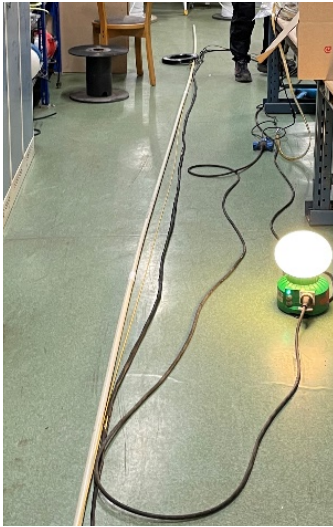


Figur 58 Principiell figur över nivå på mätarkoppel och temperaturgivare.

## 7.3 MÄTKOPPEL I BERG

### 7.3.1 Planering

Mätkopplet som installerades i berget förbereddes innan installationstillfället. Förberedelserna bestod av att fästa givarkopplet (5 st. PT100-givare, se avsnitt 7.1) i en dragfjäder i plast, se Figur 59. För att undvika interferens var det viktigt att inte använda ledande material, som metallwire eller liknande, i närhet av givarna. Givarnas placerades med ett avstånd på 2,5 meter mellan varandra och de sista givaren närmast mynningen justerades så nära mynningen som möjligt under installationen, vilket blev 20 cm från bergsytan.



Figur 59 Dragfjäder och temperaturgivare för borrhål.

### 7.3.2 Borrning

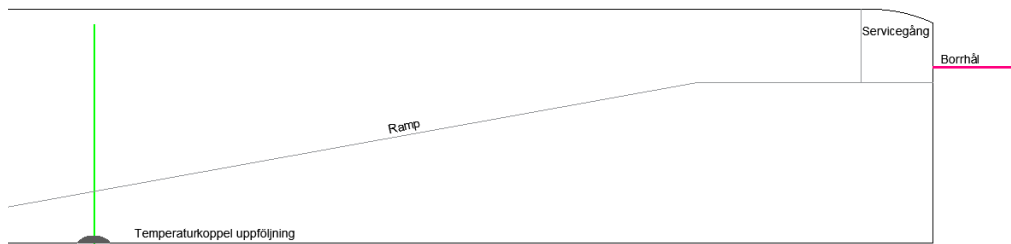
Installationsplatsen för mätkopplet förberedes med att Mälarenergis entreprenör borrade ett cirka 10 m djupt hål med diametern 40 mm (Figur 60). Ursprunglig plan var att borrhålet skulle göras med en svag lutning nedåt för att injekteringsmassan inte skulle rinna ut vid fyllning av hålet. På grund av en miss i kommunikationen borrades dock hålet helt horisontellt, vilket innebar en utmaning i kommande fas.

Borrhålets djup kontrollmättes innan införandet av mätkopplet till 9,91m (från botten på borrhålet till kanten på borrhålsmyrningen).



Figur 60 Borrning av hål för givare för temperaturuppföljning i bergväggen C102. Foto: Mälarenergi.





Figur 61 Vy av skepp B, C102, från sidan. Temperaturgivarna i berget (borrhål) sitter på ca

### 7.3.3 Införande av mätkoppel samt fyllning

Då mätkopplet fördes in i borrhålet behövde hålrummet fyllas med en massa för att ge mer representativ mätning av berget. Valet föll på bentonit som fyllnadsmassa; bentonit har tidigare använts i liknande applikationer. Den har en dess svällande egenskaper i kontakt med vatten, dess värmeledningstal i härdat tillstånd liknar bergets och framförallt blir fyllningen vattentät (förutsatt att den appliceras korrekt). Metoden som tillämpades var injektering, då den tekniken kunde tillämpas på rådande förutsättningar.

Vid installationen fördes mätkopplet in i hålet tillsammans med injekteringsslangen (typ PEM-slang) där givaren närmast mynningen justerades till sin slutposition, cirka 15-20 mm från borrhålets mynning.

När mätkopplet och injekteringsslangen var på plats applicerades ett snabbhärdande bruk kring mynningen av borrhålet och mätkopplet, vars syfte var att fästa mätkopplet inför injekteringen men även att bilda en plugg för injekteringsmassan. Anledningen till behovet av pluggen härrör till att borrhålet borrades helt horisontellt. Det snabbhärdande bruket innehåll kan enklast beskrivas som modifierat cementbruk vars användningsområde är för tätning av aktiva vattenläckor och mängden som applicerades var i storleken av en pingisboll där härdningstiden var under minuten.

Sedan påbörjades blandningen av injekteringsmassan bestående av bentonit och vatten, där olika blandningsförhållanden testades. Blandningskonsistensen som användes var vattning blandning vilket närmast kan liknas vid en vällningsliknande konsistens.



Figur 62 Bild på Injekteringsutrustningen som användes.

Injekteringsutrustningen bestod injekteringspump med behållare (Figur 62) samt 20 meter slang. Massan trycktes in i hålet med hjälp av pumpen och slangen. Slangen drogs sakta ut ur hålet allteftersom massan injekterades, se Figur 63.



Figur 63 Borrhålet med infört mätkoppel och injekteringsslang.



Figur 64 Borrhålet fyllt med injekteringsmassa.

När injekteringen var klar (Figur 64) hängdes kablaget upp temporärt för att senare fästas upp permanent med övrigt kablage från givarkopplet i vattnet.

#### 7.3.4 Utmaningar under utförande av installationen

Blandningen som användes var väldigt vattnig och anledningen till detta berodde på att injekteringspumpen blev väldigt varm. Detta medförde att injekteringsmassan började att härda i injekteringsslangen efter pumpen vilket ledde till problem i slutet av slangen, där blandningen klumpade ihop sig om inte en vattnig blandning användes.

Några gånger under injekteringen behövde slangen tomköras för att börja om på nytt med ny massa. Detta för att få en konsistens på bentoniten som gick att hantera.

#### 7.4 INDRAGNING TILL CISTERNTOPP

Kablaget från mätkopplet i vattnet och från kopplet i berget fästes upp via öglor i berget samt i rörbryggan till dysan. Kablaget fördes sedan igenom en mätstuts från bergrummets cisterntopp till den befintliga servicegången, se Figur 65. Stutsen

utformades med små gängande hål för genomföring av varje enskild kabel vilka tätades och hölls på plats med en förskruvning, se även Figur 66. Ovanför genomföringen drogs kablaget till ett dedikerat apparatskåp för inkoppling till loggningsystemet (Figur 67).



Figur 65 Foto taget från bergrummet mot genomföringarna i cisterntoppen (till servicegången).



Figur 66 Genomföringstuts med givarkopplets kablage.

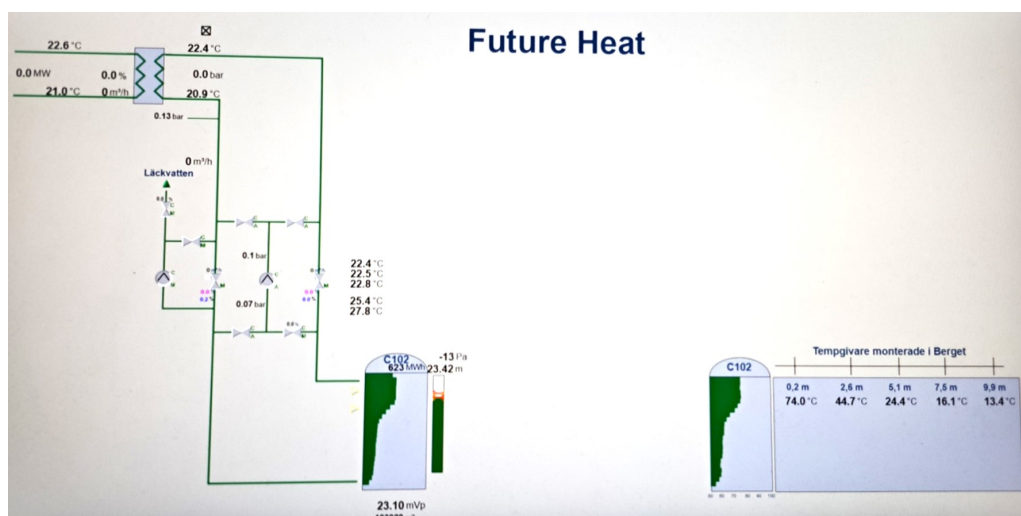
## 7.5 DATALOGGNING



Figur 67 Mätkopplets apparatskåp för loggning av temperaturen.

Mätvärden från de temperaturgivare som installerats inom ramen för detta projekt har integrerats i Mälarenergis datainsamlingssystem och går att avläsa i deras driftdator (Figur 68). Fortsatt loggning planeras av Mälarenergi under överskådlig tid framöver och dessa mätdata kan därför mycket väl kunna användas för framtida forskningsprojekt och uppföljningar.

I driftbilden nedan visas temperaturer i dels vänstra skeppet i C102, dels det högra (där uppföljningsgivarna är placerade). Temperaturen i lagret framgår av de liggande staplarna, där temperaturskalan ("x-axel") går från 50-100°C. Även bergets temperatur framgår av driftbilden.



Figur 68 Driftbild för C102; Mälarenergis instrumentering (vänster) och projektets uppföljningsmätare (höger). Mälarenergis driftdator den 13 september 2024.

## 8 Uppföljning av bergvärmelagrets drift

### 8.1 TILLGÄNGLIGA DRIFTDATA

När projektgruppen påbörjade uppföljningen var Mälarenergis plan att ta bergrumslagret i drift under våren 2023. Driftsättningen av lagret blev dock fördröjd, delvis eftersom mängden olja att sanera var betydligt större än man kunnat förutse i förstudien. Bergrummen började fyllas först i december 2023 och första laddning kunde inte påbörjas förrän i juli 2024. (och bergrum C102 började inte laddas förrän en bit in i augusti 2024). Vi har alltså inte haft möjlighet att studera någon urladdning av lagret, vilket beräknas komma igång under hösten 2024.

Till uppföljning och analys har vi fått tillgång till mätdata insamlad i Mälarenergis datainsamlingssystem, där även signaler från det I/O-skåp som dedikerats uppföljningsprojektet tas in. Mätdata omfattar timvärden för perioden 1 juni t.o.m. 19 augusti 2024. Förutom mätdata för bergrum C102 har även data från bergrum C103 tagits med i analyserna.

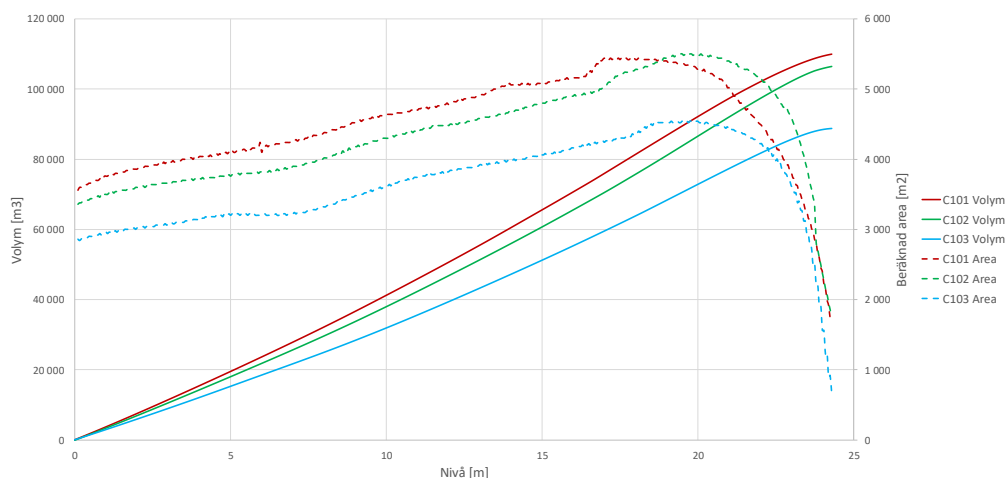
### 8.2 VOLYM- OCH NIVÅMÄTNING

#### 8.2.1 Bergrummens volym

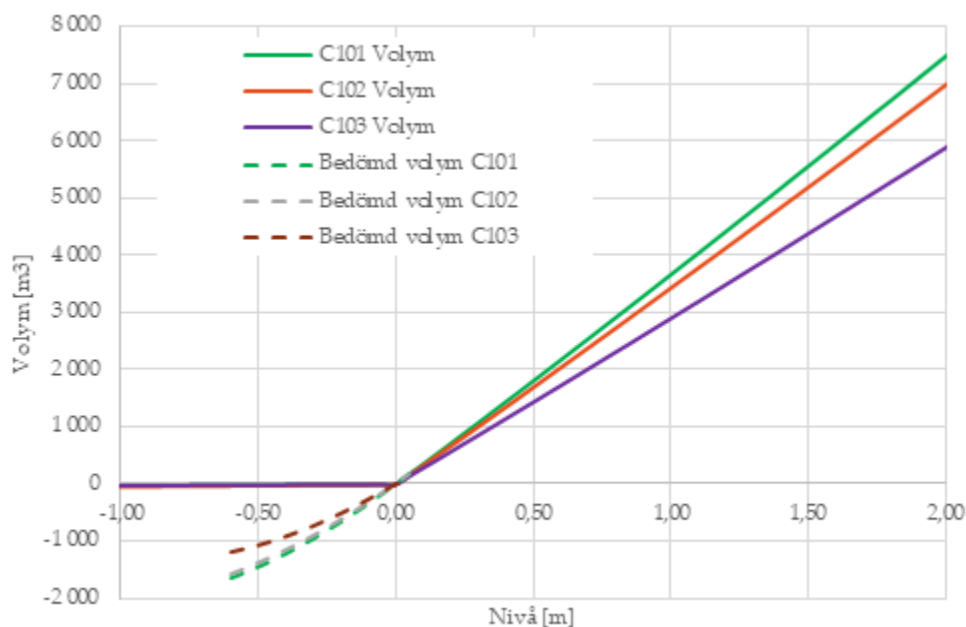
När bergrummen initialt togs i drift i början av 70-talet pejlades nivån i bergrummen som oljelager i samband med att lagret fylldes. För varje 5 cm noterades tillförd volym till lagret. Resultatet noterades i tabellform. Med hjälp av uppmätt nivå och volym kunde man även beräkna ytan. Figur 69 visar volym och tvärsnittsarea för de tre bergrummen som baseras på de volymtabeller som togs fram en gång i tiden.

Volymtabellerna togs fram för beräkning av oljevolymer i lagren. Den volym som pejlades i bergrummet ger väldigt låga värden på volymen, som ungefär motsvarar pumpgropens volym. Volym för den del av bergrummen som ligger under nollnivån verkar alltså inte ha mätts in.

Botten på lager C102 lodades i samband med installation av mätkoppel för uppföljning (se avsnitt 7.2) och bedömdes ligga på djupet -0,6 m i förhållande till nollnivån. Botten är dock väldigt ojämn, så bottendjupet varierar stort i lagret. Det finns med andra ord ingen säker uppgift om hur stor volym bergrummen har under nollnivån. I Figur 70 visar en uppskattad volym utifrån antagandet att medeldjupet under nollnivån är 60 cm (-0,6 m) och att ytan minskar något ju närmare botten man kommer. Det ger sammanlagt ca 34 000 m<sup>3</sup> i ytterligare volym; d.v.s. ca 339 000 m<sup>3</sup> total volym (volym över nollnivån är ca 305 000 m<sup>3</sup>).



Figur 69 Volym och beräknad area som funktion av pejlad nivå i de tre bergrummen.



Figur 70 Volym som en funktion av pejlad nivå i bergrummen samt bedömd volym för nivåer under nollnivån.

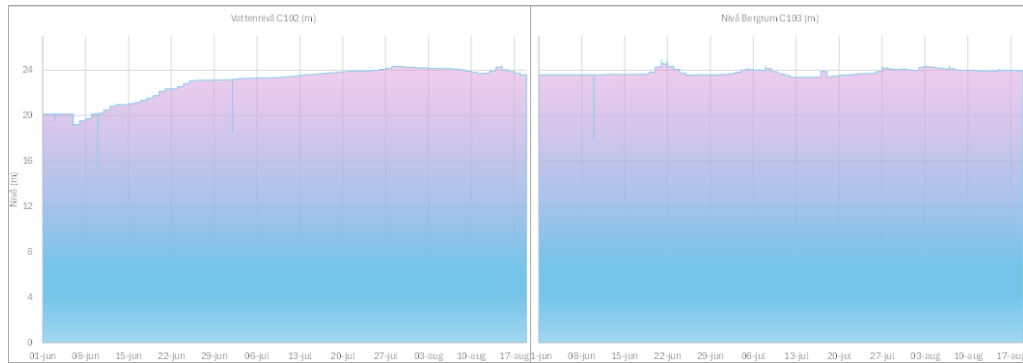
### 8.2.2 Nivå på instrumentering

För bergrummet fanns ett definierat nollplan, som motsvarade övre kanten till pumpgruppen, se Figur 72. Nollpunkten använde som referens för att pejla nivå på serviceortens betongdäck. Mälarenergi kunde då placera sina temperaturgivare med första temperaturgivaren på nollnivån och en meter mellan varje givare. Den nedersta givaren i projektets givarkoppel har placerats på nivån -0,29 m (se avsnitt 7.2.3).

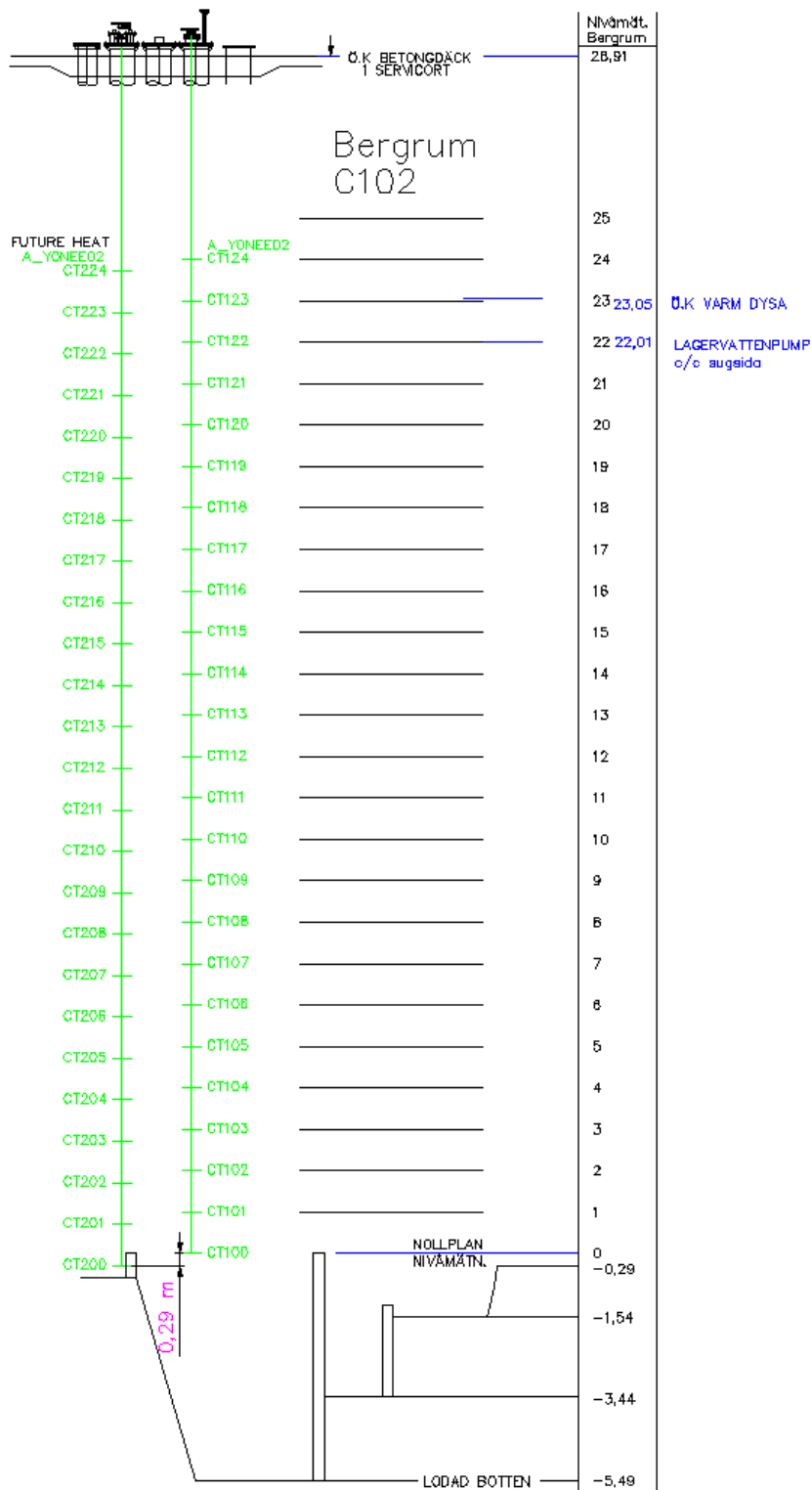
### 8.2.3 Vattennivå

Vattennivån i bergrummen kommer variera något, beroende dels på vattentemperaturen, dels på inläckage av grundvatten och utpumpning av läckvatten. Figur 71 redovisar vattennivåerna i bergrum C102 och C103 under perioden 1 juni – 19 augusti 2024. I juni och början av juli var man ännu inte klara med fyllning av C102, vilket man kan

se i diagrammet. Nivån ligger i övrigt något under eller över 24 m. När vattennivån understiger 24 m påverkar det både uppmätt temperatur och energiberäkningen.



Figur 71 Vattennivå i bergum C102 till vänster och i bergum C103 till höger.



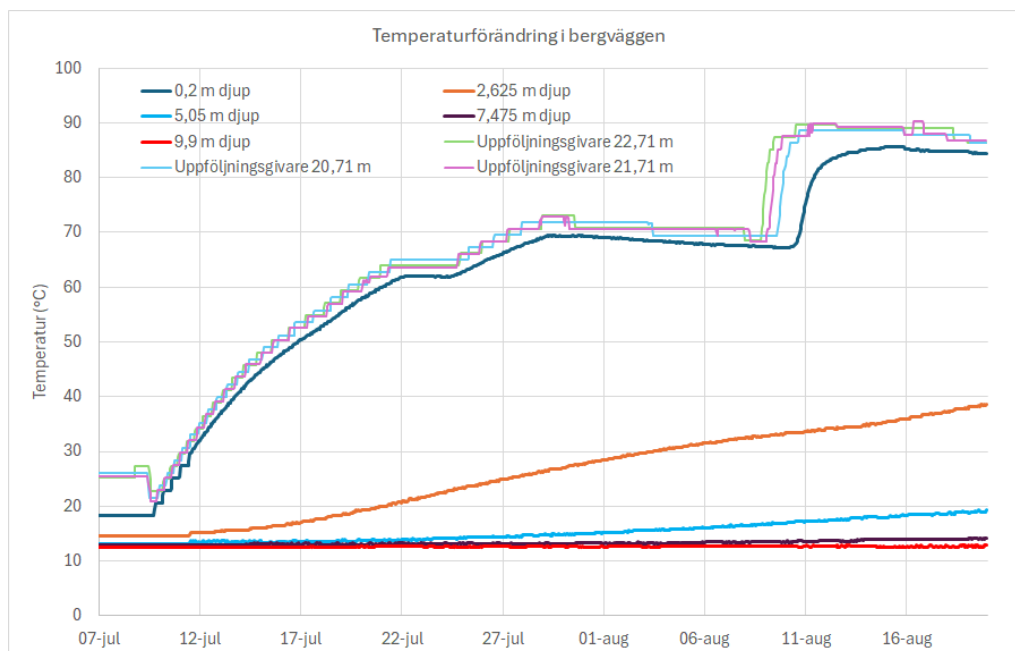
Figur 72 Schematisk figur över nivåer i bergrum C102 för de temperaturgivare som installerats inom ramen för detta projekt (vä.) respektive Mälarenergis temperaturgivare (hö.).



## 9 Utvärdering av mätdata

### 9.1 VÄRMEUTBREDNING I BERGET

Figur 73 visar uppmätta temperaturer från de givare som placerats i det 10 m djupa borrhålet. Borrhålet sitter ungefär på ca 22 m nivå i ena gaveln på skepp B (C102), d.v.s. samma bergrum som projektets mätkoppel är placerat i. Den yttersta givaren sitter 20 cm från bergväggen, därefter är de placerade med ca 2,5 m mellanrum. Som förväntat följer yttersta givaren lagrets temperatur rätt väl, med endast en liten fördröjning. Även 2,6 m in i berget har temperaturen under en dryg månads tid hunnit stiga; från 15°C till nära 40°C. Längre in i berget kan man också se en stigande temperatur, om än i mer blygsam skala. 10 m in syns ingen märkbar skillnad i temperatur.



Figur 73 Värmeutbredning i berget. Uppmätta temperaturer i de temperaturgivare som placerats 0,2 m, 2,6 m, 5 m, 7,5 m samt 9,9 m in i berget. Uppmätta vattentemperaturer i motsvarande nivå som borrhålet är med för jämförelse.

### 9.2 JÄMFÖRELSE MELLAN SKEPP A (IN- OCH URLADDNING VÄRMELAGRET) OCH SKEPP B

#### 9.2.1 Skiktning i C102; skepp A respektive skepp B

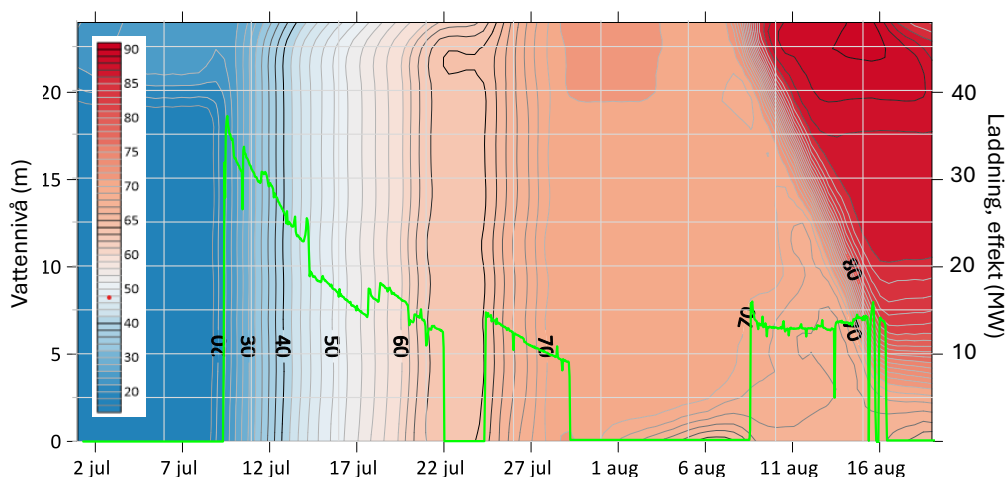
För att kunna utvärdera hur bra skiktningen sker i de olika skeppen av C102 jämförs uppmätta temperaturer av drift-mätkopplet (skepp A) mot motsvarande mätdata från utvärderingskopplet (skepp B).

### 3D-diagram

För att, på ett överskådligt sätt, kunna följa nivåernas temperatur över tid har 3D-diagram skapats m.h.a. programvaran Surfer<sup>50</sup>. Temperaturerna på z-axeln illustreras med färg för olika temperaturnivåer och "höjdkurvor". Figur 74 och Figur 75 visar temperaturerna i bergrum C102; skepp A respektive skepp B. 3D-diagrammen har även en överlagrad kurva där laddningseffekten till lagret framgår.

### Omvänd laddning C102

Laddningen av C102 startade med så kallad baklängesladdning 2024-07-09 (se avsnitt 6.6). Baklängesladdningen av C102 fortsatte fram till 29 juli. Därefter lämnades lagret orört fram till 8 augusti, när laddning från toppen startade. I 3D-diagrammen över skepp A resp. skepp B (Figur 74 resp. Figur 75) kan man tydligt konstatera att omblandning sker effektivt i lagret. Avvikelsen mellan temperaturerna är liten såväl i höjddled som mellan båda de skepp mätkopplarna är placerade i.



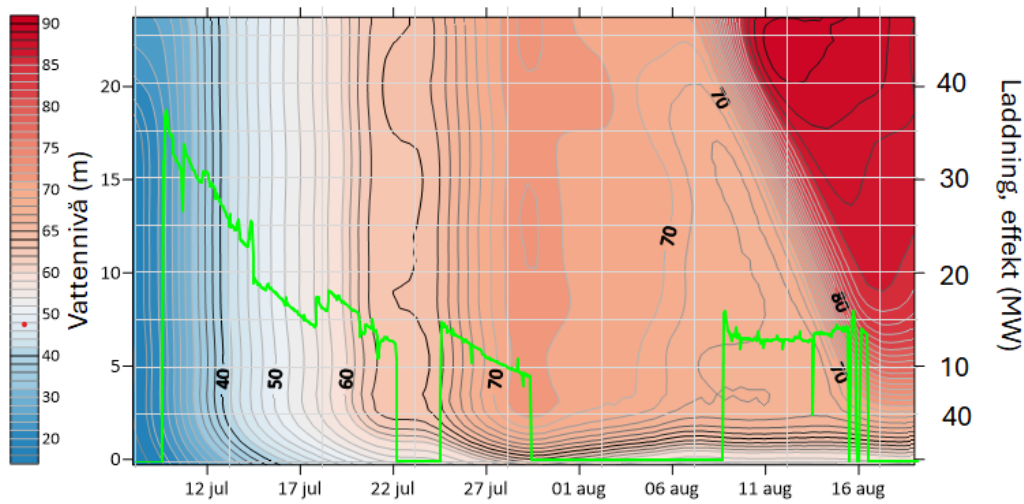
Figur 74 3D-diagram över lagertemperaturen i bergrum C102, skepp A, 1 juli – 19 aug 2024. Nivå på vattnet i lagret på primär y-axel. Mellan 15°C-60°C är upplösning på temperaturnivåerna 2°C, vid högre temperatur är upplösningen 1°C. Grön kurva indikerar laddningseffekt (sekundär y-axel).

Figur 76 visar utvecklingen från 6 augusti för både skepp A och B; efter att ha stått över sommaren efter tidigare baklängesladdning. Den 8 augusti började lagret laddas från toppen. I figuren framgår att skiktningen fungerar väl, även i det borte skeppet.

Diagrammet visar att skiktningen etableras så snart laddningen startar 2024-08-08. Driftinstrumenten (heldragna linjer) ökar uppmätt temperatur i turordning allteftersom lagret laddas. Uppföljningsinstrumenten (streckade linjer) följer väl motsvarande driftinstrument. Det översta driftinstrumentet "24 m" visar ett avvikande mönster och stiger över övriga instrument under en period för att sedan sjunka betydligt snabbare än övriga instrument när laddningen avslutats (detta kan även observeras i Figur 74). Sannolikt beror detta på att instrumentet helt eller delvis är ovanför vattentytan under del av tiden (se även Figur 71). Motsvarande översta uppföljningsinstrument avviker relativt mycket från driftinstrumentet. Det kan förklaras med att också detta kan ligga och flyta på ytan då det har ett eget flöte. Instrumenten från "23 m" ner till "4 m" visar på små avvikelser. Laddningen pågår ej så länge att instrumenten

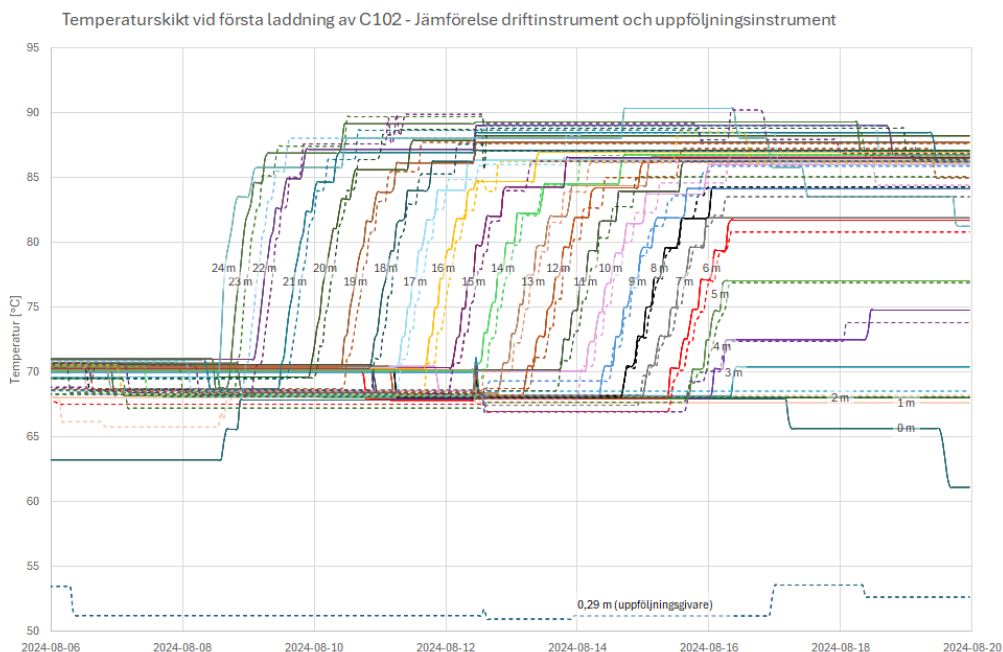
<sup>50</sup> Surfer från Golden Software är utvecklat för att bearbeta geodata och skapa 2D- och 3D-modeller, men vi har använt programmet för temperaturanalys i denna rapport.

på "3 m", "2 m" och "1 m" hinner påverkas så mycket att det går att utvärdera. Däremot kan det noteras att uppföljningsinstrumentet närmast botten "0 m" visar en avsevärt mycket lägre temperatur än motsvarande driftinstrument. Det kan förklaras med att kommunikationen i vattenmassan är begränsad då botten är långt ifrån plan och jämförelseinstrumentet är relativt nära botten.



Figur 75 3D-diagram över lagertemperaturen i bergtrum C102, skepp B, 7 juli – 19 aug 2024. Nivå på vattnet i lagret på primär y-axel. Mellan 15°C-60°C är upplösning på temperaturnivåerna 2°C, vid högre temperatur är upplösningen 1°C. Grön kurva indikerar laddning (sekundär y-axel).

En tendens kan ses att i början av laddningen stiger temperaturen på en nivå långt innan den börjar stiga på nästa underliggande nivå. Gränsskiktets tjocklek är i början av laddningen kring 2 m. Mot slutet av laddningen blir denna effekt mindre tydlig, med andra ord ökar gränsskiktets tjocklek. Det rör sig om ca 4-5 m tjockt gränsskikt när laddningen avslutas.



Figur 76 Temperaturskikt vid första toppladdning av C102 - Jämförelse driftinstrument och uppföljningsinstrument. Observera att nivån för uppföljningsprojektets instrument är 29 cm lägre än driftinstrumenteringen.

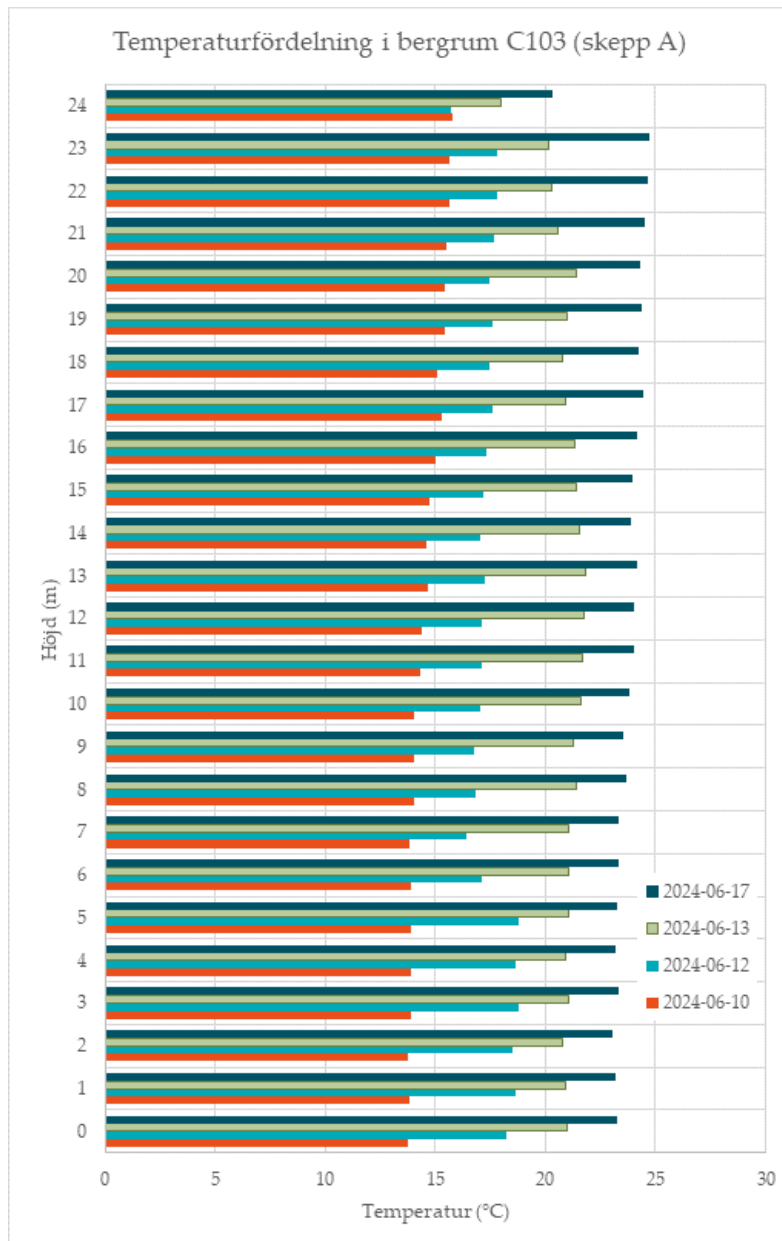
### 9.3 BERGRUM C103

Förseningen i driftstart för bergrumslagret gjorde att vi inte hann få driftdata från för så lång period vi önskat. Då bergrum C103 var det första bergrummet som togs i drift har vi därför valt att inkludera ett par analyser av mätdata från Mälarenergis driftinstrument i rapporten.

#### 9.3.1 Baklängesladdning

Under perioden 11-13 juni började man ladda bergrum C103 genom att föra in det varma vatten i botten av bergrummet, istället för i toppen av cisternen ("baklängesladdning"). Anledningen till detta var att det fanns kvar en del olja i botten av pumpgruppen som man ville värma upp så att det kunde flyta upp till ytan.

Under baklängesladdningen hade man, på motsvarande sätt som för bergrum C102, en effektiv omrörning av vattnet i cisternen vilket innebär att det inte förekom någon skiktning att tala om. Det kan man även se tydligt i Figur 77, där temperaturutbredning i lagret för fyra tidpunkter (fördelade över en vecka) under baklängesladdningen presenteras. 10 juni har ingen laddning påbörjats och temperatur i botten av cisternen är något lägre än i toppen, med en ganska jämn temperaturgradient i höjdlängd. Den 12 juni har baklängesladdning pågått en kort tid (några timmar den 11 juni, sedan uppehåll och återupptagen laddning några timmar innan tidpunkten för uppmätta temperaturer). Vi ser att bottentemperaturerna då är aningen högre än längre upp i lagret, men skillnaden är inte särskilt stor. Efter ytterligare ett dygn av baklängesladdning (13 juni) ser vi att temperaturerna ligger på nästan samma nivåer i hela lagret. Den 17 juni har lagret varit orörd i några dygn; det är fortfarande små temperaturskillnader i lagret, men vattnet är nu varmast i toppen av lagret och svalast i botten. Avvikelsen i temperatur för översta temperaturgivaren (24 m) beror troligtvis på att vattennivån inte når riktigt ända upp till givaren.



Figur 77 Temperaturfördelning i bergrum C103 under laddning i botten ("baklängesladdning"). 10 juni hade ingen laddning skett. Laddning 11-13 juni, därefter ostört fram till 17 juni.

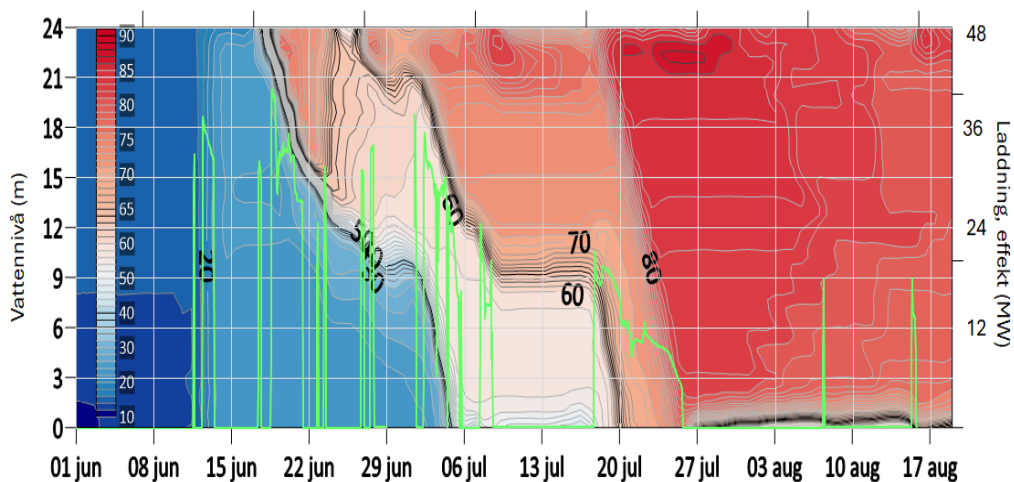
### 9.3.2 Språngskiktets utbredning över tid

Figur 73 visar ett 3D-diagram över temperaturer i bergrum C103, där x-axeln är tiden och y-axeln är nivå i cisternen. På z-axeln illustreras temperaturen med färg för olika temperaturnivåer och "höjdkurvor".

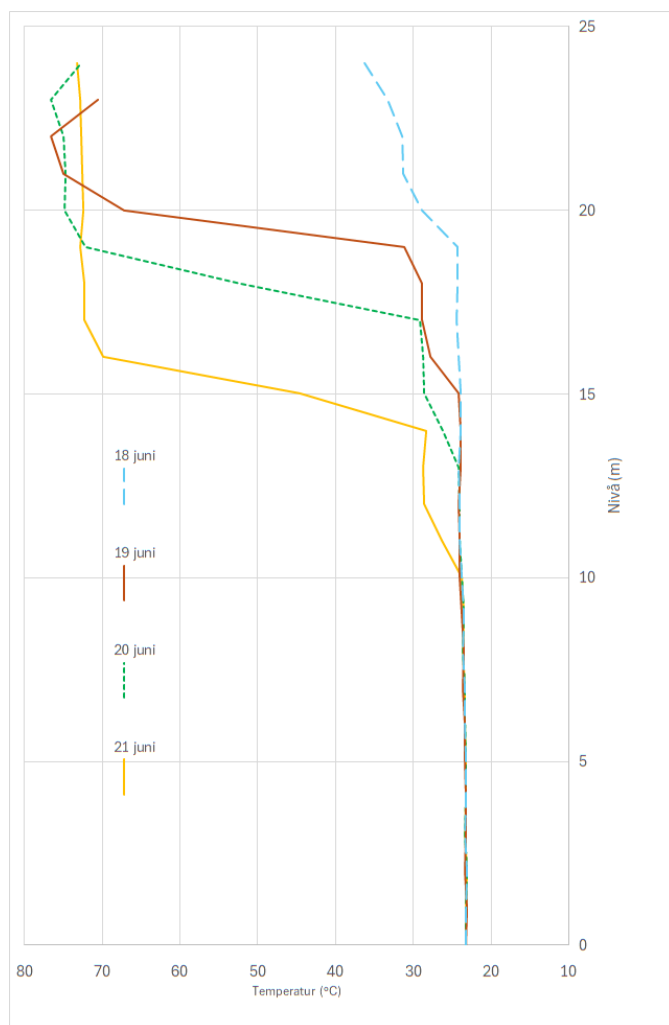
Under juni utförde man pumptest på laddningspumparna och upplevde även en del driftstörningar som medförde att laddningen blev intermitterent.

Den 17 juni börjades bergrum C103 laddas från rätt håll. I Figur 78 ser vi att lagrets övre del får en högre temperatur. Men man kan även observera två språngskikt som förflyttar sig i höjddled.; ett övre språngskikt mellan ~30 och 70°C och ett lägre mellan ~24 och 30°C. Figur 79 visar uppmätta temperaturer i lagret vid fyra tillfällen med 24 h mellanrum 18-21 juni. Även här kan man tydligt se dessa båda språngskikt. Vår analys är att detta är en följd av att ett svagt språngskikt påbörjat under lagrets stillståndperiod. När laddning till hög temperatur startade från värmelagrets topp bildades ett starkare språngskikt högre upp i cisternen och tryckte ned det första skiktet. Under en period med intermitterent laddning och avsvälning/temperaturutjämning i lagret glider språngskikten isär och omkring 5-6 juli försvinner det lägre språngskiktet helt.

I juli och augusti ser vi relativt långa perioder med laddning följt av orört lager. Vi kan ana en viss utbredning av språngskiktet, men på det stora hela hålls skiktningen bra under perioder utan laddning.



Figur 78 3D-diagram över lagertemperaturen i bergrum C103 (skepp A), 1 juni – 19 aug 2024. Nivå på vattnet i lagret på primär y-axel. Mellan 10°C-60°C är upplösning på temperaturnivåerna 2°C, vid högre temperatur är upplösningen 1°C, d.v.s. varje "höjdkurva" motsvarar 1°C. Grön kurva indikerar laddningseffekt (sekundär y-axel).



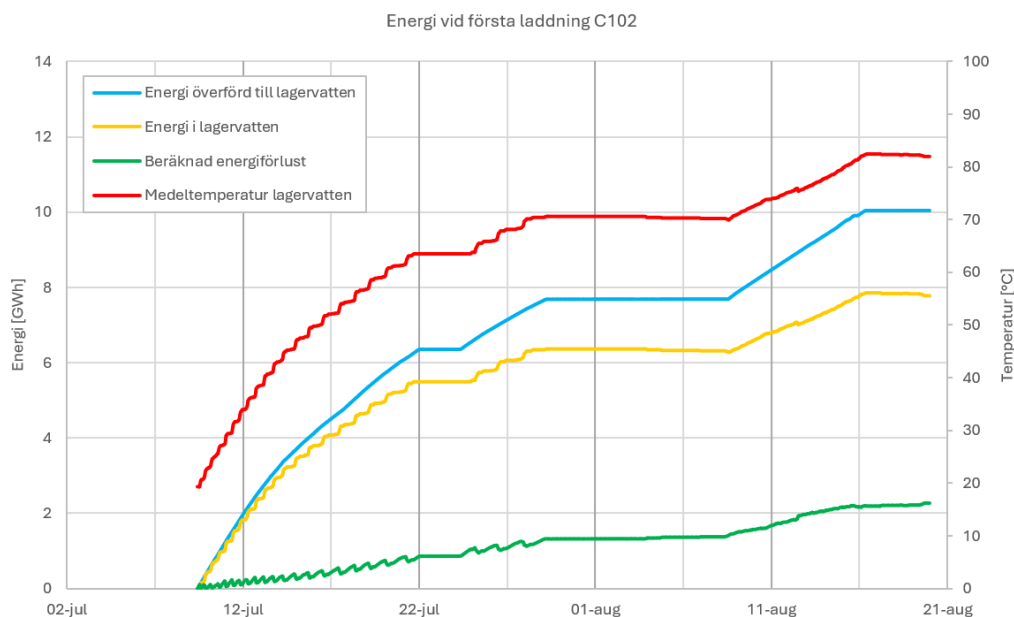
Figur 79 Berggrum C103 vid påbörjad laddning. Uppmätta värden på temperaturen kl. 11.00 för fyra efterföljande dygn.

#### 9.4 ENERGI I LAGREN

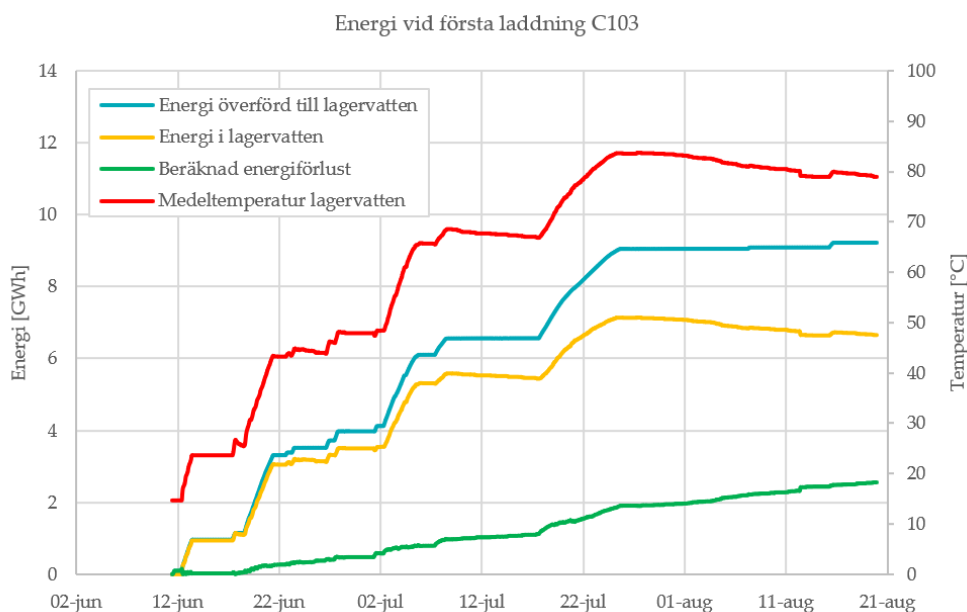
Energiinnehållet i lagren beräknas m.h.a. cisternvolymen i respektive skikt enligt volymtabellerna samt bedömd volym under nollnivån (avsnitt 8.2.1). Figur 80 visar energibalansen i berggrum C102 och Figur 81 visar energibalansen i berggrum C103 (observera att tidsaxlarna skiljer sig mellan de två berggrummen).

Notera att energiinnehållet som redovisas i diagrammet relaterar till den initiala temperaturen som var knappt 20°C. Vid praktiskt bruk kommer referenstemperaturen vara avsevärt högre och energiinnehållet därmed lägre.

Eftersom berggrum C103 har mindre volym än C102 är även den inlagrade energin i lagret mindre. Då C103 togs i drift ca en månad före C102 har däremot ackumulerad värmeförlust hunnit bli större där. 25 juli pausade laddning av C103 som då var fulladdat. Medeltemperatur i lagret var då ca 84°C (76°C i botten och ca 88°C högst upp). Under pausen, fram till lagret börjar stödladdas 15 augusti ser vi hur medeltemperaturen i lagret sjunker, och därmed energiinnehållet.



Figur 80 Energibalans i bergtrum C102 vid första laddning. Energiinnehåll i lagret är beräknat relativt lagrets medeltemperatur vid start av laddning.



Figur 81 Energibalans i bergtrum C103 vid första laddning. Energiinnehåll i lagret är beräknat relativt lagrets medeltemperatur vid start av laddning

## 9.5 VÄRMEFÖRLUST C103

Värmeförlusten i bergtrum C103 har, med ovanstående förutsättningar, beräknats till 2,57 GWh, efter drygt två månaders laddning (68 dagar).

Den värmeöverföringskoefficienten som visats tidigare i rapporten (Figur 24) definieras som värmeförlust [W] per m<sup>2</sup> omgivande bergyta och genomsnittlig temperatur-differens [°C] mellan vatten och berg.



- Lagrets väggyta har beräknats<sup>51</sup> till 27 187 m<sup>2</sup>, men med tanke på alla ojämnheter i bergväggen avrundar vi uppåt, till 28 000 m<sup>2</sup>.
- Lagervattnets medeltemperatur under perioden 11 juni -19 augusti har varit 63°C. Om vi sätter bergets temperatur till 13°C (jämför Figur 73, som visar uppmätt bergstemperatur i C102) blir temperaturdifferensen mellan lagervatten och berg ca 50°C.

Vi kan då beräkna en värmeöverföringskoefficient för perioden, som blir 1,1 W/m<sup>2</sup>,°C. Trots att vi endast har haft data från en kort period, och vissa antaganden behövt göras, kan vi se att värmeförlusten överensstämmer relativt väl med beräkning i förstudien och mätdata från andra bergrum (Figur 24).

---

<sup>51</sup> Söderberg, 2020

## 10 Fortsatta studier

Under projektet har en stor mängd mätdata genererats. Mätdata från de installerade givarna kommer fortsätta samlas in av Mälarenergi även efter slutförandet av denna studie. Denna data finns möjligheter att följa upp framöver i ett eller flera kommande projekt. Insamlade data kommer även finnas tillgänglig för andra forskare.

Den beräkningsmall och de nyckeltal som tagits fram inom ramen för detta arbete kommer också kunna användas för fortsatt uppföljning av värmelagret.

Förutsatt att finansiering säkras planerar FVB och Mälarenergi genomföra ett nytt uppföljningsprojekt där planen är att följa lagret i uppemot tre år. Genom att följa projektet över en längre tid kan de modelleringar som utförts förhoppningsvis kunna verifieras och på så vis förbättra kunskapsläget kring värmelagring i berg och då främst högttemperaturlager. Data hämtas dels från Mälarenergis driftinstrumentering, dels från de temperaturmätare som installerades inom ramen för den tidigare studien.

Planen är att följa upp:

- Uppvärmning berg - Genom att i långtidsstudien följa upp bergets temperatur över några år är förväntning att vi kommer se temperaturprofilen börja närma sig den som simulerades i förstudien (Figur 30).
- Permanenta värmeförluster - Även med en studie över några år kommer bergets temperaturer inte hinna nå jämviktstillstånd. Däremot kan en beräkning av bergets inlagrade värmeenergi göras, med hjälp av mätdata från borrhåls-mätarna och de beräkningar som gjorts för temperaturutbredningen.
- Övriga värmeförluster - främst konvektion av grundvatten i sprickbildningar.
- Hur väl bibehålls språngskiktets utbredning över tid och hur påverkas temperaturskiktningen av den periodiska i- och urladdningen av värmelagret?
- Exergiförluster som uppstår när det lagrade varmvattnet förlorar temperatur och inte längre kan nyttjas effektivt i fjärrvärmesystemet
- Vattenkemi - provtagning på bl.a. alkalinitet, hårdhet och pH. Utvärdering av om antiscalant-medlet fungerar som planerat och i vilken utsträckning man behöver fylla på nytt medel i bergrumsvattnet.
- Värmeväxlarnas prestanda över tid - utöver vattenkemi kommer differens-tryck och temperaturer över värmeväxlaren följas upp samt eventuell beläggning på växlarytor.
- Uppföljning produktionsdrift - jämförelse av produktionsdata före, resp. efter driftsättning av värmelagret; elproduktion, drifttid för bas- resp. spetspannor, m.m.
- Erfarenheter gjorda efter idrifttagning - blev det som man förväntade sig? Tekniska utmaningar som man behövt lösa? Används lagret som planerat?

## 11 Referenslista

- Acuña, José, Lazzarotto, Alberto, Garcia, José, Mazzotti Pallard, Willem, Topel, Monika, Hesselbrandt, Max, Malmberg, Malin, Abuasbeh, Mohammad. Tools for design of high temperature borehole storage in district heating production. Report 2021:770, Energiforsk AB
- Bergström, Rune, Ekengren, Östen; Konvertering av oljeberggrum till energilager BFR37:1993; Byggeforskningsrådet, 1993.
- Brunström, Christer och Hillström, Carl-Gunnar; Lyckeboprojektet, solfjärrvärme med säsonglagring i berggrum BFR-rapport R86:1987; Byggeforskningsrådet, 1987.
- Brunström, Christer, Efring, Bengt, Claesson, Johan: The Lyckebo Project -Heat losses from the rock cavern storage 1987/37, Vattenfall Älvkarleby, 1987.
- Claesson, Johan, Efring, Bengt och Hillström, Carl-Gunnar: Säsongslagring i berggrum Utvärdering av värmeförluster Lyckebo Uppsala. R3:1993 Stockholm Byggeforskningsrådet, 1993. ISBN 91-540-5506-7
- Hagstedt, Love. Konvertering av oljelager till värmelager i Sundsvalls fjärrvärmesystem. Examens-arbete, Uppsala universitet, 2020
- Hesselbrandt, Max, Acuña, José, Funehag, Johan: Tryckbärande borrhål för högtemperaturlager. Rapport 2020:667, Energiforsk AB.
- Hillström, Carl-Gunnar, Åstrand, Lars et.al. Solvärme med säsongslagring i berg för 550 lägenheter i Lyckebo, Uppsala, R43:1985. Stockholm, Byggeforskningsrådet, 1985.
- Henriksson, M, Muller, F (1980): Avesta Värmeackumulator i berg. Värmeförluster och temperaturfördelning i berget. Lägesrapport 1980. Vattenfall BKL-MH/GP-378/SOL/16.
- Holgersson, Jenny, Räftegård, Oskar, Nimali Gunasekara, Saman, Scharff, Richard (2019): Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmenät. Rapport 2019:598, Energiforsk augusti 2019. ISBN 978-91-7673-598-5 | ©
- Karlsson, R (1981): Värmelagring i berggrum – modellförsök avseende temperaturskiktning. Vattenfall. BKL-RK/GP-378/SOL A/1200.
- Lindblom, Ulf. Jämförelser mellan tre metoder för storskalig värmelagring i berg. 203-218, Kompendium *Föredrag och diskussioner vid Bergmekaniskt diskussionsmöte*, Stockholm, 27 januari 1983.
- Lindståhl, Henrik, *Geotermiskt högtemperaturlager i Linköping*. Presentation på Webinarium om termiska energilager, 2022-05-20, Energiforsk
- Mårtensson, Fredrik, *Här samlas fjärrvärme under berget*. Artikel i Tidningen Energi. <https://www.energi.se/artiklar/har-samlas-fjarrvarme-under-berget> [hämtad 2024-09-19]

- Nicolaisen, Moa et al, *Samrådsunderlag Tillståndsansökan bergrum Västerås*, Tyréns på uppdrag av Mälarenergi, 2020
- Persson, Per, *Bergrumslagret i Hudiksvall*, presentation på "Termiska energilagrar – nya resultat", Stockholm 23 okt 2019
- Ramböll: Inlagring i bergrum; Grundvattenmodell. Granskningshandling 2010-02-25 (på uppdrag av Mälarenergi)
- Rydell, Leif. Erfarenheter från HT-BTES i Emmaboda. Presentation på konferensen Termiska energilagrar -nya resultat, Stockholm 2019-10-23. Energiforsk AB.
- Sipilä, Kari, Ritola, Jouko (1989): Converting an old rock cavern oil storage into heat storage. Paper, NEMO-Research Seminar 24.8.1989 Kirkkonummi
- Sipilä, Kari, Tervo, Jarmo, Lindström, Paul: Oulun kalliolämpövarasto, Forskningsrapport 706, Valrion leknillinen tutkimuskeskus (Statens tekniska forskningscentral) (VTT), Espoo, Finland, 1990.
- Stenérus Dover, Ann-Sofie, Odell, Anders, Lindgren, Johan, Larsson, Per, *Beredskapslagring – en kunskaps-översikt om beredskapslagring som ett verktyg för ökad försörjningsberedskap i Sverige*, FOI-R\_\_4644\_\_SE, FOI, 2019.
- Vasseur, Bengt, *Uppmätta och beräknade temperaturer och energiförluster, Avestaprojektet*. BeFo-rapport nr 1986:1, Stiftelsen Bergteknisk Forskning, 1986.
- Viksten, Sofia: Värmelagring i bergrum på Haraholmen i Piteå. Examensarbete, Luleå tekniska universitet, Institutionen för teknikvetenskap och matematik, juni 2018.

### 11.1 WEBBSIDOR

- Afry, *Kruunuvuori oil caves as heat storage for a new residential area* (uå).  
<https://afry.com/en/project/kruunuvuori-oil-caves-heat-storage-new-residential-area> [hämtad 2024-09-19]
- Helen Ab, *Bygget av ett säsongslager för energi i Kronbergsgrottorna har börjat*. 2022.  
<https://www.helen.fi/sv/nyheter/2022/bygget-av-ett-sasongslager-for-energi-i-kronbergsgrottorna-har-borjat> [hämtad 2024-09-19]
- Hittech, <https://hittech.com/nl/portfolio-posts/noria-the-fiber-bragg-grating-manufacturing-solution/> [hämtad 2024-09-24]
- Sunpine, <https://www.sunpine.se/produkter/fjarrvarme/> [hämtad 2024-09-13]
- Vantaan energia, *Varanto - The World's Largest Cavern Thermal Energy Storage*.  
<https://www.vantaanenergia.fi/en/projects/heatstorage/> [hämtad 2024-09-24]
- Vaasan Voima, *Finlands största kombinerade elpanna-värmelager togs i bruk i Vasa*.  
<https://www.vaasanvoima.fi/sv/finlands-storsta-kombinerade-elpanna-varmelager-togs-i-bruk-i-vasa/> [hämtad 2024-09-20]

## 11.2 EJ PUBLICERADE KÄLLOR

Söderberg, Johan: FEM-beräkningar för tre berggrum -Flödes och temperaturförhållanden i högttemperaturlager hos Mälarenergi. FVB-rapport på uppdrag av Mälarenergi, dokument-ID 200174-001, 2020

## 11.3 PERSONLIGA KONTAKTER, MEJL, TELEFON ELLER TEAMSMÖTEN

Aaltonen, Juhani, VD Gröna Investeringar, Helen OY

Claesson, Åsa, Senior Scientist Business Development, RISE

Isaksson, Jan, projektingenjör, PiteEnergi

Lindblom, Magnus, Research Scientist, RISE

Lindståhl, Henrik, forsknings- och utvecklingsingenjör, Tekniska verken i Linköping

Porru, Carlo, Technical specialist, Helen Oy

Toivonen, Tuomas, Engineering Manager, Helen OY

Öjbo, Mattias, Sundsvalls Energi

# UPPFÖLJNING AV VÄRMELAGER I BERGRUM

Projektet har följt konverteringen av tre före detta oljebergum i Västerås till ett storskaligt värmelager för fjärr-värme; från tidiga förstudier och fram till idrifttagning. Projektet har tagit vara på en unik möjlighet att planera och instrumentera lagret för att kunna göra en noggrann uppföljning. Fokus har varit att följa upp stratifiering (temperaturprofil) och värmeförluster samt samla upp de erfarenheter som Mälarenergi skaffat sig i genomförandet av detta projekt.

Temperaturgivare installerats på ställen i bergrummet där Mälare-nergi saknar egen instrumentering; fem temperaturgivare har placerats i ett 10 m djupt borrhål i bergväggen och 25 temperaturgivare har sänkts ned i "motsatt" ände från Mälarenergis mätinstrument.

Rapporten beskriver även hur genomförandet av konverteringen gått till, som exempelvis öppnande av bergrummen, sanering av oljerester, vattenkvalitet, installationer och tekniskt utförande.

Trots förseningar i konvertering och sanering av bergrummen kunde laddning av bergrummen inledas i maj 2024. Rapporten innehåller därför även några analyser av tidig drift. Ett signifikant resultat är att temperaturskiktningen längs hela lagret visat sig hålla mycket bra. Värmeförlusterna har, som väntat, varit höga så här i startskedet, men temperaturnivån har ändå hållit väl under den studerade perioden.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](https://energiforsk.se).