

Geoenergi – utvärdering baserad på ekonomiska och drifttekniska resultat av ett passivt geoenergisystem med värmeuttag ur berg i bostadsrättsföreningen Mandolinen i Lund

Tony Sjöstedt

Examensarbeten i geologi vid Lunds universitet,
kandidatarbete, nr 353
(15 hp/ECTS credits)



Geologiska institutionen
Lunds universitet
2013

**Geoenergi -
utvärdering baserad på ekonomiska och
drifttekniska resultat av ett passivt
geoenergisystem med värmeuttag ur berg
i bostadsrättsföreningen Mandolinen i
Lund**

Kandidatarbete
Tony Sjöstedt

Geologiska institutionen
Lunds universitet
2013

Innehåll

1. Introduktion och syfte	5
1.1. Vad är geoenergi	5
1.2. Syfte och mål	5
1.3. Avgränsningar	5
2. Bakgrund	5
2.1. Större passiva geoenergisystem	5
2.2. Bostadsrättsföreningen Mandolinen	6
3. Metoder	6
3.1. Informationsinsamling	6
3.2. Earth Energy Designer	6
3.3. Beräkningar	6
4. Resultat	6
4.1. Projektering	6
4.2. Borrings- och installationsarbete	6
4.3. Temperaturmätningar	8
4.4. Simulering av drift	8
4.5. Återsimulering av brunnssystemet	8
4.6. Värmepumpens inlopps- och utloppstemperatur	9
4.7. Gas- och elförbrukning	10
4.8. Mandolinen årsredovisning	10
4.9. Årsförbrukning och kostnader	12
4.1.0. Dimensionering av anläggning	12
4.1.1. Anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat	13
5. Tolkning och diskussion	16
5.1. Simulering av driften	16
5.2. Erfarenhetsvärden	18
5.3. Anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat	18
6. Felkällor	20
7. Slutsatser.....	20
8. Tackord.....	20
9. Referenser	21
10. Bilagor.....	22

Geoenergi - utvärdering baserad på ekonomiska och drifttekniska resultat av ett passivt geoenergisystem med värmeuttag ur berg i bostadsrättsföreningen Mandolinen i Lund

TONY SJÖSTEDT

Sjöstedt, T., 2013: Geoenergi - utvärdering baserad på ekonomiska och drifttekniska resultat av ett passivt geoenergisystem med värmeuttag ur berg i bostadsrättsföreningen Mandolinen i Lund. *Examensarbeten i geologi vid Lunds universitet*, Nr. 353, 24 sid. 15 hp.

Sammanfattning: Geoenergi är en av de energikällor som fått allt mer uppmärksamhet på marknaden de senaste åren. Geoenergi kommer från två naturliga källor i marken; I huvudsak lagrad energi från solen och en liten del geotermisk värme från jordens inre. Sett ur ett anläggningsperspektiv är potentialen för geoenergi stor, eftersom det svenska klimatet med varma somrar och kalla vintrar, samt fördelaktig geologi, tillsammans skapar bra förutsättningar för uttag och lagring av energi ur jord, berg och grundvatten. Geoenergin betraktas som förnyelsebar enligt RES-direktivet (2009/28/EC). Det är viktigt att dimensionera ett geoenergisystem så att det råder balans mellan aktivt uttag och omgivningens passiva återladdning. Om uttaget är större än den passiva återladdningen från omgivningen, kan man aktivt återladda via samma geoenergisystem. Detta gör att man skiljer mellan två olika typer av system - passiva och aktiva.

En vanlig typ av större geoenergianläggningar är passiva geoenergisystem för bostadsrättsföreningar, där återladdningen av marktemperaturen sker endast genom omgivningens påverkan och jämvikt uppnås genom korrekt dimensionering. Systemen har jämförelsevis få erfarenhetsutvärderingar jämfört med större och komplicerade anläggningar. Erfarenhetsutvärderingar är viktiga för framtida marknader för att kunna visa ekonomiska resultat, samt kontrollera att anläggningen har fungerat som den ska eller om problem uppstått. I Lund finns bostadsrättsföreningen Mandolinen som äger ett passivt geoenergisystem med värmepump. Systemet använder 14 brunnar för uppvärmning av bostadsrättsföreningens 106 lägenheter och förser dem dessutom med varmvatten. Bostadsrättsföreningens gamla värmesystem innan dagens värmepumpsanläggning bestod av en gaspanna. Gaspannan används idag som spetslast när värmepumpen inte räcker till.

Anläggningen har nu haft en drifttid på ca 8 år och lämpar sig därför som fallstudie. Syftet med detta projekt är att beskriva hur anläggningen är utformad samt utvärdera statistik för anläggningen, för att kunna visa hur anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat har sett ut genom åren. En återsimulering som stämmer bättre överens med bostadsrättsföreningens slutgiltiga geoenergisystems utformning har gjorts, då den simulering som utfördes 2003 för bostadsrättsföreningen dimensionerades med fler brunnar än vad utfallet blev. Återsimuleringen och den ursprungliga simuleringen jämfördes även med värmepumpens uppmätta medelfluidtemperatur för att få en uppfattning om hur väl simuleringarna stämmer överens med det verkliga brunnssystemet.

Utifrån erhållna erfarenhetsvärden ses en tydlig förändring av gas- och elkostnader för bostadsrättsföreningen, elkostnaderna har stigit men gaskostnaderna har nästan halverats sedan värmepumpsanläggningen kom i drift 2005. Gasförbrukningen har dock varit högre genom åren än vad som antogs i Malmbergs Water AB dimensionering och problemet ligger troligtvis hos bostadsrättsföreningens gaspanna. Gaspannan har medfört minskad energibesparing och ofördelaktigt drifttillstånd för värmepumpsanläggningen, vilket har resulterat i en något längre återbetalningstid än vad som kalkylerades år 2003. Även om anläggningen har en längre återbetalningstid än ursprungligt beräknat, så kommer bostadsrättsföreningen fortfarande tjäna på sin investering flera år framåt, då kompressorn i värmepumpen har en livslängd på ca 20 år, medan brunnssystemets livslängd är minst 40 år.

Nyckelord: Geoenergi, utvärdering, Mandolinen, geoenergisystem, bostadsrättsförening.

Handledare: Per Möller, Vivi Vajda (LU); Johan Barth och Signhild Gehlin (Geotec)

Ämnesinriktning: Berggrundsgeologi, geoenergi

Tony Sjöstedt, Geologiska institutionen, Lunds universitet, Sölvegatan 12, 223 62 Lund, Sverige.

E-post: Tony90@hotmail.se.

Geothermal energy - evaluation based on financial and operating technical performance of a passive geothermal energy application with heat extraction from hard rock for a housing association Mandolinen in Lund

TONY SJÖSTEDT

Sjöstedt, T., 2013: Geothermal energy - evaluation based on financial and operating technical performance of a passive geothermal energy application with heat extraction from hard rock for a housing association Mandolinen in Lund. *Dissertations in Geology at Lund University*, No. 353, 24 pp. 15 hp

Abstract: Geothermal energy is a renewable energy source that has achieved more attention from the market in recent years. Geothermal energy comes from two natural sources in the ground; stored energy from the sun and geothermal heat from the centre of the Earth. From a system perspective, the potential for geothermal energy is large, as the Swedish climate with hot summers and cold winters, as well as suitable geology, are favorable for storage of energy from soil, rock and groundwater. It is important that the dimension of a geothermal energy application is right so that there is balance between active outlet and the ambient passive recharge. If the outlet is greater than the ambient recharge, it is possible to actively recharge via the same geothermal energy application. This has led to a division into two categories of systems - passive and active.

A common type of shallow geothermal energy application is used for large residential buildings owned by housing associations. The recharging of ground temperature for those applications is done through heat transfer from the surroundings and balance is achieved by proper design. Few long term evaluations of such systems exist. Long term measurements and evaluations are important for the future market, to show financial results, verify proper operation, and documenting possible occurring problems. In Lund, there is a housing association named Mandolinen, with a ground source heat pump system (GSHP) installed. It consists of 14 boreholes in hard rock. The GSHP supplies the 106 apartments with heat for space heating, and preheats water for domestic hot water production. The old heating system before the GSHP system consisted of a gas boiler. The boiler is used today for peak shaving.

The GSHP system has now been in operation for about 8 years, and is suitable as case study for long term evaluation. The purpose of this project is to describe how the GSHP system is designed and evaluate data for the facility to show the economic and operational results over the years. A re-simulation has been carried out that is more consistent with the final system design, as the simulation done in 2003 included too many boreholes. The two simulations were compared with measured data from the GSHP system to get an estimate of how well the simulations are consistent with the actual system.

The gas and electricity costs for the building have changed significantly after the GSHP system was taken into operation. Electricity costs have increased, but gas costs have almost halved since the GSHP system was taken into operation in 2005. Gas consumption has been higher than assumed for the Malmberg Water AB design and the problem is the gas boiler, which has resulted in unfavorable operating conditions for the heat pump system. This has resulted in a slightly longer payoff time than anticipated in 2004. However, the housing association will still turn a profit on their investment. Although the facility has a repayment term longer than originally estimated, the housing association will still earn money on their investment over several years, because the compressor in the heat pump has a lifespan of about 20 years, but the well system has a lifespan of about 40 years.

Keywords: Geothermal energy, evaluation, Mandolinen, geothermal energy application, housing association.

*Tony Sjöstedt, Department of Geology, Lund University, Sölvegatan 12, SE-223 62 Lund, Sweden.
E-mail: Tony90@hotmail.se*

1. Introduktion och syfte

1.1. Vad är geoenergi

Geoenergi är en naturresurs som idag är den tredje största förnybara energikällan i Sverige (Barth et al. 2012). Användningsområden för geoenergi är normalt konventionell uppvärmning av fastigheter, allt från enskilda villor till stora bostadsrättsföreningar med många hundra lägenheter samt olika lokaler. Sett ur ett anläggningsperspektiv är potentialen för geoenergi stor, då förutsättningarna för geoenergi är goda i Sverige. Det svenska klimatet med varma somrar och kalla vintrar passar mycket bra för uttag och lagring av energi ur jord, berg och grundvatten.

Geoenergi består i huvudsak av solenergi som passivt lagras i marken. Solen kan ha en effekt ner till flera hundratals meter under markytan. Temperaturen är konstant på djup större än 15 meter och varierar där inte med årstiden. Dock ökar temperaturen med djupet på grund av den geotermiska gradienten och på cirka 100 meters djup är temperaturen samma som årsmedeltemperaturen i luften på just den platsen (Barth et al. 2012). Den nedkyllning av jord eller berg som inträffar vid ett värmeuttag under vintern återladdas igen under sommaren med hjälp av solvärme via markytan och från sidorna om en temperaturskillnad uppstår. Dock tar det lång tid att passivt återladda temperaturen i en stor bergmassa och det kan ta månader, upp till år, innan berget återfår normaltemperatur. Om värmeuttaget från berget är större än återladdningen kommer temperaturen i omgivande berg att på sikt minska. Detta kan ta flera år, men det är inget man strävar efter, sett ur ett anläggningsperspektiv. Därför är det viktigt att dimensionera ett geoenergisystem rätt så att det uppstår balans mellan aktivt uttag och omgivningens passiva återladdning (Barth et al. 2012).

1.2. Syfte och mål

En vanlig form av geoenergianläggningar är den typ som är avsedd för större fastigheter och som till exempel installeras till bostadsrättsföreningar. Dessa system är normalt utan någon återladdning, d.v.s. systemen återladdas enbart med energin från omgivningen, och då i huvudsak som solenergi. Det finns relativt få långtidsutvärderingar av sådana anläggningar. Långtidsmätningar och utvärderingar är dock viktiga för framtida marknader, bland annat för att kunna visa ekonomiska resultat, för att kontrollera att anläggningen har fungerat som den ska, eller om problem uppstår.

I Lund finns en geoenergianläggning med värmeuttag ur berg som lämpar sig som fallstudie. Syftet med detta projekt är att beskriva hur anläggningen är utformad samt utvärdera och redogöra för anläggningens driftdata.

Detta har utförts utifrån frågeställningarna nedan. En återsimulering av driften har jämförts med en simulering som utfördes 2003. Återsimuleringen har som mål att visa en mer korrekt dimensionering av anläggningen efter 20 års drift, då den ursprungliga simuleringen inte stämmer överens med Mandolinens slutgiltiga utformning.

Frågeställningar för projektet:

- beskrivning av Brf Mandolin,
- tidigare uppvärmningsform,
- projektering av geoenergianläggningen,
- borrhings- och installationsarbete,
- elförbrukning,
- gasförbrukning,
- kostnader,
- dimensionering,
- anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat.

1.3. Avgränsningar

Större geoenergianläggningar är ett stort och omfattande område med många olika tekniska system och aspekter. Arbetet baseras på en analys av befintlig samt erhållen information för enbart Brf Mandolin och på grund av detta har inga jämförelser utförts med andra anläggningar. När information ej har varit tillgänglig vid beräkningar, har antaganden gjorts.

2. Bakgrund

2.1. Större passiva geoenergisystem

Den vanligaste typen av geoenergianläggningar för större bostadsrättsföreningar är normalt passiva geoenergisystem med värmeuttag ur berg. Brunnssystemet för sådana anläggningar brukar bestå av ett flertal brunnar. Brunnsdjupen varierar oftast mellan 100 och 300 meter, beroende på hur stort energiuttag som skall göras. Brunnarna placeras normalt på den egna fastigheten, oftast med ett mellanrum på cirka 15 till 20 meter för att undgå termisk kortslutning mellan brunnarna (Barth et al. 2012). I varje brunn monteras en kollektorslang med en köldbärarvätska som cirkuleras i slangen och som hämtar upp värme från berget. Värmeenergin från vätskan växlas i normalfallet över till en värmepump som i sin tur omvandlar den förhållandevis låga temperaturen i berget till användningsbar temperatur till hushållen (Barth et al. 2012). Systemet är slutet och kräver därför minimalt med underhåll.

Under förutsättning att det inte är ett så kallat öppet system där grundvatten pumpas, räcker det för dessa geoenergisystem att det görs en anmälan till kommunens nämnd för miljöfrågor. Kommunen har dock rätt att under vissa förutsättningar, med stöd av paragraf 17

i förordning (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd, bestämma om det skall krävas tillstånd.

2.2. Bostadsrättsföreningen Mandolinen

Mandolinen är en av HSB:s bostadsrättsföreningar och byggdes 1992. Föreningen omfattar idag 106 lägenheter och är belägen i Lund på Flygelvägen på Östra Torn. Malmbergs Water AB i Åhus utförde anläggningen i totalentreprenad under åren 2003-2004, utformad som ett passivt geoenergisystem med energiuttag ur berg (Malmberg Water AB, 2004).

Syftet med projektet var att låta geoenergianläggningen producera huvuddelen av det årliga värmeenergiebehovet och på så vis sänka bostadsrättsföreningens årliga uppvärmningskostnader.

Tidigare uppvärmningsform innan dagens geoenergianläggning utgjordes av en gaspanna som stod för bostadsrättsföreningens hela energibehov. Geoenergianläggningen med värmepump integrerades med det gamla värmesystemet, där gaspannan idag används för spetslastvärme när värmepumpen inte räcker till (Malmberg Water AB, 2003). Anläggningens värmepump använder sig av berggrunden som värmekälla och hämtar energi från ett brunnssystem bestående av totalt 14 brunnar (Malmberg Water AB, 2003). Värmepumpen försörjer lägenheterna med värme för uppvärmning samt förvärmer vatten för varmvattenproduktion (Malmberg Water AB, 2004). Förutom att geoenergi är ett betydligt mer miljövänligt uppvärmningsalternativ än gas, är det även avsevärt billigare i drift.

3. Metoder

3.1. Informationsinsamling

Då huvudparten av projektet har varit att analysera och utvärdera befintlig data som ligger till grund för Mandolinen's geoenergianläggning har flera metoder för datainsamling använts. Litteraturstudier har gjorts om geoenergianläggningar i allmänhet, och dokumentering från projektering och drift av Brf Mandolinen har använts för beskrivning och utvärdering av själva anläggningen. Information från involverade personer i projektet har även använts för att skapa en bättre uppfattning om hur anläggningen har fungerat under årens gång. Platsbesök har också utförts med hjälp av en teknisk expert som har visat hur anläggningen är sammankopplad.

3.2. Earth Energy Designer

Simuleringsmodellen Earth Energy Designer (EED) har använts för att utföra en återsimulering utifrån en ursprunglig simulering av bergvärmedrift. Denna utfördes i samband med installationen av geoenergianläggningen i slutet av år 2003.

3.3. Beräkningar

Utifrån erhållen data för anläggningen har ett antal beräkningar och analyser utförts för att kunna visa hur anläggningen har följt ekonomiska och drifttekniska resultat.

4. Resultat

4.1. Projektering

Brunnssystemet består totalt av 14 parallellkopplade brunnar längs en slinga i ett område utmed Flygelvägen och in mot soprummet (Figur 1). Malmberg Borrning AB borrade 13 Brunnar med ett totaldjup av ca 250 m vardera, B1-13 (Malmberg Water AB, 2004) medan sista brunnen, B14 är en undersökningsbrunn som borrades av HP Borrningar i Klippan AB med ett totaldjup av ca 200 m (beteckning BP1/Mandolinen – Lund; HP Borrningar, 2002). Avståndet mellan brunnarna är ca 15 meter (Malmberg Water AB, 2003).



Figur 1. Lokalisering av de 14 brunnarna i Brf Mandolinen längs med Flygelvägen och in mot soprummet (B13). 13 brunnar är borrade av Malmbergs och B14 är den befintliga undersökningsbrunnen som borrades 2002 av HP borrningar AB. Brunnarna B8, B9 och B10 hamnade utanför tomtmarken. Den röda rektangeln visar vart anläggningens värmecentral finns (Modifierad från Google Maps, 2013).

4.2. Borrnings- och installationsarbete

Geologin i området är uppskattad av borrande personal från undersökningsborrningen som utfördes av HP Borrningar i Klippan AB år 2002 (HP Borrningar, 2002). Enligt beskrivning består lagerföljden ovan berg av lermorän med en mäktighet på ca 24 meter.

Det underliggande berget består av silurisk lerskiffer. Bergets överyta angavs som uppsprucken och en svaghetszon eller en okonsoliderad zon påträffades på ett djup mellan 170 och 200 meter. Vilande grundvattenyta i området ligger ca 9 meter under markytan (HP Borringar, 2002). Brunnen borrades med diametern 5,5” på grund av att undersökningsbrunnar brukar borraras med en större diameter än normala brunnar (HP Borringar i Klippan AB, 2002). Foderrören är cementerade och nitade i berget. Efter avslutad foderrörborrning borrades ett öppet hål i berget till fullt djup (Tabell 1).

Borrningsarbetet för resterande 13 brunnar utfördes av systerbolaget Malmberg Borring AB i sitt totalentreprenadstagande (Malmberg Water AB, 2004). På grund av erfarenheter från tidigare projekt med likartad geologi valde Malmberg att använda vattendriven sänkhamarborrning – s.k. Wassara (Malmberg Water AB, 2003).

Vid borrning med Wassara-metoden påförs vatten kontinuerligt till borrhålet, vilket leder till att hålet står under hydrostatiskt övertryck (Malmberg Water AB, 2003). Eftersom borrhålet påverkas av ett övertryck så kan även lösare bergpartier passeras utan att borrningen försvåras. Det finns också då en större chans att nå det dimensionerande djupet. Foderrörborrningen genomfördes med TUBEX-borrning i dimension 139,7 x 5,0 mm genom de lösa jordlagren och ner till berg (Malmberg Water

AB, 2003). Kronans rymmare är då utfälld, vilket resulterar i ett större hål än foderrörets ytterdiameter. Efter foderrörborrningen användes hammarborrning i dimension 115 mm ner till ett djup av ca 250 meter (Tabell 2).

Efter utförd borrning för brunnssystemet installerades en vattenfylld kollektor av polyeten med svetsad returböj i varje borrhål. Dimensionen på kollektorslangarna är 40 x 2,4 mm samt tryckklass PN 6,3 (Malmbergs Water AB, 2003). Köldbärarvätskan som används i kollektorslangarna är köldbäretanol 28 % med frysskydd ner till -16 grader (Malmberg Water AB, 2004).

Vid borrningsarbetet hamnade 3 av de 14 borrhålen av misstag utanför bostadsrättsföreningens tomtmark. Bostadsrättsföreningen fick därmed den 23 april 2004 ansöka om tillstånd för att nyttja parkmarken där de tre borrhålen utfördes (HSB, Brf Mandolinen, 2004). Tillståndet gällde borrhålen B8, B9 och B10 (Figur 1) och Malmberg fick anlägga anslutningsledningarna tre meter under marknivån så att installationen inte hindrar eventuella framtida ledningsdragningar för kommunen. Resten av brunnarna har anslutningsledningarna en meter under marknivån (Malmberg Water AB, 2004). Ett ombyggnadsarbete utfördes av Malmberg Water AB för att iordningsställa maskincentral för värmepumpsanläggningen (Figur 1). Värmepumpen som installerades är en 161 kW Carrier 30RW-185 och köldmediun för värmepumpen är R407C (Malmberg Water AB, 2003).

Tabell 1. Sammanställning av data för undersökningsbrunnen med angivelse för; borrhålsnummer, djupet för foderrör, djupet för öppet hål, totaldjup, kollektordjup och aktivt borrhålsdjup. Läge enligt Fig. 1

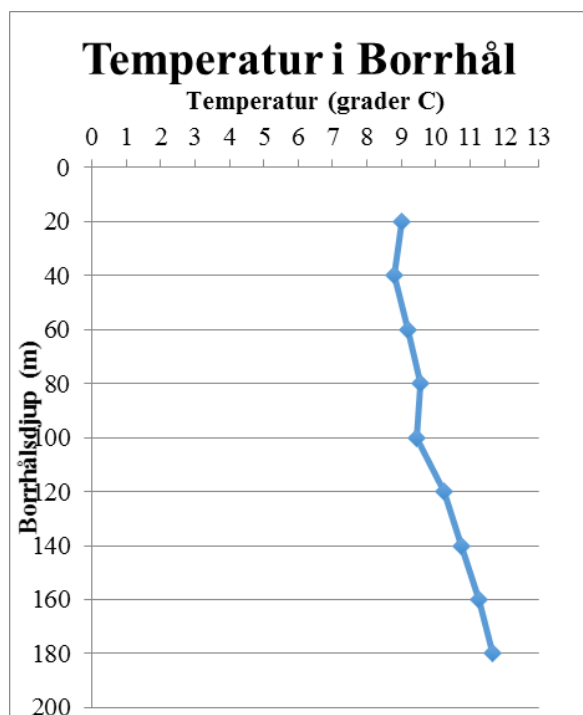
Energibrunn (undersökningsbrunn)	Foderrör (168,3 x 5,6 mm)	Öppet hål (140 mm)	Total djup	Kollektordjup	Aktivt borrhålsdjup
14	33 m	167 m	200 m	168 m	159 m

Tabell 2. Sammanställning av data över de 13 brunnar med angivelse för borrhålsnummer, djupet för foderrör, djupet för öppet hål, totaldjup, kollektordjup och aktivt borrhålsdjup. Läge enligt Fig. 1.

Energibrunn, nr:	Foderrör (139,7 x 5,0 mm)	Öppet hål (115 mm)	Total djup	Kollektordjup	Aktivt borrhålsdjup
1	33 m	218 m	251 m	223 m	214 m
2	33 m	219 m	252 m	244 m	235 m
3	33 m	219 m	252 m	236 m	227 m
4	66 m	186 m	252 m	236 m	227 m
5	36 m	215 m	251 m	250 m	241 m
6	33 m	217 m	250 m	249 m	240 m
7	30 m	220 m	250 m	242 m	233 m
8	27 m	223 m	250 m	225 m	216 m
9	27 m	223 m	250 m	248 m	239 m
10	27 m	223 m	250 m	249 m	240 m
11	24 m	226 m	250 m	249 m	240 m
12	24 m	227 m	251 m	248 m	239 m
13	21 m	229 m	250 m	250 m	241 m

4.3. Temperaturmätningar

Inget termiskt responstest utfördes, men den ostörda temperaturen uppmättes 2004 med en temperaturlogger i kollektorslangarna för åtta av borrhålen (Hellström, 2004). Temperaturen avlästes var 5:e meter och medelvärdet av uppmätta temperaturer visar på 10,0 grader över intervallet 15-195 meters djup (Figur 2). Temperaturen ökar något med tilltagande djup pga. den geotermiska gradienten (Hellström, 2004).



Figur 2. Mätvärden för borrhålets begynnelsestemperatur som en funktion av djupet.

4.4. Simulering av driften

En simulering av driften utfördes i samband med installationen av värmepumpsanläggningen för att få en uppfattning om hur balansen mellan aktivt uttag och omgivningens passiva återladdning kan se ut för brunnssystemet, samt hur medelfluidtemperaturen i borrhålen förändras med tiden (Hellström, 2003).

Tre beräkningsfall utfördes med simuleringstid 20 år.

- 1) 20 hål med 191 m aktivt djup och 20 m avstånd längs en linje.
- 2) 15 hål med 241 m aktivt djup och 15 m avstånd längs en linje.
- 3) 12 hål med 241 m aktivt djup och 20 m avstånd längs en linje.

Beräkningsfall två är det fall som tas upp i resultatet eftersom det fallet stämmer bäst överens med den slutgiltiga utformningen av Mandolinens bergvärmesystem. När en simulering utförs används det aktiva borrhålsdjupet, inte det totala borrhålsdjupet. Det aktiva borrhålsdjupet är den del av borrhålskollektorn som är tillgänglig för värmeöverföring från berget, d.v.s. den del av borrhålet som befinner sig mellan grundvattenytan och kollektorns U-böj (Tabell 1, 2). Beräkningsförutsättningar till simuleringen för geologi, hydrogeologi, termisk konduktivitet, värmelast m.m. redovisas i bilaga (Bilaga A).

Programmet Earth Energy Designer (EED) användes för simulering av fluidmedeltemperaturens variation under 20 års drift. Medelfluidtemperaturen är medelvärdet mellan inlopps- och utloppstemperatur till borrhålet. Om flödet i köldbärarkretsen väljs så att temperatordifferensen över förångaren är ca 3 grader, innebär detta att inloppstemperaturen till värmepumpen är 1,5 grader varmare än den redovisade medelfluidtemperaturens värde. Värmelasten antas vara densamma varje år. Modellen antar att värmetransporten i marken sker genom värmeledning.

Värmetransport från grundvattenrörelser antas ej inträffa. De beräknade värdena avser månadsvis lägsta temperatur under månaderna november-mars (Hellström, 2003).

I Tabell 3 redovisas medelfluidtemperaturens variation under 20 års drift med medelklimat. Frysning av grundvattnet i borrhålet är inte medräknat i simuleringen. Frysning har dock en gynnsamt dämpande effekt på temperatursänkningen, dels genom uttag av potentiell värme när vattnet fryser och dels genom att is har högre värmeledningsförmåga än vatten. Hela borrhålet antas kunna vara fryst om medelfluidtemperaturen understiger -3,5 till -4 grader (Hellström, 2003).

Simuleringen visar att hela borrhålet kan frysa under januari-februari när lägsta medelfluidtemperatur är -3,61 grader efter 20 år med termiska egenskaper för ofruset borrhål. Skillnaden mellan ofruset och helt fruset borrhål för detta fall är ca 0,9 grader. Lägsta temperatur efter 20 år blir då ca -2,7 grader (Hellström, 2003).

4.5. Återsimulering av brunnssystemet

En ny simulering med hjälp av EED har utförts för att få en bättre uppfattning och utvärdering av hur medelfluidtemperaturens variation under 20 års drift ser ut i det slutgiltiga utformade brunnssystemet. Alla beräkningsförutsättningar antas vara detsamma, förutom det aktiva brunnsdjupet och antal borrhål i utförd anläggning. Denna består som tidigare nämnts av 14 brunnar med ett medelvärde på 228 m för aktivt borrhålsdjup och med 15 m avstånd mellan brunnarna på en utlagd linje. Medelvärdet på 228 m för aktivt djup har använts med hänsyn till att kollektorslangarnas totaldjup i individuella brunnar skiljer sig åt (Tabell 1, 2).

I Tabell 4 redovisas medelfluidtemperaturens variation under 20 års drift med medelklimat. Antaganden av frysning från den gamla simuleringen antas vara detsamma för detta fall, dvs. att frysning av grundvattnet i borrhålet inte är medräknat och hela borrhålet antas kunna vara fryst om medelfluidtemperaturen understiger -3,5 till -4 grader (Hellström, 2003).

Simuleringen visar att hela borrhålet fryser mellan november och mars med lägsta medelfluidtemperatur på ca -5,73 grader i februari efter 20 år med termiska egenskaper för ofruset borrhål. Skillnaden mellan ofruset och helt fruset borrhål förutsätts vara detsamma som den tidigare utförda simuleringen, dvs. ca 0,9 grader. Lägsta medelfluidtemperatur efter 20 år blir då ca -4,83 grader. Jämförelse mellan de två simuleringarna tas upp i tolknings- och diskussionsdelen.

4.6. Värmepumpens inlopps- och utloppstemperatur

Inlopps- och utloppstemperaturen för Mandolinens brunnssystem avlästes 2013-05-11 från värmepumpens monitor. Medelfluidtemperaturen är medelvärdet mellan inlopps- och utloppstemperatur till borrhålet.

- Inloppstemperaturen = 5,5 grader
- Utloppstemperaturen = 2,6 grader
- Medelfluidtemperatur = 4,05 grader

Jämförelse mellan värmepumpens och simuleringarnas medelfluidtemperatur efter 8 års drift i slutet av maj tas upp i tolkning- och diskussionsdelen.

Tabell 3. Sammanfattning av medelfluidtemperatur för beräkningsfall 15 hål med 241 m aktivt djup och 15 m avstånd, längs en linje. Minsta medelfluidtemperatur är -3.61°C i slutet av februari och högsta medelfluidtemperatur är 6,43 °C i slutet av juli.

Månad	År 1	År 2	År 5	År 10	År 20
JAN	12.01	0.97	-0.69	-2.02	-3.57
FEB	12.01	0.85	-0.76	-2.07	-3.61
MAR	12.01	1.03	-0.52	-1.82	-3.35
APR	12.01	4.20	2.70	1.42	-0.10
MAY	12.01	6.84	5.41	4.14	2.63
JUN	12.01	8.21	6.83	5.59	4.08
JUL	12.01	10.50	9.17	7.93	6.43
AUG	12.01	8.88	7.58	6.35	4.86
SEP	9.33	8.22	6.95	5.73	4.24
OCT	7.03	6.06	4.80	3.59	2.11
NOV	2.55	1.66	0.41	-0.79	-2.27
DEC	1.47	0.64	-0.59	-1.79	-3.26

Tabell 4. Sammanfattning av medelfluidtemperatur för beräkningsfall 14 hål med 228 m aktivt djup och 15 m avstånd längs en linje. Minsta medelfluidtemperatur är -5.73°C i slutet av februari och högsta medelfluidtemperatur är 5,55 °C i slutet av juli

Månad	År 1	År 2	År 5	År 10	År 20
JAN	11.85	-0.64	-2.52	-3.99	-5.70
FEB	11.85	-0.78	-2.56	-4.03	-5.73
MAR	11.85	-0.58	-2.28	-3.73	-5.42
APR	11.85	3.00	1.36	-0.07	-1.75
MAY	11.85	5.99	4.40	2.98	1.30
JUN	11.85	7.54	6.00	4.59	2.92
JUL	11.85	10.13	8.61	7.21	5.55
AUG	11.85	8.29	6.79	5.41	3.76
SEP	8.82	7.55	6.07	4.70	3.06
OCT	6.22	5.10	3.65	2.29	0.65
NOV	1.16	0.14	-1.29	-2.64	-4.27
DEC	-0.07	-1.01	-2.41	-3.75	-5.37

4.7. Gas- och elförbrukning

Förbrukningsvärden för gas och el under åren 2006-2013 har erhållits från HSB:s energiavdelning i Lund (HSB, 2013). Förbrukningsdata för åren 2006-2008 erhöles årsvis från mätarinformation på gamla fakturor; p.g.a. att HSB:s energiavdelning inte började ta hand om Mandolinens förbrukning förrän 2009. Inga förbrukningsdata finns sparade från tiden före 2006-eftersom arkiveringstiden är 7 år (Tabell 5, 6).

4.8. Mandolinens årsredovisning

Installationen av värmepumpsanläggningen år 2004 visar enligt Mandolinens årsredovisningar från åren 2003-2012 en tydlig förändring av både gas-kostnader och elkostnader för bostadsrättsföreningen.

Utifrån Mandolinens årsredovisningar 2003-2012 har en sammanställningstabell gjorts (Tabell 7). Tabellen visar lägre gaskostnader och högre elkostnader från år 2005 och framåt. Gaskostnaderna blir lägre p.g.a. värmepumpsanläggningen då började stå för huvuddelen av energibehovet. Elkostnaderna ökar p.g.a. den extra elenergi som behövs för att ha värmepumpsanläggningen i drift.

Tabell 5. Sammanställning av verklig gasförbrukning månadsvis för åren 2009-2011 samt verklig gasförbrukning årsvis för åren 2006-2008.

Gas (kWh)								
År	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Jan				39 278	45 784	46 301	33 332	53 134
Feb				37 377	42 388	65 182	42 092	50 402
Mar				24 760	33 673	40 641	21 721	34 172
Apr				24 409	16 903	20 496	19 608	33 069
Maj				20 167	18 936	17 188	17 275	
Jun				17 474	20 035	19 331	6 984	
Jul				17 122	19 804	15 496	0	
Aug				16 067	15 892	15 496	0	
Sep				17 441	19 298	19 375	31 409	
Okt				21 332	17 056	18 518	24 794	
Nov				19 408	40 146	19 123	23 994	
Dec				36 267	76 963	22 332	24 794	
Totalt:	315 036	319 107	245 066	291 103	366 879	319 479	245 993	170 777

Tabell 6. Sammanställning av verklig elförbrukning månadsvis för åren 2009-2011 samt verklig elförbrukning årsvis för åren 2006-2008.

El (kWh)								
År	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Jan				38 121	45 791	35 965	38 827	38 631
Feb				34 432	38 298	28 639	40 292	33 889
Mar				37 015	40 498	34 581	36 266	37 888
Apr				22 795	30 646	26 870	31 982	36 666
Maj				18 462	25 119	20 708	20 124	
Jun				14 679	14 547	12 784	22 554	
Jul				10 686	8 282	11 950	23 050	
Aug				11 271	11 695	13 174	21 950	
Sep				14 650	17 751	15 969	23 746	
Okt				30 284	30 685	27 135	29 209	
Nov				32 959	35 069	33 660	37 958	
Dec				43 882	36 885	44 014	39 223	
Totalt:	372 540	233 978	300 390	309 236	335 226	302 954	365 180	147 074

Tabell 7. Sammanställning av bostadsrättsföreningens årsredovisningar från 2003-2012. År 2005 ses gaskostnaderna reduceras kraftigt och elkostnaderna ökar när värmepumpsanläggningen börjar stå för huvuddelen av energibehovet.

År	Gaskostnader	Elkostnader	Totalkostnad för gas och el
2003	771 888 kr	100 623 kr	872 511 kr
2004	683 020 kr	118 774 kr	801 794 kr
2005	288 868 kr	331 674 kr	620 542 kr
2006	279 270 kr	474 334 kr	753 604 kr
2007	255 305 kr	297 458 kr	552 763 kr
2008	201 123 kr	358 587 kr	559 710 kr
2009	267 905 kr	390 799 kr	658 704 kr
2010	373 615 kr	452 053 kr	825 668 kr
2011	335 067 kr	391 734 kr	726 801 kr
2012	308 284 kr	410 144 kr	718 428 kr

4.9. Årsförbrukning och kostnader

Utifrån förbruknings- och årsredovisningsdata har två sammanställningstabeller skapats (Tabell 8, 9) med ett uppskattningsvärde för gas- och elpriset genom åren. Prisen för varje år är ett uppskattat värde utifrån information från Mandolinens årsredovisningar (HSB, 2013) och förbrukningsdata som erhållits från HSB:s energiavdelning (HSB, 2013).

4.1.0. Dimensionering av anläggning

Mot bakgrund av data som framkom genom från Malmberg Water AB undersökningar samt behovsanalys för bostadsrättsföreningen Mandolinen. Dimensionerades det totala värmeenergibehovet respektive värmeeffektbehovet samt andra grundförutsättningar (Malmberg, 2003).

Tabell 8. Sammanställning av bostadsrättsföreningens gasförbrukning och gaskostnader för åren 2003-2012. Utifrån förbruknings- och årsredovisningsdata har ett uppskattat gaspris tagits fram. Ej erhållna gasförbrukningsvärden beror på att arkiveringstiden endast är 7 år.

År	Gaskostnader	Gasförbrukning	Beräknat gaspris
2003	771 888 kr	-	-
2004	683 020 kr	-	-
2005	288 868 kr	-	-
2006	279 270 kr	315 036 kWh	0,89 kr/kWh
2007	255 305 kr	319 107 kWh	0,80 kr/kWh
2008	201 123 kr	245 066 kWh	0,82 kr/kWh
2009	267 905 kr	291 103 kWh	0,92 kr/kWh
2010	373 615 kr	366 879 kWh	1,02 kr/kWh
2011	335 067 kr	319 479 kWh	1,05 kr/kWh
2012	308 284 kr	245 993 kWh	1,25 kr/kWh

Tabell 9. Sammanställning av bostadsrättsföreningens elförbrukning och elkostnader (inklusive hushållsel) för åren 2003-2012. Utifrån förbruknings- och årsredovisningsdata har ett uppskattat elpris tagits fram. Ej erhållna elförbrukningsvärden beror på att arkiveringstiden endast är 7 år.

År	Elkostnader	Elförbrukning	Beräknat elpris
2003	100 623 kr	-	-
2004	118 774 kr	-	-
2005	331 674 kr	-	-
2006	474 334 kr	372 540 kWh	1,27 kr/kWh
2007	297 458 kr	233 978 kWh	1,27 kr/kWh
2008	358 587 kr	300 390 kWh	1,19 kr/kWh
2009	390 799 kr	309 236 kWh	1,26 kr/kWh
2010	452 053 kr	335 226 kWh	1,35 kr/kWh
2011	391 734 kr	302 954 kWh	1,29 kr/kWh
2012	410 144 kr	365 180 kWh	1,12 kr/kWh

Förutsättningarna avser ett år (startår 2003):

• värmeenergibehov	1040 000 kWh
• energitäckning värmepump	83 %
• energitäckning gaspanna (spetslast)	17 %
• värmeproduktion i värmepump	863 000 kWh
• geoenergi från värmepump	554 786 kWh
• värmefaktor för värmepump	2,8
• värmeeffektbehov	400 kW
• värmepumpeffekt	161 kW
• energipris gas	0,75 kr/kWh
• energipris el	0,75 kr/kWh

Totala värmeenergibehovet är fastighetens uppvärmningsbehov för tappvatten, utrymmenas uppvärmning och elenergi. Värmepumpens värmefaktor är den energi som erhålls från pumpen i relation till tillförd elektrisk energi. Geoenergin står för ca 2/3 av värmeenergin som är ”gratis” och som hämtas från brunnssystemet.

Förutsättningarna avser ett år (startår 2003):

Driftkostnader innan befintlig anläggning:

Gaspannan täcker 100 % av det årliga värmeenergi-behovet: 1040 000 kWh = 780 000 kr (Malmberg, 2003).

Driftkostnader, installerad värmepumpsanläggning:

Gaspanna, täcker 17 % av det årliga värmeenergi-behovet: 177 000 kWh = 133 000 kr (Malmberg, 2003).

Värmepump täcker på årsbasis 83 % av det totala värmeenergi-behovet: 863 000 kWh, där 308 000 kWh går till drivenergi p.g.a. värmefaktorn + 8000 kr för el till cirkulationspumpar m.m. = 239 000 kr (Malmberg, 2003).

Total driftkostnad: 371 000 kr

Driftkostnadsbesparing:

Den totala driftkostnadsbesparingen blir: 780 000 kr – 371 000 kr = 409 000 kr per år (Malmberg, 2003).

Investeringen för anläggningen uppskattades till 3 293 000 kr, detta är utan tillkommande kostnader (Malmberg, 2003). Rak ”payofftid” beräknades till 8,1 år, vilket innebär att anläggningen skulle kunna vara återbetald ca år 2013.

4.1.1. Anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat

Med hjälp av erhållna gas- och elförbrukningar och Mandolinens årsredovisningar (Tabell 5–9), samt utförda beräkningar och vissa antaganden, har en beräknad uppskattning gjorts för bostadsrättsföreningen Mandolinen för att visa hur anläggningen har följt Malmbergs dimensioneringsförutsättningar genom åren.

Sammanställningstabellerna 10, 11 och 12 presenterar beräkningarna som utfördes för bostadsrättsföreningen Mandolinen. Beräkningarna är gjorda utifrån erhållna erfarenhetsvärden. Där erfarenhetsvärden ej har funnits tillgängliga, har antaganden gjorts. Antaganden har speciellt gjorts för år 2005 och för elförbrukningen samt hushållselen. Detta tas upp mer i tolknings- och diskussionsdelen.

Med hjälp av beräkningarna, har även fem återbetalningsfall utförts för att visa hur anläggningens återbetalningstid har sett ut genom åren (Figur 3). Totalkostnaden för anläggningen i återbetalningsdiagrammet är 3 560 000 kr p.g.a. tillkommande kostnader på 97 697 + 169 551 kr (HSB: Mandolinen 2013). Detta gäller även för fall 1 som återspeglar Malmbergs ekonomiska dimensionerande förutsättningar. Detta innebär att även Malmbergs förutsättningar också visar en lite högre payofftid än 8,1 år.

De fem återbetalningsfallen representerar:

- Fall 1: Malmbergs värmebehov, gas- och elpris samt gas- och elförbrukning
- Fall 2: Malmbergs värmebehov, gas- och elpris med beräknat gas- och elförbrukning
- Fall 3: Beräknat värmebehov, gas- och elförbrukning med Malmbergs gas- och elpris
- Fall 4: Malmbergs värmebehov med beräknat gas- och elpris, gas- och elförbrukning
- Fall 5: Beräknat värmebehov, gas- och elförbrukning samt beräknat el- och gaspris

Tabell 10. Utförda beräkningar med hjälp av erfarenhetsvärden. Vissa antaganden har gjorts när data ej har funnits tillgänglig. Svart = beräknade värden; **grön** = antagna värden; **blå** = erfarenhetsvärden (gas- och elförbrukning från HSB:s energiavdelning samt gas- och elkostnader från Mandolinens årsredovisningar).

	A	B	C	D	E	F
År	Gas (kWh)	Gaskostnader (kr)	B/A Beräknat gaspris (kr/kWh)	El (kWh)	Elkostnader (kr)	E/D Beräknat elpris (kr/kWh)
2003		771 888			100 623	1,27
2004		683 020			118 774	1,27
2005	339 845	288 868	0,85	261 161	331 674	1,27
2006	315 036	279 270	0,89	372 540	474 334	1,27
2007	319 107	255 305	0,80	233 978	297 458	1,27
2008	245 066	201 123	0,82	300 390	358 587	1,19
2009	291 103	267 905	0,92	309 236	390 799	1,26
2010	366 879	373 615	1,02	335 266	452 053	1,35
2011	319 479	335 067	1,05	302 954	391 734	1,29
2012	245 993	308 284	1,25	365 180	410 144	1,12

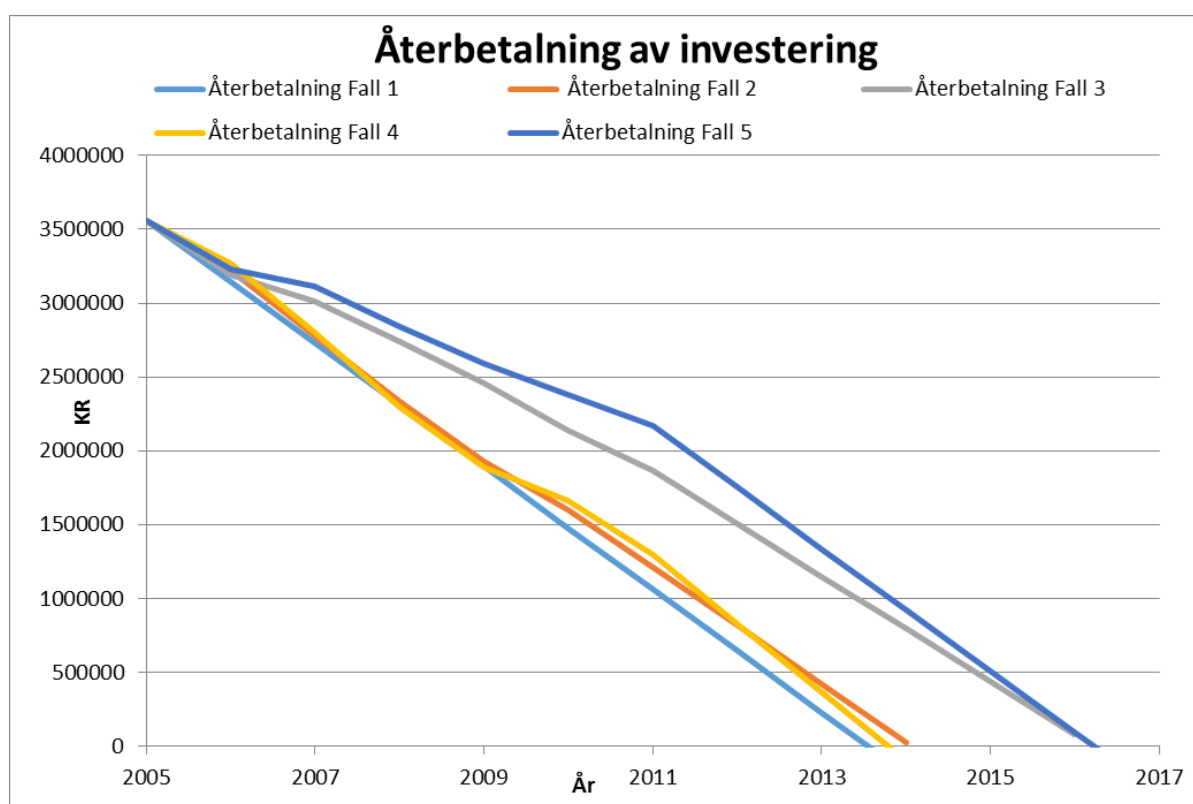
Tabell 11. Utförda beräkningar med hjälp av erfarenhetsvärden. Samtliga antaganden användes när erfarenhetsdata ej funnits tillgänglig. Svart = beräknade värden; **grön** = antagna värden.

	G	H	I	J	K	L	M
År	H*F Hushållsel beräknat (kr)	E/F Hushållsel beräknat och antaganden (kWh)	E-G Beräknat elkostnader utan hushållsel (kr)	I/F Beräknat El till vp (kWh)	J*1,8 Beräknat geoenergi (kWh)	J*2,8 Beräknat värmeproduktion från vp (kWh)	A+J+K Beräknat total värmeenergi ex hushållsel (kWh)
2003	100 623	79 231	0	0	0	0	0
2004	118 773	93 523	0	0	0	0	0
2005	127 000	100 000	204 674	161 161	290 089	451 250	791 094
2006	127 324	100 000	347 010	272 540	490 572	763 112	1078 148
2007	127 131	100 000	170 327	133 978	241 160	375 138	694 245
2008	119 374	100 000	239 213	200 390	360 702	561 092	806 158
2009	126 376	100 000	264 423	209 236	376 625	585 861	876 964
2010	134 834	100 000	317 219	235 266	423 479	658 745	1025 624
2011	129 305	100 000	262 429	202 954	365 317	568 271	887 750
2012	112 313	100 000	297 831	265 180	477 324	742 504	988 497

Tabell 12. Utförda beräkningar med hjälp av erfarenhetsvärden. Samtliga antaganden användes när erfarenhetsdata ej funnits tillgänglig.

	N	O	P
År	B+E Summa gas + elkostnad (ej (korr)) (kr)	B+I Summa gas + elkostnad (korr) (kr)	A/M energitäckning gas (%)
2003	872 511	771 888	100
2004	801 794	683 020	100
2005	620 542	493 542	43
2006	753 604	626 280	29
2007	552 763	425 632	46
2008	559 710	440 336	30
2009	658 704	532 328	33
2010	825 668	690 834	36
2011	726 801	597 496	36
2012	718 428	606 115	25

Figur 3. Sammanställning av olika återbetalningsfall som representerar olika beräkningar för bostadsrättsföreningen Mandolinen.



- ◆ Fall 1: Malmbergs värmebehov, gas- och elpris samt gas- och elförbrukning
- ◆ Fall 2: Malmbergs värmebehov, gas- och elpris med beräknat gas- och elförbrukning
- ◆ Fall 3: Beräknat värmebehov, gas- och elförbrukning med Malmbergs gas- och elpris
- ◆ Fall 4: Malmbergs värmebehov med beräknat gas- och elpris, gas- och elförbrukning
- ◆ Fall 5: Beräknat värmebehov, gas- och elförbrukning samt beräknat el- och gaspris

5. Tolkning och diskussion

5.1. Simulering av driften

Återsimuleringen utfördes för att stämma bättre överens med Mandolinens slutgiltiga brunnssystem, då den ursprungliga simuleringen hade ett för stort aktivt djup som ej stämde överens med Mandolinens slutgiltiga brunnssystem. Den gamla simuleringen gjordes med 15 brunnar som omfattade ett totalt aktivt djup på 3615 meter, medan det slutgiltiga brunnssystemet bara omfattar 14 brunnar med ett totalt aktivt djup på 3192 meter. Detta innebär att den ursprungliga simuleringen gjordes med 423 meter för långt aktivt djup. Detta innebär att den äldre simuleringen visar en högre medelfluidtemperatur för 20 års drift, samt även en mindre belastning per borrhålsmeter för anläggningen.

Enligt beräkningsförutsättningarna från bilaga A är sammanlagda effekten 120 kW ur borrhålen vid full last på värmepumpen (Hellström, 2003). Belastningen per borrhålsmeter utgörs av den totala effektlasten delat med det totala aktiva borrhålsdjupet. Detta resulterar i att den ursprungliga simuleringen visar en belastning per borrhålsmeter på ca 33 W/m, medan återsimuleringen visar på en belastning per borrhålsmeter på ca 38 W/m.

Den ursprungliga simuleringen påvisade att lägsta medelfluidtemperaturen är -3,61 grader efter 20 år med termiska egenskaper för ofruset borrhål. Antaganden utgår ifrån att det förutsätts att hela borrhålet kan vara fryst om medelfluidtemperaturen understiger -3,5 till -4 grader (Hellström, 2003). Skillnaden mellan ofruset och helt fruset borrhål uppskattades till ca 0,9 grader p.g.a. att frysning har en gynnsam dämpande effekt på temperatursänkningen, dels genom uttag

av potentiell värme när vattnet fryser, dels genom att is har högre värmeledningsförmåga än vatten (Hellström, 2003). På grund av detta blir den lägsta medelfluidtemperaturen efter 20 års drift ca -2,7 grader. Det bör uppmärksammas att i frusna borrhål är det inte vätskan inuti kollektorslangen som fryser, utan borrhålet utanför kollektorslangen som fryser. Under vinterhalvåret blir det normalt en viss isbildning i den nedre delen av borrhålet, men isen tinar upp under den varma delen av året, vilket antagits i beräkningarna. Utifrån dessa antaganden finns det därför en liten risk att borrhålen fryser enligt den ursprungliga simuleringen efter 20 års drift.

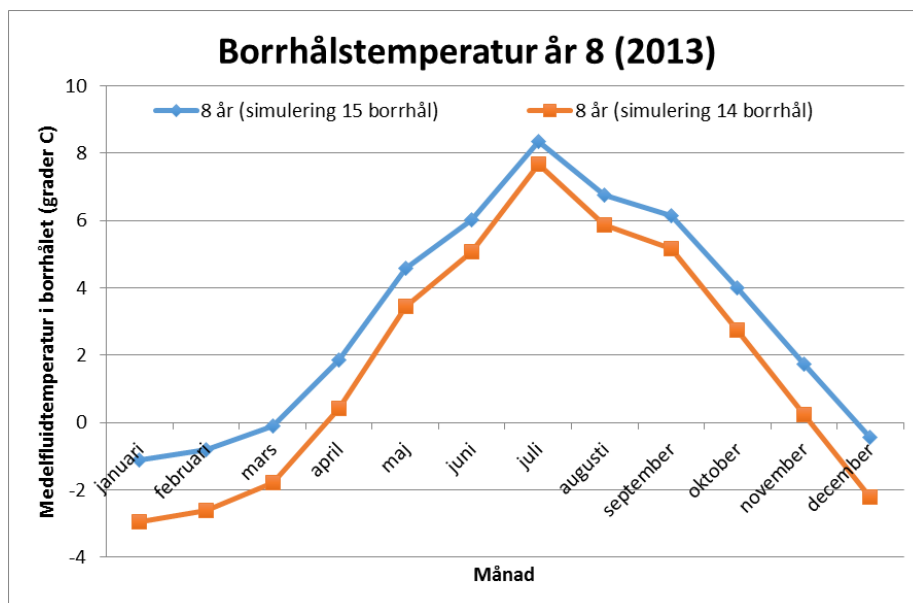
Återsimuleringen som återspeglar det slutgiltiga brunnssystemets 14 brunnar resulterade i en lägsta medelfluidtemperatur; runt ca -5,73 grader efter 20 år med termiska egenskaper utan kompensation för frysning i borrhålet. Antagandena för frusna borrhål och ökad värmeledningsförmåga är desamma för återsimuleringen. Den lägsta medelfluidtemperaturen efter 20 års drift blir då ca -4,83 grader utifrån antagandet om högre värmeledningsförmåga p.g.a. isbildning. Detta innebär en större risk för att borrhålen blir helt frusna efter 20 års drift under den kallaste perioden av året.

Temperaturskillnaden mellan de lägsta medelfluidtemperaturerna för båda simuleringarna efter 20 års drift under den kallaste perioden av året är ca 2,13 grader. Även den högsta medelfluidtemperaturen efter 20 års drift skiljer sig åt mellan simuleringarna. Återsimuleringen ligger ca 0,88 grader lägre jämfört med den gamla simuleringen.

Återsimuleringen som skall stämma bättre överens med den slutgiltiga anläggningen, påvisar en lägre medelfluidtemperatur efter 20 års drift under både den kalla och varma perioden jämfört med den ursprungliga simuleringen.

Figur 4 visar fluidtemperaturen efter 8 år i drift, d v s år 2013. Den gamla simuleringen visar en högre medelfluidtemperatur genom hela året. Under den kallare perioden av året är även skillnaden i temperatur störst mellan simuleringarna.

Figur 4. Skillnaden i medelfluidtemperatur för hela året mellan de två simuleringarna efter 8 år i drift.



Även om återsimuleringen skall visa en mer korrekt medelfluidtemperatur under året för det slutgiltiga brunnssystemet så är det fortfarande en jämförelse mellan två simuleringar som är gjorda utifrån vissa antaganden.

Det skulle därför vara intressant att jämföra båda simuleringarna med resultat från värmepumpens verkliga medelfluidtemperatur. En sådan jämförelse skulle ha visat hur det slutgiltigt utformade brunnssystemet följt de båda simuleringarna sedan anläggningen kom i drift år 2005. Tyvärr visade det sig att anläggningen inte hade något program som lagrar medelfluidtemperaturer för värmepumpen. Det enda värdet som kan användas är den medelfluidtemperaturen som avlästes 2013-05-11 från värmepumpens monitor, vilket var ca 4,05 grader (Se resultat ”inlopps- och utloppstemperatur för värmepumpen”).

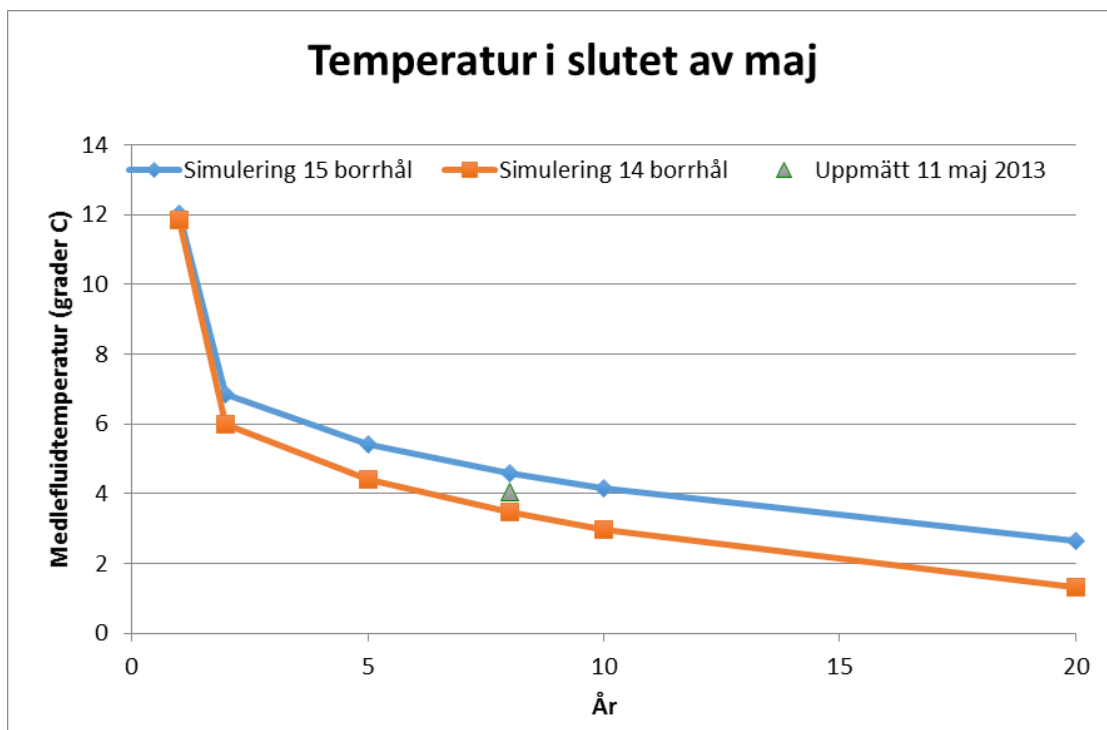
Värmepumpens avlästa medelfluidtemperatur kan jämföras med simuleringarnas medelfluidtemperaturer efter 8 års i drift i slutet av maj. Figur 5 nedan visar hur värmepumpens avlästa medelfluidtemperatur förhåller sig till båda simuleringarna efter 8 år i drift i slutet av maj.

Som framgår av Figur 5 visar återsimuleringen en något lägre medelfluidtemperatur i slutet av maj efter 8 år i drift än uppmätt värde, medan den ursprungliga simuleringen visar en något högre medelfluidtemperatur. Skillnaden är dock knappt en halv grad

mellan simuleringarna och värmepumpens verkliga medelfluidtemperatur, vilket innebär att just nu efter 8 år i drift kan man anse att både återsimuleringen och den ursprungliga simuleringen ger relativt bra samstämmighet med mätdata från den verkliga anläggningen.

Den ursprungliga simuleringen kan dock antas visa en något högre medelfluidtemperatur under den kallare perioden av året jämfört med återsimuleringen och den verkliga anläggningen.

Det skulle vara önskvärt att avläsa medelfluidtemperaturer existerade för värmepumpen innan 2013. Denna brist gör det svårt att bedöma hur anläggningen har förhållit sig till utförda simuleringar genom åren. Dock kan man för framtiden se hur värmepumpens verkliga medelfluidtemperatur förhåller sig till de utförda simuleringarna genom att upprätta ett regelbundet avläsningsschema över värmepumpens medelfluidtemperatur. Därför uppmuntras HSB:s bostadsrättsförening Mandolinen och även andra bostadsrättsföreningar med geoenergianläggningar att börja avläsa värmepumpens medelfluidtemperatur varje månad, eller i ett mindre ambitiöst program, två gånger om året, i slutet av februari när det är som kallast och i juli när det är som varmast. Detta skulle på ett enkelt sätt ge bra statistik för utförd geoenergianläggning och kunna användas till att ge ett underlag för utvärdering av hur anläggningen fungerar genom åren, speciellt i förhållande till utförda simuleringar.



Figur 5. Värmepumpens verkliga medelfluidtemperatur i maj (grön triangel) i förhållande till de båda simuleringarnas dimensionerade medelfluidtemperaturer i slutet av maj efter 8 års drift.

5.2. Erfarenhetsvärden

Förbrukningsdata för gas och el är hämtat från HSB:s energiavdelning i Lund. Förbrukningsvärden för 2009-2013 är sammanställda månadsvis utifrån verklig uppmätt data. Det är därför viktigt att ha i åtanke att temperaturen varierar med köldknäppar och värmeböljor varje år och därmed varierande energiförbrukningen för uppvärmning över åren. Tabellerna visar en mycket högre förbrukning mellan november-mars, samt att den totala årsförbrukningen kan skilja sig avsevärt från år till år beroende på om det har varit ett kallt eller varmt år. Förbrukningsvärden innan 2009 är ej sammanställda månadsvis. Detta beror på att Mandolinen började betala HSB år 2009 för att administrera energi-förbrukningen. Förbrukningsvärden före 2009 har p.g.a. detta erhållits från gamla fakturor och utifrån fakturornas mätarställning mellan 2006-2008 har både el- och gasförbrukning sammanställts årsvis. Det gick ej att erhålla förbrukningsdata för åren före 2006 p.g.a. att arkiveringstiden är endast sju år.

Resultaten för gasförbrukningen (Tabell 5) visar att förbrukningen under juli och augusti under år 2012 var 0. Detta beror på att under sommaren 2012 utförde Malmberg Water AB en komplettering och ombyggnad av värmepumpsanläggningen för ett bättre nyttjande av värmepumpen och en lägre gasförbrukning för framtida år. Om kompletteringen har lett till en lägre gasförbrukning är svårt att se i dagsläget, då för kort tid gått sedan kompletteringen utfördes. Dock visar beräkningarna från anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat att energitäckning för gas är 25 % för år 2012 (Tabell 12), vilket är lägre än alla andra år. Detta kan emellertid bero på att vid utförandet av kompletteringen var gaspannan avstängd i två månader, vilket resulterar i att beräkningarna, som är utförda årsvis, visar en lägre energitäckning detta år. Sammanställningen med sju år av gas- och elförbrukning från HSB:s energiavdelning har dock bidragit till att kunna beräkna hur mycket gas och el som har förbrukats under åren och utifrån detta göra en bedömning om hur väl anläggningen har följt Malmbergs Water AB dimensionerade förutsättningar.

Mandolinen årsredovisningar har också legat till grund för utvärderingen av hur anläggningen har följt Malmbergs dimensionerade förutsättningar. Mandolinen årsredovisningar visar en tydlig förändring av gas- och elkostnader för bostadsrättsföreningen för 2005 och framåt; gaskostnaderna har blivit lägre och elkostnaderna har blivit högre. Detta beror uppenbart på att värmepumpen kom i drift 2005 och sedan dess har gaskostnaderna nästan halverats. Elkostnaderna har däremot gått upp, vilket kan bero på flera faktorer. En faktor kan vara större elanvändning i hushållen, men den största anledningen är elkostnaden för drivenergi som behövs till värmepumpen.

Gas- och elförbrukningen från HSB:s energi-avdelning, tillsammans med Mandolinen årsredovisningar har använts för att beräkna ett uppskattat gas- och elpris för åren 2006-2012. Gas- och elpriserna är ett medelvärde av vad Mandolinen ungefärligt har betalat för gas- och elförbrukningen genom åren, inklusive gas- och elskatter samt övriga avgifter.

På grund av att det ej finns några förbrukningsvärden innan geoenergianläggningen kom i drift år 2005 är det svårt att bedöma vad hushållselen kostade innan befintlig geoenergianläggning. Utgår man ifrån ett medelvärde med hjälp av årsredovisningarna för åren 2003-2004 kan man få en uppskattning av hur mycket medelvärdet för hushållselen kostade innan befintlig geoenergianläggning.

Innan värmepumpen kom i drift låg medelvärdet för elkostnaden runt 109 689 kr per år. Utifrån detta har ett antagande gjorts för hushållselen, att kostnaden för hushållselen för varje år varit 100 000 kWh. Kostnaden för hushållselen blir då den antagna elförbrukningen multiplicerat med det uppskattade elpriset genom åren (Tabell 11). Detta antagande resulterar i att hushållselen kostar ungefär 120 000 - 130 000 kr/år för åren 2003-2012. Efter 2005, när geoenergianläggningen kommit i drift, skall den beräknade kostnaden för hushållselen dras från den totala elkostnaden, varvid erhålls en uppskattad kostnad för värmepumpens drivenergi (Tabell 11).

5.3. Anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat

Värmepumpsanläggningen är dimensionerad för att leverera behövlig värmeeffekt på ett effektivt sätt för bostadsrättsföreningen Mandolinen och därvid stå för något mindre än husens maximala värmebehov. När värmebehovet inte möts av produktionen från geoenergianläggningen skall befintlig gaspannan fungera som spetslast. Värmepumpen dimensionerades att klara 83 % av det maximala värmeenergiebehovet medan gaspannan skall stå för resten (Malmbergs, 2003). Hur anläggningen har följt dessa dimensionerade förutsättningar genom åren har beräknats med hjälp av Mandolinen gas- och elförbrukning, Mandolinen årsredovisningar, samt vissa antaganden (Tabell 10, 11, 12).

Tabell 13 visar utvalda beräknade värden från anläggningens drifttekniska resultat. Tabellen ger en översikt av hur anläggningen följt Malmbergs dimensionerade förutsättningar genom åren. Värden för 2006-2012 är beräknade sådana, medan värden för 2005 bygger på ett antal antaganden. Som framgår av tabellen står den beräknade geoenergin som hämtas från brunnssystemet i medeltal för 2/3 av den energin som är "gratis", medan värmeproduktion i värmepumpen är den totalt förbrukade värmeenergin, inklusive drivenergin för värmepumpen.

Tabell 13. Sammanställning av beräkningar för värmebehov och produktion för bostadsrättsföreningen Mandolinen. Beräkningarna återspeglar hur Mandolinen drifttekniska resultat har följt Malmbergs dimensionerade förutsättningar genom åren (blå text). Beräkningarna för 2005 är baserade på ett antal antaganden, vilket medför större osäkerhet för detta år (grön text).

År	Beräknat värmebehov (kWh)	Gasförbrukning (kWh)	Energitäckning gaspanna	Värmeproduktion i vp (kWh)	Energitäckning vp	Geoenergi (kWh)
Malmbergs	1040 000	177 000	17 %	863 000	83 %	554 786
2005	791 094	339 845	43 %	451 250	57 %	290 089
2006	1078 148	315 036	29 %	763 112	71 %	490 572
2007	694 245	319 107	46 %	375 138	54 %	241 160
2008	806 158	245 066	30 %	561 092	70 %	360 702
2009	876 964	291 103	33 %	585 861	67 %	376 625
2010	1025 624	366 879	36 %	658 745	64 %	423 479
2011	887 750	319 479	36 %	568 271	64 %	365 317
2012	988 497	245 993	25 %	742 504	75 %	477 324

Utifrån gaspannans höga energitäckning på grund av mindre värmeproduktion från värmepumpen har gaspannans driftkostnader blivit avsevärt dyrare än beräknat. Den beräknade geoenergin återspeglar de kWh timmarna som anläggningen har producerat ”gratis” varje år för bostadsrättsföreningen, vilket också blir lägre p.g.a. minskad energibesparing och ofördelaktigt drifttillstånd. Detta har lett till högre driftkostnader för anläggningen och därför lägre driftkostnadsbesparing.

Anläggningens totala investeringskostnad har också blivit högre än beräknat, allt resulterande i en högre ”rak pay-off-tid” än vad Malmbergs dimensioneringsberäkningar indikerade (”pay-off-tid” på 8,1 år). Figur 3 visar de fem återbetalningsfall som presenterades för anläggningen i resultatdelen av Malmberg under rubriken ”Anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat”.

Även om återbetalningsfallen är utförda med olika ingångsvärden så skiljer sig beräkningarna för återbetalningstiden i fall 1, 2 och 4 inte nämnvärt från varandra, medan fallberäkning 3 och 5 visar på en betydligt längre återbetalningstid. Fall 5 visar den längsta återbetalningstiden och bygger helt på beräknade värden. Jämfört med fall 1, som består helt utav Malmbergs förutsättningar, kommer det att ta ca 2,5 år längre tid att få anläggningen återbetald. Men det är viktigt att poängtera att även om anläggningen tar ca 2,5 år längre tid att få återbetald så kommer bostadsrättsföreningen Mandolinen att fortfarande tjäna pengar på sin investering. En värmepump i denna kategori har ungefär en livslängd på ca 20-25 år och brunnssystemets livslängd är minst 40 år, vilket betyder att även om anläggningen blir återbetald först under perioden 2016-2017 så kommer Bfr Mandolinen ändå gå med vinst i flera år vid denna längre återbetalningstid.

Dock återstår frågan om varför verklig gasförbrukning avsevärt skiljer sig från beräkningarna i Malmbergs ursprungliga dimensionering. Problemet ligger troligtvis hos Mandolinen gaspanna. Martin Eklund från Malmberg Water AB redogjorde för tillståndet mellan Mandolinen värmepumpsanläggning och gaspanna (Ekelund, 2013). Innan värmepumpsanläggningen installerades år 2004 användes gaspannan för hela värmebehovet. Enligt Malmberg är gaspannans lägsta effekt ca 90 kW och toppeffekten ca 500 kW. Pannan styrs av sin interna styrning såsom flödesvakt och temperaturgivare och returtemperaturen ska ej vara lägre än 50 grader, vilket inte är gynnsamt för en värmepumpsanläggning (Ekelund, 2013). Detta innebär att när gaspannan skall hjälpa värmepumpen med extra värme så kommer gaspannan att producera mer värme än vad som egentligen behövs p.g.a. att lägsta effekten på gaspannan är stor. Detta har medfört utebliven eller minskad energibesparing och ofördelaktigt drifttillstånd i bergvärmesystemet genom åren. Varför gaspannan behövs i sitt nuvarande skick vid installation av anläggningen framgår inte.

Som nämnts tidigare utfördes år 2012 en komplettering och ombyggnad av värmepumpsanläggningen för ett bättre nyttjande av värmepumpen och därmed mindre drift av gaspannan, syftande till en förbättring av hela energisystemet. Det går dock inte i dagsläget att ännu utvärdera om denna komplettering har åstadkommit åsyftad förbättring. Förhoppningsvis kommer anläggningen få en lägre gasförbrukning och Bfr Mandolinen därmed en bättre driftkostnadsbesparing för sin anläggning i framtiden. Ett annat alternativ hade förmodligen varit att komplettera värmepumpsanläggningen med en nyare och bättre gaspanna för att åstadkomma en bättre energibesparing och ett

starkare drifttillstånd för värmepumpsanläggningen. En rekommendation är att detta alternativ borde utredas av expert inom området.

6. Felkällor

Energidata har använts utifrån de resultat som funnits tillgängliga under arbetets gång och representerar en tolkning av anläggningens ekonomiska och drifttekniska resultat genom åren. Antaganden om energipriser och hushållsel har gjorts och utgör möjliga felkällor.

7. Slutsatser

- Återsimuleringen som är utformad efter anläggningens slutgiltiga brunnssystem med 14 borrhål och 228 meter aktivt borrhålsdjup visar en lägsta medelfluidtemperatur runt -4,83 grader efter 20 år i drift. Detta är 2,13 grader lägre än den ursprungliga simuleringen med 15 borrhål och 241 meter aktivt borrhålsdjup som utfördes 2003. Anläggningen kan utifrån detta antagas vara något underdimensionerad och att det finns en risk för att borrhålen fryser under den kallaste perioden av året.
- Värmepumpens avlästa medelfluidtemperatur jämfördes med simuleringarnas medelfluidtemperaturer efter 8 års i drift i slutet av maj. Återsimuleringen visar en något lägre medelfluidtemperatur i slutet av maj efter 8 år i drift, medan den ursprungliga simuleringen påvisar en något högre medelfluidtemperatur. Skillnaden uppgår dock till knappt en halv grad mellan simuleringarna och värmepumpens verkliga, avlästa medelfluidtemperatur. Slutsatsen av detta är att både återsimuleringen och ursprunglig simuleringen stämmer bra överens med den verkliga anläggningens värden i slutet av maj efter 8 år i drift.
- HSB:s bostadsrättsförening Mandolinen rekommenderas (såväl som andra bostadsrättsföreningar med geoenergianläggning) att börja avläsa värmepumpens medelfluidtemperatur varje månad och dokumentera den, eller som minimum, i slutet av februari när det är som kallast och i juli när det är som varmast. Ett sådant avläsningsprogram av medelfluidtemperaturen kan ge bra indikation för hur anläggningen fungerar.
- Utifrån erhållna erfarenhetsvärden ses en tydlig förändring av gas- och elkostnader

för bostadsrättsföreningen. Elkostnaderna har stigit medan gaskostnaderna nästan har halverats sedan värmepumpsanläggningen kom i drift 2005.

- Gasförbrukningen genom åren har varit högre än vad som antogs i Malmbergs dimensionering och problemet ligger troligtvis på Mandolinen befintliga gaspanna. Enligt Malmberg är gaspannans lägsta effekt ca 90 kW och topp effekt ca 500 kW, vilket kan medföra utebliven eller minskad energibesparing och ofördelaktigt drifttillstånd för värmepumpsanläggningen.
- Redovisade återbetalningsfall visar en något längre återbetalningstid i jämförelse med Malmbergs dimensionerade återbetalningstid. Ett beräkningsfall (fall 5), vilket bygger på erfarenhetsvärden samt beräknade värden, visar en återbetalningstid på ca 11 år medan Malmbergs grundfall (fall 1) indikerade en återbetalningstid på ca 8,5 år.
- Det bör framhävas att även om anläggningen har ca 2,5 år längre återbetalningstid än ursprungligt beräknat, så kommer bostadsrättsföreningen fortfarande tjäna på sin investering flera år framåt, då kompressorn i värmepumpen har en livslängd på ca 20 år, men brunnssystemets livslängd är minst 40 år. Det betyder att ekonomin sett framåt kommer att vara mycket god.

8. Tackord

Tack till mina handledare Vivi Vajda och Per Möller. Även stort tack till mina externa handledare Signhild Gehlin på Svenskt Geoenergicentrum och Johan Barth på Geotec. Stort tack till Åsa Möller för allt stöd och peptalk under arbetets gång. Tack till Morgan Runesson som togs sig tid att förklara och visa tekniska aspekter om Mandolinen värmepumpsanläggning. Vill även tacka Göran Hellström för erhållen information till den utförda återsimuleringen.

9. Referenser

Barth, J., Andersson, O., Nordell, B., Hellström, G., Berg, M., Gehlin, S., Frank, H., Risberg, G. & Nowacki, J-E. (2012:1). *Geoenergin i Samhället – En viktig del i en hållbar energiförsörjning*.

Ekelund, Martin: kontaktperson, Malmberg Water AB. 2013. E-mail 22 maj.

Hellström, Göran.(2003). *Brf. Mandolinen Simulering av bergvärmedrift*. Lund

Hellström, Göran.(2004). *Markens begynnelsestemperatur*. Lund

HP Borrningar i Klippan AB (2002). *Undersökningsbrunn-PB1/Mandolinen-Lund*.

HSB, Brf Mandolinen (2013) *HSB:S Brf Mandolinen i Lund*. Flygelvägen 153 B 224 72 Lund.

HSB (2013). *Årsredovisning*. <http://www.hsb.se/skane/mandolinen/ekonomi/arsberattelser?select=1.176855> (Hämtad 2013-05-02).

HSB, Brf Mandolinen, org nr 716439-5407 (2004). *Ansökan om nyttjanderätt av parkmark, Lunds kommun, Tekniska förvaltningen*.

Malmberg Water AB, Åhus (2004). *Brf Mandolinen Lund, Drift & underhållsinstruktioner, värmepumpanläggning*.

Malmberg Water AB, Åhus (2004). *Energibrunnar kap 9. Brf Mandolinen Lund, Drift & underhållsinstruktioner, värmepumpanläggning*.

Malmberg Water AB, Åhus (2004) *Ritningar/intyg/egenkontroll kap 12. Brf Mandolinen Lund, Drift & underhållsinstruktioner, värmepumpanläggning*.

Malmberg Water AB, Åhus (2003). *Teknisk beskrivning, BRF Mandolinen, Värmepumpanläggning, Anbud Dnr: 319001–112*.

RES Directive, 2009/28/EC. *The Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources*.

SFS 1998:899. *Förordning om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd*. Stockholm: Miljödepartementet.

10. Bilaga A. Beräkningsförutsättningar (Hellström, 2003)

Brf. Mandolinen Simulering av bergvärmedrift

Beräkningsförutsättningar

GEOLOGI

0-20 m Lermorän
20-250 m Lerskiffer

HYDROGEOLOGI

Inga grundvattenstörningar. Grundvattenyta 9 m u my

TERMISK KONDUKTIVITET

Lermorän 2,2 W/m
Lerskiffer 3,0 W/m

BEGYNNELSETEMPERATUR BERG

+ 9 °C + 2,5 °C / 100 m

VÄRMELAST

550 MWh/år ur borrhålen. Fördelas månadsvis efter klimatkurva. OBS tappvarmvatten sommartid, ca 30% av värmelast.

Tappvarmvatten behovet antas vara 318 MWh, av vilket 80 % antas förvärmas med värmepumpen och resterande temperaturhöjningen åstadkommes med gas.

Värmelasten för tappvarmvatten fördelas på 11 månader med uppehåll i juli.

Effekten är 120 kW ur borrhålen vid fullast på värmepumpen.

BERÄKNINGSFALL

- 1) 20 hål á 200 m med 20 m avstånd längs en linje
- 2) 15 hål á 250 m med 15 m avstånd längs en linje
- 3) 12 hål á 250 m med 20 m avstånd längs en linje

SIMULERINGSTIDER

Brinetemperaturer efter 1, 5, 10, och 20 år.

Övriga antaganden

BORRHÅL

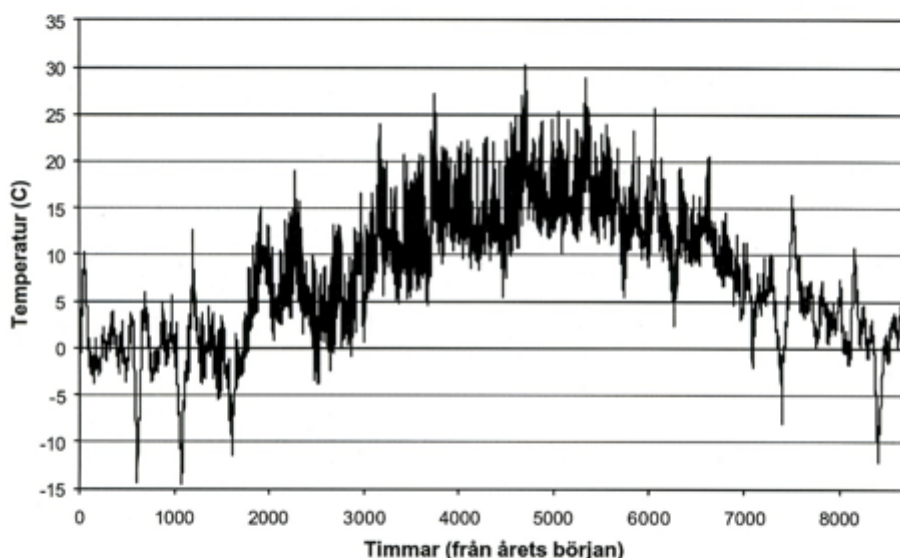
Borrhålet antas ha diameter 130 mm. Borrhålsvärmväxlaren består av ett enkelt U-rör av 40 mm polyetenslang (tryckklass 6,3 bar). Borrhålet är fyllt med grundvatten upp till den naturliga grundvattennivån.

Köldbärande fluiden antas vara en blandning av bioetanol (35 %) och vatten. Flödet bör väljas så att strömningen inte blir laminär vid maxlast, t.ex. anpassas flödet så att Reynolds tal blir ungefär 2500 vid fluidtemperatur -5 °C. Detta innebär flödet bör minst 0,55 liter/s genom U-röret i ett borrhål vid fluidtemperatur -5 °C.

Värmemotståndet mellan köldbärarfluid och borrhålsvägg antas vara 0,1 K/(W/m) när borrhålet är ofruset och 0,07 K/(W/m) när borrhålet är fruset. Värmemotståndet mellan uppåtgående och nedåtgående köldbärarfluid antas vara 0,5 K/(W/m) när borrhålet är ofruset och 0,35 K/(W/m) när borrhålet är fruset.

Fördelning av värmelast

Fördelningen av värmelasten görs med utgångspunkt från en klimatfil för Lund hämtad från programmet Meteonorm 4.0. Detta program genererar timvis lufttemperaturer vilka representerar statistiskt korrekta medelvärden för varje månad. Se figur 1.



Figur 1. Timvis variation av lufttemperaturen enligt programmet Meteonorm 4.0.

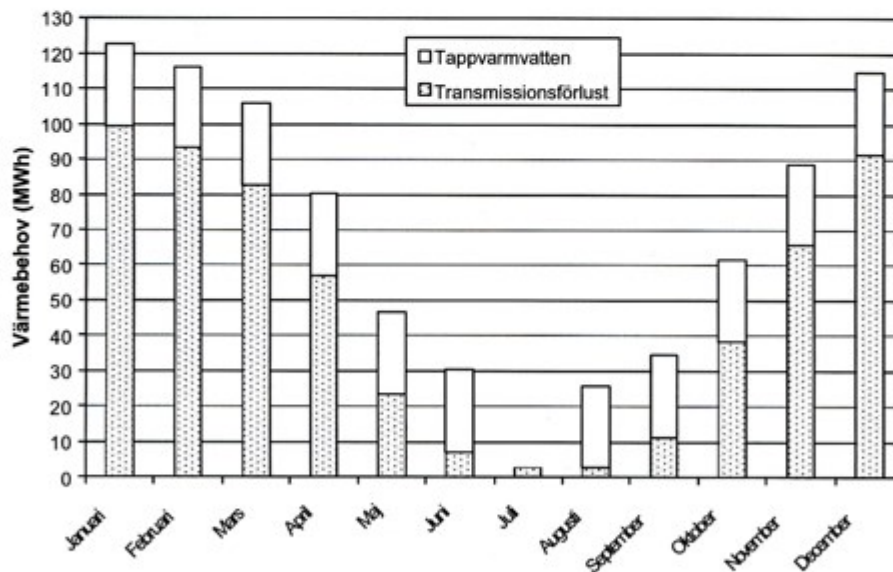
Med hjälp av klimatfilen beräknas värmelasten med antagandet att transmissionsförlusten är linjärt beroende av lufttemperaturen. Värmebehov för att täcka transmissionsförlusten antas uppstå när lufttemperaturen understiger +13 C. Dimensionerande utetemperatur sätts till -16 C. När lufttemperaturen understiger -4 C antas värmepumpen gå kontinuerligt. Parametrarna har valts för att efterlikna givna värden för årsvärmelasten.

Om värmepumpens värmefaktor antas vara 3 erhålls månadsvis energilast enligt Tabell 1.

Tabell 1. Månadsvis värmelast för transmissionsförlust, tappvarmvatten och totalt.

	Värmeproduktion från värmepump			Värmeuttag från borrhål		
	Trans- mission	Varm- vatten	Totalt	Trans- mission	Varm- vatten	Totalt
Januari	99,5	23,1	122,6	66,3	15,4	81,7
Februari	93,1	23,1	116,2	62,1	15,4	77,5
Mars	82,8	23,1	105,9	55,2	15,4	70,6
April	57,1	23,1	80,2	38,1	15,4	53,5
Maj	23,4	23,1	46,6	15,6	15,4	31,0
Juni	7,4	23,1	30,5	4,9	15,4	20,3
Juli	2,8	0,0	2,8	1,8	0,0	1,8
Augusti	2,9	23,1	26,0	1,9	15,4	17,3
September	11,2	23,1	34,4	7,5	15,4	22,9
Oktober	38,5	23,1	61,6	25,6	15,4	41,1
November	65,7	23,1	88,8	43,8	15,4	59,2
December	91,3	23,1	114,5	60,9	15,4	76,3
Summa	575,7	254,4	830,1	383,8	169,6	553,4

Värmeuttaget från borrhål åskådliggörs i figur 2.



Figur 2. Månadsvis värmeuttag från borrhål.

Det maximala värmeuttaget från borrhålen antas vara 120 kW med varaktighet av 24 timmar under månaderna december-februari, i november och mars antas varaktigheten vara 12 timmar.

**Tidigare skrifter i serien
”Examensarbeten i Geologi vid Lunds
universitet”:**

303. Martin, Ellinor, 2012: Fossil pigments and pigment organelles – colouration in deep time. (15 hp)
304. Rådman, Johan, 2012: Sällsynta jordartsmetaller i tungsand vid Haväng på Österlen. (15 hp)
305. Karlstedt, Filippa, 2012: Jämförande geokemisk studie med portabel XRF av obehandlade och sågade ytor, samt pulver av Karlshamnslabrador. (15 hp)
306. Lundberg, Frans, 2012: Den senkambriska alunskiffern i Västergötland – utbredning, mäktigheter och facietyper. (15 hp)
307. Thulin Olander, Henric, 2012: Hydrogeologisk kartering av grundvattenmagasinet Ekenäs-Kvarndammen, Jönköpings län. (15 hp)
308. Demirer, Kursad, 2012: U-Pb baddeleyite ages from mafic dyke swarms in Dharwar craton, India – links to an ancient supercontinent. (45 hp)
309. Leskelä, Jari, 2012: Loggning och återfyllning av borrhål – Praktiska försök och utveckling av täthetskontroll i fält. (15 hp)
310. Eriksson, Magnus, 2012: Stratigraphy, facies and depositional history of the Colonius Shale Trough, Skåne, southern Sweden. (45 hp)
311. Larsson, Amie, 2012: Kartläggning, beskrivning och analys av Kalmar läns regionalt viktiga vattenresurser. (15 hp)
312. Olsson, Håkan, 2012: Prediction of the degree of thermal breakdown of limestone: A case study of the Upper Ordovician Boda Limestone, Siljan district, central Sweden. (45 hp)
313. Kampmann, Tobias Christoph, 2012: U-Pb geochronology and paleomagnetism of the Westerberg sill, Kaapvaal Craton – support for a coherent Kaapvaal-Pilbara block (Vaalbara). (45 hp)
314. Eliasson, Isabelle Timms, 2012: Arsenik: förekomst, miljö och hälsoeffekter. (15 hp)
315. Badawy, Ahmed Salah, 2012: Sequence stratigraphy, palynology and biostratigraphy across the Ordovician-Silurian boundary in the Röstånga-1 core, southern Sweden. (45 hp)
316. Knut, Anna, 2012: Resistivitets- och IP-mätningar på Flishultsdeponin för lokalisering av grundvattenytor. (15 hp)
317. Nylén, Fredrik, 2012: Förädling av ballastmaterial med hydrocyklon, ett fungerande alternativ? (15 hp)
318. Younes, Hani, 2012: Carbon isotope chemostratigraphy of the Late Silurian Lau Event, Gotland, Sweden. (45 hp)
319. Weibull, David, 2012: Subsurface geological setting in the Skagerrak area – suitability for storage of carbon dioxide. (15 hp)
320. Petersson, Albin, 2012: Förutsättningar för geoenergi till idrottsanläggningar i Kallerstad, Linköpings kommun: En förstudie. (15 hp)
321. Axbom, Jonna, 2012: Klimatets och människans inverkan på tallens etablering på sydsvenska mossar under de senaste århundradena – en dendrokronologisk och torvstratigrafisk analys av tre småländska mossar. (15 hp)
322. Kumar, Pardeep, 2012: Palynological investigation of coal-bearing deposits of the Thar Coal Field Sindh, Pakistan. (45 hp)
323. Gabrielsson, Johan, 2012: Havsisen i arktiska bassängen – nutid och framtid i ett globalt uppvärmningsperspektiv. (15 hp)
324. Lundgren, Linda, 2012: Variation in rock quality between metamorphic domains in the lower levels of the Eastern Segment, Sveconorwegian Province. (45 hp)
325. Härling, Jesper, 2012: The fossil wonders of the Silurian Eramosa Lagerstätte of Canada: the jawed polychaete faunas. (15 hp)
326. Qvarnström, Martin, 2012: An interpretation of oncoïd mass-occurrence during the Late Silurian Lau Event, Gotland, Sweden. (15 hp)
327. Ulmius, Jan, 2013: P-T evolution of paragneisses and amphibolites from Romeleåsen, Scania, southernmost Sweden. (45 hp)
328. Hultin Eriksson, Elin, 2013: Resistivitetsmätningar för avgränsning av lakvattenplym från Kejsarkullens deponis infiltrationsområde. (15 hp)
329. Mozafari Amiri, Nasim, 2013: Field relations, petrography and $40\text{Ar}/39\text{Ar}$ cooling ages of hornblende in a part of the eclogite-bearing domain, Sveconorwegian Orogen. (45 hp)
330. Saeed, Muhammad, 2013: Sedimentology and palynofacies analysis of Jurassic rocks

- Eriksdal, Skåne, Sweden. (45 hp)
331. Khan, Mansoor, 2013: Relation between sediment flux variation and land use patterns along the Swedish Baltic Sea coast. (45 hp)
332. Bernhardson, Martin, 2013: Ice advance-retreat sediment successions along the Logata River, Taymyr Peninsula, Arctic Siberia. (45 hp)
333. Shrestha, Rajendra, 2013: Optically Stimulated Luminescence (OSL) dating of aeolian sediments of Skåne, south Sweden. (45 hp)
334. Fullerton, Wayne, 2013: The Kalgoorlie Gold: A review of factors of formation for a giant gold deposit. (15 hp)
335. Hansson, Anton, 2013: A dendroclimatic study at Store Mosse, South Sweden – climatic and hydrologic impacts on recent Scots Pine (*Pinus sylvestris*) growth dynamics. (45 hp)
336. Nilsson, Lawrence, 2013: The alteration mineralogy of Svartliden, Sweden. (30 hp)
337. Bou-Rabee, Donna, 2013: Investigations of a stalactite from Al Hota cave in Oman and its implications for palaeoclimatic reconstructions. (45 hp)
338. Florén, Sara, 2013: Geologisk guide till Söderåsen – 17 geologiskt intressanta platser att besöka. (15 hp)
339. Kullberg, Sara, 2013: Asbestkontamination av dricksvatten och associerade risker. (15 hp)
340. Kihlén, Robin, 2013: Geofysiska resistivitetsmätningar i Sjöcrona Park, Helsingborg, undersökning av områdets geologiska egenskaper samt 3D modellering i GeoScene3D. (15 hp)
341. Linders, Wictor, 2013: Geofysiska IP-undersökningar och 3D-modellering av geofysiska samt geotekniska resultat i GeoScene3D, Sjöcrona Park, Helsingborg, Sverige. (15 hp)
342. Sidenmark, Jessica, 2013: A reconnaissance study of Rävliiden VHMS-deposit, northern Sweden. (15 hp)
343. Adamsson, Linda, 2013: Peat stratigraphical study of hydrological conditions at Stass Mosse, southern Sweden, and the relation to Holocene bog-pine growth. (45 hp)
344. Gunterberg, Linnéa, 2013: Oil occurrences in crystalline basement rocks, southern Norway – comparison with deeply weathered basement rocks in southern Sweden. (15 hp)
345. Peterffy, Olof, 2013: Evidence of epibenthic microbial mats in Early Jurassic (Sinemurian) tidal deposits, Kulla Gunnarstorp, southern Sweden. (15 hp)
346. Sigeman, Hanna, 2013: Early life and its implications for astrobiology – a case study from Bitter Springs Chert, Australia. (15 hp)
347. Glommé, Alexandra, 2013: Texturella studier och analyser av baddeleyitomvandlingar i zirkon, exempel från sydöstra Ghana. (15 hp)
348. Brådenmark, Niklas, 2013: Alunskiffer på Öland – stratigrafi, utbredning, mäktigheter samt kemiska och fysikaliska egenskaper. (15 hp)
349. Jalnefur Andersson, Evelina, 2013: En MIFO fas 1-inventering av fyra potentiellt förorenade områden i Jönköpings län. (15 hp)
350. Eklöv Pettersson, Anna, 2013: Monazit i Obbhult-komplexet: en pilotstudie. (15 hp)
351. Acevedo Suez, Fernando, 2013: The reliability of the first generation infrared refractometers. (15 hp)
352. Murase, Takemi, 2013: Närkes alunskiffer – utbredning, beskaffenhet och oljeinnehåll. (15 hp)
353. Sjöstedt, Tony, 2013: Geoenergi – utvärdering baserad på ekonomiska och drifttekniska resultat av ett passivt geoenergisystem med värmeuttag ur berg i bostadsrättsföreningen Mandolinen i Lund. (15 hp)



LUNDS UNIVERSITET

Geologiska institutionen
Lunds universitet
Sölvegatan 12, 223 62 Lund