
Förstudie

Geotermi och Geoenergi

till Skara, Vara, Götene och Skövde

**Johan Barth
Göran Hellström
Tero Saarno**

Lund 30 November 2022

•
•
•
•
•
•
•
•

RAPPORT			1 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Innehåll

1	Bakgrund.....	4
2	Tekniska förutsättningar	4
2.1	Förfrågningsunderlag – sammanfattning	4
2.2	Beskrivning av FV-systemen	7
2.2.1	Skara	7
2.2.2	Vara	8
2.2.3	Götene	8
2.2.4	Skövde	8
3	Geotermi och geoenergi.....	8
3.1	Geotermi	9
3.2	Geotermiska system	9
3.3	Geoenergi	10
4	Olika typer av värmekällor i mark.....	13
4.1	EGS.....	13
4.2	Djupa akviferer	14
4.3	Djupa bergvärmebrunnar.....	15
4.4	Bergvärme	15
4.5	Ytjordvärme	15
4.6	Grundvatten	16
4.7	Gruva	16
5	Värmelagring i mark	17
5.1	ATES – Akvifer	17
5.2	BTES – Borrhål.....	18
5.3	CTES – Bergrum.....	20
5.4	MTES – Gruva.....	22
5.5	PTES – Grop	23
6	Distributionsformer – termiska nät	25
6.1	Fjärrvärmenätets temperaturnivå	25
7	Borringstekniker.....	30
7.1	DTH Drilling Basics	30
7.1.1	Demands For the Rig and Surface Equipment.....	30
7.1.2	Air Hammer Drilling	32
7.1.3	Particle Drilling	35

RAPPORT			2 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

8	Undersökningsmetoder	37
9	Termogeologiska förutsättningar	39
9.1	Översiktlig beskrivning av berggrunden	39
9.1.1	Sprickfrekvens	39
9.2	Berggrund	43
9.2.1	Skövde	43
9.2.2	Skara	43
9.2.3	Götene	43
9.2.4	Vara	43
9.3	Registrerade brunnar i SGUs Brunnarkiv BARK	44
9.4	Markens termiska egenskaper	44
9.4.1	Markens begynnelsestemperatur	44
9.4.2	Geotermiskt värmeflöde	45
9.4.3	Geotermisk temperaturgradient	46
10	Befintliga geotermianläggningar och genomförda försök	49
10.1	Lund	49
10.2	ST1	49
10.3	Eon	50
10.4	Cornwall	50
10.5	Djupa borrhål i Sverige	51
11	Möjlig värmelagringsteknik	53
12	Analys av utvalda lagertekniker	54
12.1	BTES – Borrhålslager	54
12.1.1	Nordiska erfarenheter	54
12.1.2	Utländska erfarenheter	55
12.1.3	Luleå	55
12.1.4	Furuset, Oslo	57
12.2	Termisk prestanda för HT-BTES	57
12.3	CTES – Bergrumslager	59
12.3.1	Avesta	60
12.3.2	Lyckebo	61
12.1	PTES – Gropvärmelager	64

RAPPORT			3 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

12.1.1	Höje Taastrup	64
13	Rekommendationer	66
13.1	Förutsättningarna med geotermi	66
13.1.1	Kostnader och innehåll.....	66
13.1.2	Utvärderingar	67
13.1.3	Produktionsanläggning.....	67
13.2	Förutsättningar för värmelagring vid hög temperatur	67
13.2.1	Geologiska förutsättningar	67

RAPPORT			4 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

1 Bakgrund

Flera energibolag i Västergötland står inför framtida ny- eller återinvesteringar av värmekällor för sin fjärrvärmeproduktion. I de framtida klimatutmaningarna som man står inför är det nödvändigt att genomföra analyser av vilka alternativ som står till buds för att säkra en produktion med hållbara och förbränningsfria lösningar. Utmaningarna är flera, inte minst de effektproblem som finns i elnäten.

Att arbeta med geotermi eller geoenergi som ersättning eller komplement till sin energiproduktion kan vara ett av flera sätt att omhänderta förnybar energi och de kommunalägda energibolagen har tillsammans beställt denna förstudie för att ta reda på de förutsättningar som kan finnas i området samt vilka steg och kostnader som krävs för att gå vidare i ett skarpt undersökningsprogram.

2 Tekniska förutsättningar

Vi har penetrerat den geologiska information som finns att tillgå och det har gjorts med utgångspunkten att typen av system inte är valt, dvs både den grunda och den djupa geologin har försökts att klarläggas. Fokus har bland annat legat på bergarter på olika djup, värmeledningsförmåga, värmegenerering, temperaturförhållanden och grundvattenförekomst.

Tillsammans med information om önskvärda temperaturer och systemutformningar har vi slutligen landat i en rekommenderad fortsättning samt uppskattade kostnader för denna.

I samband med att arbetet startade, har de fyra energibolagen svarat på några frågor. Svaren ger grundförutsättningar för att kunna identifiera möjligheterna att implementera ett geoenergi/geotermisystem i respektive anläggning.

2.1 Förfrågningsunderlag – sammanfattning

Finns det området av särskilda skyddsvärden inom kommunen; vattenskyddsområden, försvarsområden eller annat som kan påverka möjligheterna?

Skara:

Inte inom de områden som är aktuella för geoenergi

Vara:

Får tas med kommunen i ett senare skede.

Göteborg:

Ja ett antal vattenskyddsområden finns. Därtill tillkommer några vattendomar utan skyddsområde. I praktiken är stora delar av Kinnekulle Natura 2000 område

RAPPORT			5 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Skövde:

Alla ovan nämnda områden berörs beroende på eventuelle projektplats.

Finns det utbyggnadsplaner för industri eller bostadsområden?

Skara:

Ja, ny översiktsplan är under antagande, förslag som mål att kommunen ska öka från 19 000 invånare till 25 000 invånare. I ett område som är aktuellt för placering av nytt värmeverk/geotermisk anläggning är också ett expansionsområde för industri.

Vara:

Ja det finns planer för nya bostadsområden samt pågående byggnation av industriområde

Götene:

Här hänvisas till kommunens planer. Dock kan nämnas att ett större biogasprojekt (Gasum) planeras men är i skrivande stund överklagat.

Skövde:

Ja.

Finns det datacentraler eller planering av motsvarande?

Skara:

Nej

Vara:

Nej

Götene:

Inget jag hört något om

Skövde:

Troligtvis inte.

Finns det områden som inte har FV-nät, men där ni gärna vill ha abonnenter?

Skara:

Utbyggnad är på gång i ovan nämnda industriområde.

Vara:

Ja på sydöstra sidan av E20

Götene:

-

RAPPORT			6 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Skövde:

Ja, men kan vara svårt att hantera i nuläget.

Finns där befintliga grundvattensystem eller djupa borrhål inom kommunen?

Skara:

Inte vad vi har kännedom om.

Vara:

Ja, grundvattensystem finns

Götene:

Ja. Både kommunala samt företagsägda

Skövde:

Finns grundvattensystem samt borrhål max ca: 200m

Finns det fotbollsplaner/hockeyrinkar i behov av uppvärmning/kyla?

Skara:

Fotbollsplaner och ishall ligger i anslutning till varandra och till badhus. Idag används värme från istillverkningen som komplement till fjärrvärmens för att värma upp badhuset.

Vara:

Nej

Götene:

Hockey nej

Skövde:

Alla ovan nämnda områden berörs beroende på eventuell projektplats samt eventuell ombyggnad av befintliga system.

Vad är önskemålet att geoenergin/geotermi i huvudsak ersätta

Skara:

Önskemålet är en geotermisk anläggning istället för en ny biopanna, storlek ca 15 MW.

Vara:

Träflis och sågverksavfall

Götene:

Fjärrvärmeleveranser ev ångleveranser och hetvattenleveranser

RAPPORT			7 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Skövde:
i första hand högvärdig värme om möjligt.

Finns det spillvärmekällor?

Skara:
Spillvärme används i ytterst begränsad omfattning i fjärrvärmen idag. Oklart om det finns fler källor än befintlig, möjligtvis lågtempererad.

Vara:
Det finns en möjlig potential.

Götene:
Oklart

Skövde:
Ja i mindre omfattning.

Kan man från nätägaren tänka sig en lägre temperatur på FV-nätet?

Skara:
Detta undersöks vid utbyggnaden till det nya området som nämns ovan. Bilden vi har är att vi kan sänka temperaturen något i befintligt nät, något som också undersöks och testats under det senaste året.

Vara:
Under sommaren kan vi tänkas sänka temperaturen kanske ner till 80 grader, fast vintertid behöver vi hålla upp tempen för att få ut effekten till kunderna

Götene:
Ev i vissa områden

Skövde:
Det pågår ett 4-årigt kapacitetsökningsprojekt för att minska tryck och temperaturer. Min 100°C (absorptionskylmaskiner)

2.2 Beskrivning av FV-systemen

2.2.1 Skara

Temperatur:	83 – 93° C
Returtemperatur:	40 – 50° C
Flöde:	Max 600 m ³ /h
Effekt	3 - 30 MW

RAPPORT			8 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Dessa effekter är bara räknade på flis, dvs att spetsolja kan förändra effekten men behovet av detta finns bara från -12 grader.

2.2.2 Vara

Medeltemperatur: 92 – 102 °C
 Returtemperatur: 42 – 50° C
 Flöde: 30 – 150 m3/h
 Effekt: 1,2 – 10 MW
 Bränslefördelning: 31 % GROT
 11 % Spån
 42 % bark
 42 % Stamved

2.2.3 Götene

Medeltemperatur: 75 – 108 °C
 Returtemperatur: 45 – 62° C
 Flöde: 75 – 250 m3/h
 Effekt: Ingen uppgift
 Bränslefördelning: Ingen uppgift

2.2.4 Skövde

Medeltemperatur: 115 °C
 Returtemperatur: 45 – 55° C
 Flöde: Ingen uppgift
 Effekt: Ingen uppgift
 Bränslefördelning: Olja
 Avfall
 Biomassa
 Bioolja

3 Geotermi och geoenergi

GGC har företrädevis arbetat med att försöka ta reda på de geologiska förutsättningarna och listat upp de olika alternativ som bolagen har att ta hänsyn till utefter de lokala förutsättningar som finns.

Bolagen har varit öppna för olika alternativa lösningar, även om det finns ett uttalat mål att det är en geotermilösning med hög temperatur som är önskemålet.

De olika spår som vi har arbetat med har i huvudsak varit:

- En geotermianläggning (energi från djupet á 6-7 km ner)
- En grundare geotermianläggning, ca 2 km
- Geoenergi i form av högtemperaturlager

RAPPORT			9 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

- Geoenergi i form av borrhålslager med ”normala” förhållanden

De olika alternativen som skulle kunna komma i fråga är EGS, Geothermal probes, ATES, BTES, geoenergi, högtemperatur BTES och högtemperatur CTES.

- HT-energy sources
 - Direct
 - Via Heat Pump
- HT-UTES
 - Direct
 - Via Heat Pump

Teknik där markvärmekällor (utan lagring av överskottsvärme) används kan därför ses som en möjlighet i områden utanför fjärrvärmenätet. Olika typer av sådana markvärmekällor illustreras i Figur 4.1.

3.1 Geotermi

Planeten jordens kärna är mycket varm. Temperaturen minskar radiellt utåt och någonstans runt 1 000 meter under markytan börjar temperaturen påverkas av atmosfären. Den term som vi väljer att använda för att beskriva temperaturförändringen är *den geotermiska gradienten* som uttrycks i antal °C/100 m. Den geotermiska gradienten kan variera beroende på svagheter i jordskorpan, konvektiva rörelser i magman eller på grund av bergarternas beskaffenhet. Ett vanligt mått på våra breddgrader är mellan 15 – 20 °C/100 m.

Genom att borra ner i jordskorpan kan vi tillgodogöra oss en högre temperatur än vid jordskorpan. Beroende på vilka förhållanden som råder kan man i vissa områden nå temperaturer överstigande 100 °C på mycket blygsamma djup, medan man i andra områden måste borra flera kilometer för att nå samma temperaturer. I Sverige har vi en förhållandevis kall och gammal berggrund med ganska låga geotermiska gradienter

Vanligtvis hittar vi anläggningar för geotermi i områden med högt energiinnehåll i berggrunden (entalpi) och med höga geotermiska gradienter. Men det finns undantag.

3.2 Geotermiska system

Vanligtvis bygger man geotermiska system i fördelaktiga områden och där en avvägning mellan borrhjup/förväntad effekt faller inom de ekonomiska ramar man har att ta hänsyn till.

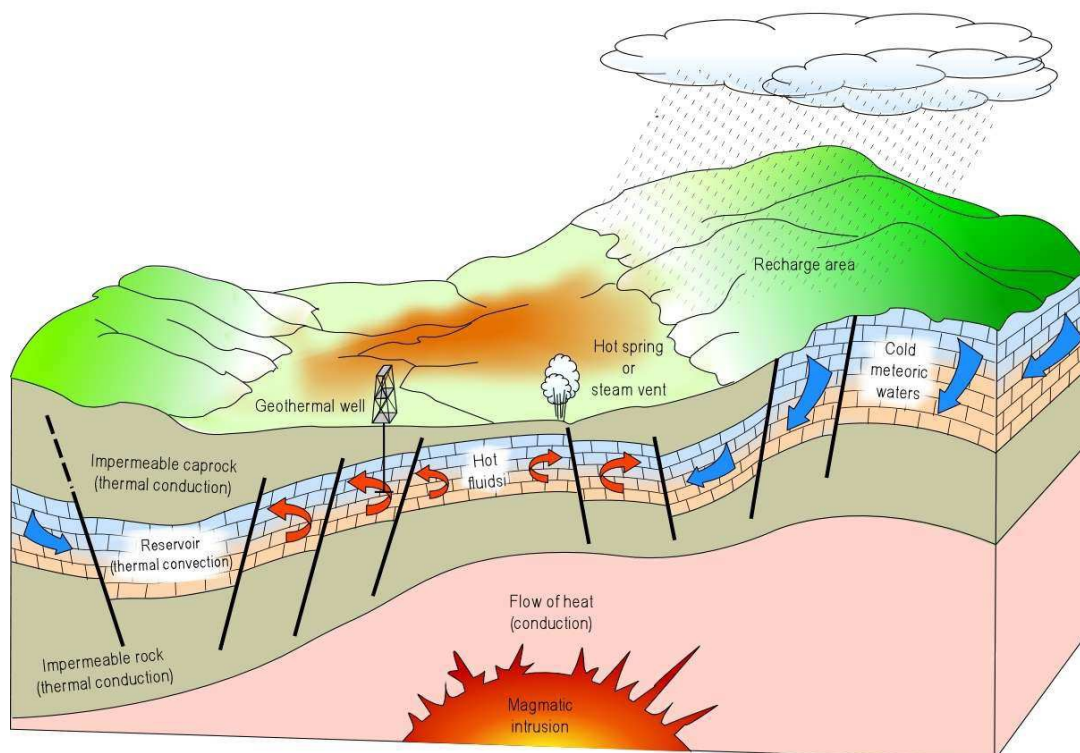
Ett system går ut på att pumpa varmt geotermalt vatten, extrahera energin för att därefter återföra vattnet. Ett geotermisystem består av tre element; värmekällan, reservoaren och energibäaren.

- Värmekällan består av den geologi som finns på plats, dvs en urberggrund, grunda magmatiska uppsträngningar.
- Reservoaren är den volym av berggrund som belastas, dvs den volym i vilken energibäaren ska cirkulera.

RAPPORT			10 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

- Energibäraren är det geotermalvatten som finns i reservoaren. Det vattnet har ofta ett högt innehåll av lösta mineraler och kan på grund av det höga trycket på djupet, vara i flytande form, även om temperaturen överstiger 100 °C.

Förenklat kan systemet beskrivas enligt figur 3.1.



Figur 3.1: Schematisk skiss av ett geotermiskt system.

Geotermisk energiproduktion klassificeras vanligtvis i tre kategorier beroende på den temperatur som levereras vid markytan:

- **Hög-entalpi (>180 C):** vattenånga till turbiner för produktion av el. Värme som biprodukt.
- **Medium-entalpi (100 C - 180 C):** binär ångcykel för produktion av el. Värme som biprodukt.
- **Låg-entalpi (<100 C):** värme för direktanvändning eller via värmepump.

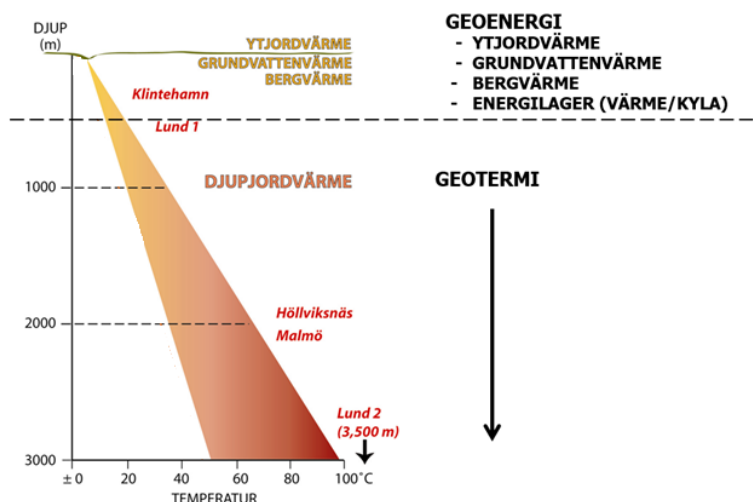
I Skaraborgs län uppskattas den geotermiska temperaturgradienten till ca 15 - 20 C/km, dvs en temperatur på över 100 C kräver ett djup på minst 5 - 6 km.

3.3 Geoenergi

Det finns ingen etablerad terminologi för geotermi. I Sverige har vi valt att skilja på Geotermi och Geoenergi, där den senare är den grunda energin och lagring i den övre delen av jordskorpan, vanligtvis ner till ett djup av ca 700 meter. Den delen är i hög grad påverkad av solintensiteten. Därunder tar energiflödet från jordens inre över. Förutsättningarna för att utnyttja geotermisk energi i Sverige är mindre goda eftersom

RAPPORT			11 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

temperaturökningen med djupet är endast ca 15 °C/km, vilket är en låg temperaturgradient jämfört med länder där geotermi har nått större användning. Se Figur 3.2. I Skara förväntas temperaturen på djupet följa den vänstra delen av det färgade området, vilket innebär att temperaturen på 2 km djup i Skaraborg kan uppskattas till ca 40 °C.

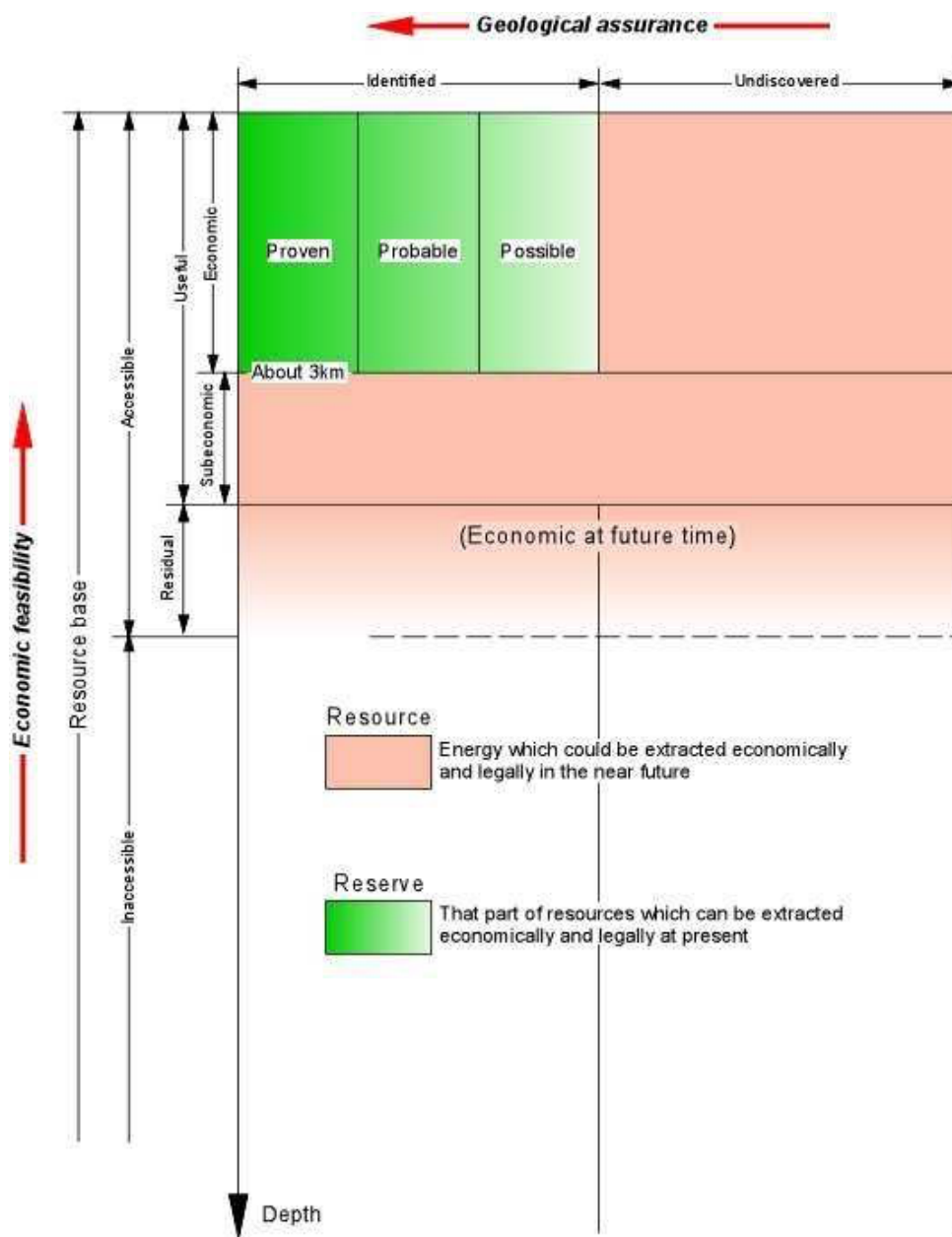


Figur 3.2: Förutsättningar för geoenergi och geotermi – markens temperatur på olika djup.

Begreppet geoenergi omfattar vanligt förekommande tekniker som ytjordvärme, bergvärme, och grundvattenvärme där värme hämtas vid naturlig temperatur relativt nära markytan (ytnära geotermi) och höjs till lämplig temperatur med hjälp av en värmepump. Dessa system kan även användas för direkt kylning av fastigheter och teknisk utrustning (t.ex. datorhallar). Geoenergisystem som används för både värme och kyla arbetar vanligtvis på en låg temperaturnivå som är markens naturliga temperatur.

Ett sätt att definiera den geotermiska resursen är att sätta den i sammanhang med de ekonomiska förutsättningarna och den entalpi som finns tillhanda. I figur 3.3 beskriver forskarna Muffler och Catlidi, 1978, förhållandet genom ett diagram.

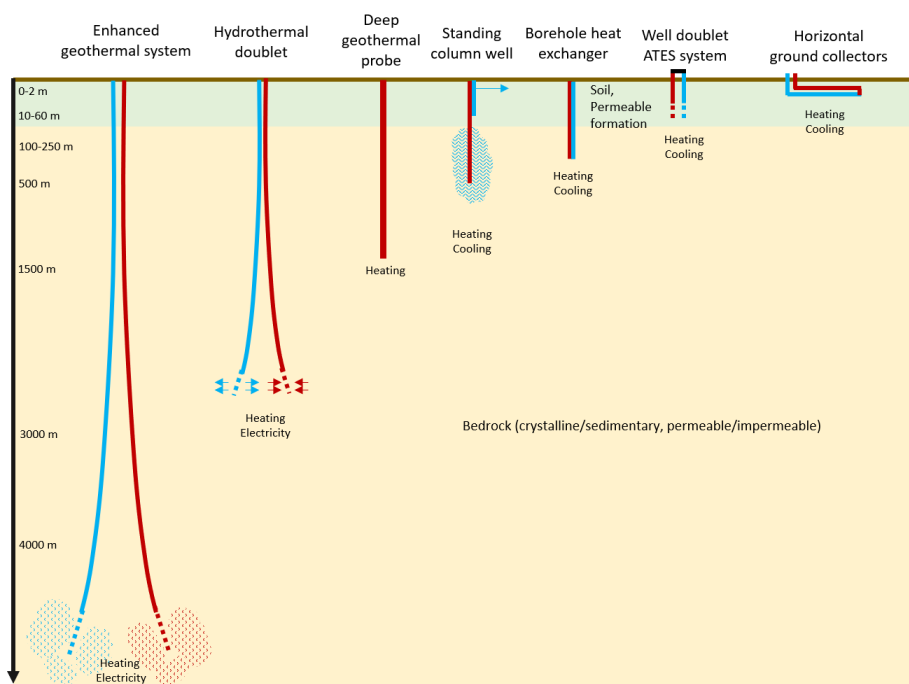
RAPPORT			12 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 3.3. Diagram som visar olika kategorier av geotermiska resurser i förhållande till säkerheten i de geologiska förutsättningarna och den ekonomiska genomförbarheten.

RAPPORT			13 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

4 Olika typer av värmekällor i mark



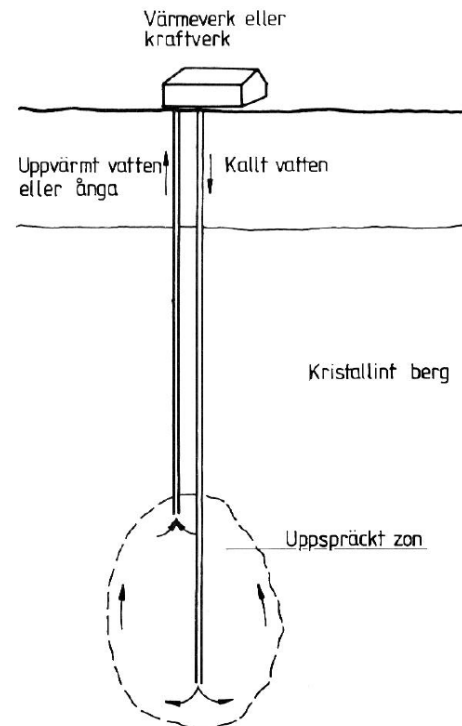
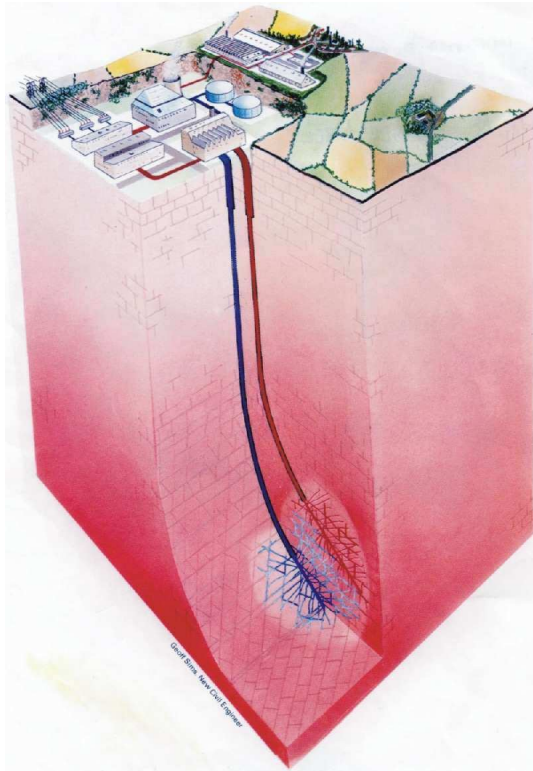
Figur 4.1: Olika typer av värmekällor i mark.

4.1 EGS

Om det inte finns naturliga förutsättningar för grundvattenflöde på stort djup går det att från ett borrhål skapa ett eller flera sprickplan genom att vatten injekteras med mycket högt tryck för att på så sätt spräcka upp berggrunden. Genom att borra ett nytt borrhål till sprickområdet kan man skapa en flödeskrets. Kallt vatten tillförs genom ett borrhål, värms av omgivande berg i sprickområdet och återförs till markytan via det andra borrhålet. Denna teknik betecknas EGS (Enhanced Geothermal System alt. Engineered Geothermal System), figur 4.2.

Dessa system började utvecklas i början på -70 talet och finns nu på flera ställen. Systemet i Outaniemi (St1) är ett sådant system.

RAPPORT			14 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



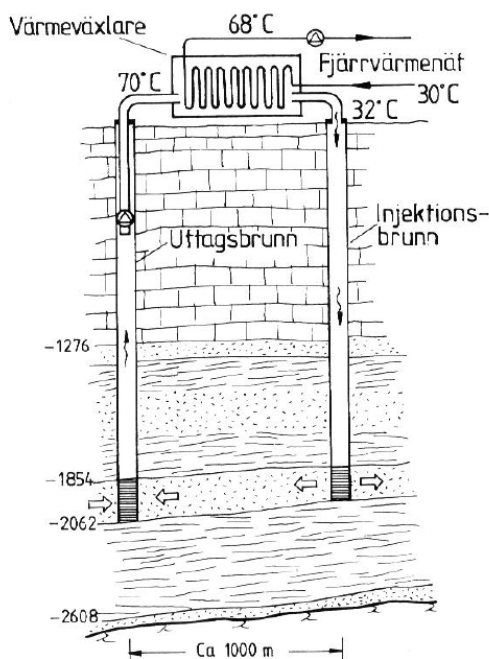
Figur 4: 2 Utvinning ur varmt, kristallint berg.

Figur 4.2: EGS – värmeutvinning ur uppspräckt zon i varmt kristallint berg.

4.2 Djupa akviferer

För att utnyttja djupare nivåer med högre temperatur är ett alternativ att borra brunnar till grundvattenförande skikt där varmt vatten pumpas ur en brunn och återförs till en annan brunn en bit därifrån (Hydrothermal doublet). Se Figur 4.3 för ett möjligt scenario för utvinning av varmt vatten i sedimentär berggrund i sydvästra Skåne.

RAPPORT			15 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 4.3: Potentiell utvinning av värme från djup akvifer i sedimentär berggrund (SV Skåne).

4.3 Djupa bergvärmebrunnar

Ett relativt nyväckt intresse i Norden är s.k. djupbergvärme (Deep geothermal probes) där borrhålen når ett djup av 800-2000 m. Målet är öka produktiviteten för energibrunnen och att även minska den markyta som tas i anspråk för en bergvärmeanläggning till en större fastighet i stadsmiljö. Jämfört med ett 250 m djupt borrhål är det specifika värmeuttaget (kWh/m) för ett 2000 m djupt borrhål sett ca 2,5 gånger högre, dvs totalt ger det djupa borrhålet ca 20 ggr mer effekt och energi än det grunda borrhålet. Helsingfors Energi (Helen Oy) genomför ett pilotförsök utanför Helsingfors. Det är i dagsläget oklart under vilka omständigheter denna teknik i dagsläget ger lägre kostnader än traditionell bergvärme. Fördelarna med höjd temperatur ska vägas mot att borrhålets kostnad per meter borrhål ökar med djupet. Det pågår dock en teknikutveckling för att sänka kostnaderna för djupa borrhål.

4.4 Bergvärme

Värmepumpar har fått stor spridning bland småhusägare i Sverige. Värmepumparna kan hämta värme från luft, yttjord, berg och grundvatten. Ju högre temperatur som värmekällan har under vintern desto större blir värmepumpens effektivitet. Bergvärme utnyttjar en stabil marktemperatur något över ortens luftårsmedeltemperatur och kan väsentligen användas var som helst i landet förutom i primära vattenskyddsområden. Bergvärme har därför nått en mycket stor spridning i Sverige och det finns nu ca 600,000 anläggningar i drift. Av dessa uppskattades ca 720 st använda mer än 10 borrhål (2019).

4.5 Yttjordvärme

Yttjordvärmesystem använder horisontella polyetenslangar placerade på ett djup av 0,6-1,5 m beroende på jordart och klimatzon. I lösare jordarter som t.ex lera kan slangarna plöjas ned. För morän behöver diken grävas. Yttjordvärme utnyttjar den frysvarme som finns tillgänglig i vattenhaltig jord. Det sker i "konkurrens" med naturlig tjälning vilket leder till djupare placering på orter med kallt klimat. För en normalgrävd jord är en yttjordvärmekollektor ca 50 % billigare än en motsvarande energibrunn.

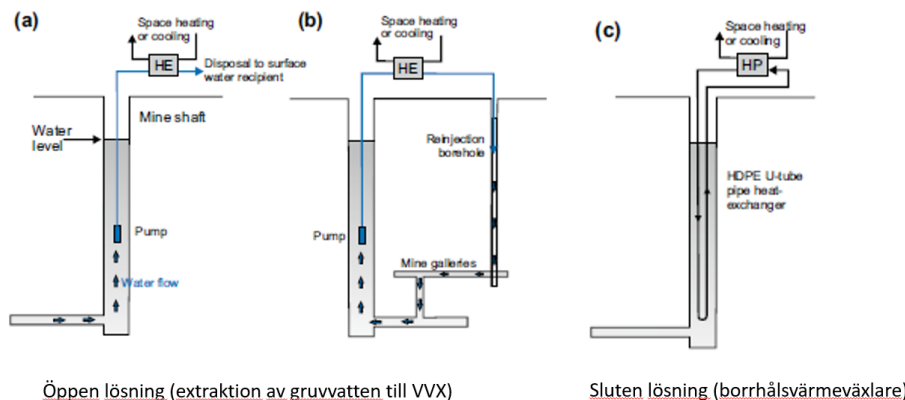
RAPPORT			16 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

4.6 Grundvatten

Värmeuttag ur grundvatten kräver normalt en pumpbrunn och en injektionsbrunn. För att undvika att det nedkylda vattnet från värmepumpens förångarsida når pumpbrunnen, så bör injektionsbrunnen placeras på ett lämpligt avstånd från pumpbrunnen utan att brunnarna står i hydraulisk kontakt med varandra. Om det finns ett naturligt grundvattenflöde i området bör pumpbrunnen vara placerad uppströms. Grundvattenvärme förutsätter att det finns möjlighet till grundvattenuttag nära fastigheten. Tillståndsprocessen för grundvattenvärme är mer tidskrävande och kostsam än för bergvärme och ytjordvärme. Det kan även uppstå problem med utfällningar om grundvattnet syresätts.

4.7 Gruva

Nedlagda grundvattenfyllda gruvor kan användas som värmekälla. Grundvattnet kan antingen pumpas upp ur gruvan till en värmeväxlare (öppet system) eller så kan värmeväxlingen ske i gruvvattnet genom att en energikollektor av plastslang sänks ned i gruvan (slutet system). Se Figur 4.4. I det öppna systemet kan det nedkylda vattnet efter värmeväxlingen ledas bort eller återinjekteras på annat ställe i gruvan för att bibehålla en högre temperatur på värmekällan. I det slutna systemet behöver inte vattnet pumpas (lyftas) upp och kräver då mindre pumpenergi. Med frysskyddad köldbärarfluid i energikollektorn kan temperaturen tillåtas vara något lägre än för det öppna systemet. Det nedkylda grundvattnet i gruvan värms upp genom värmeledning från omgivande berg och genom inströmning av grundvatten med naturlig omgivningstemperatur.



Figur 4.4: a-b Öppen lösning (extraktion av gruvvatten till VVX) c) Sluten lösning med energikollektor.

Investeringskostnaden är relativt låg och består till största delen av ett rörsystem för pumpning av grundvattnet samt värmeväxlare mot övrigt system (öppet system) eller en (eller flera) energikollektor som hängs ned i gruvan.

Pilotförsök utfördes i Bergslagen under 1980-talet med goda resultat.

RAPPORT			17 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

5 Värmelagring i mark

Värmelagring i mark är en teknik som växt fram sedan 1960-talet. Särskilt intressant är tekniken för långtidslagring av stora energimängder, vilket kan ske pga att mark är ett relativt billigt och åtkomligt material. Olika typer har utvecklats för att passa lokal geologi och olika systemkrav.

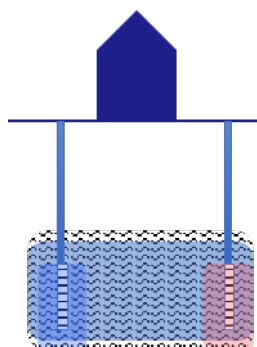
I detta avsnitt görs en översiktlig genomgång av olika typer av markvärmelager med avseende på teknik, förutsättningar och erfarenheter.

Ett värmelager möjliggör att överskottsvärme kan lagras för att senare användas under perioder då den lagrade energin kan ersätta dyrare energislag.

5.1 ATES – Akvifer

Teknikbeskrivning

Vid värmelagring i akvifer (grundvattenmagasin) utnyttjas en geologisk formation som medger att grundvatten pumpas upp ur en eller flera brunnar, passerar en värmeväxlare för värmeöverföring och sedan återförs i en eller flera infiltrationsbrunnar som är belägna ett stycke därifrån. Se Figur 5.1. Vid lagring av värme pumpas kallt vatten från den vänstra brunnen upp till energicentralen där kyla utvinns, och värme tillförs och därefter återförs till den högra brunnen. Kring den högra brunnen skapas ett varmt område. Vid uttag av värme pumpas varmt vatten från den högra brunnen upp till energicentralen där värme avges och återförs sedan till den vänstra brunnen där det då skapas ett kallt område. Energitransporten i akviferen sker huvudsakligen i horisontell riktning genom konvektion.



Figur 5.1. ATES – Värmelagring i akvifer (grundvattenmagasin).

Det vanligaste är att tekniken används för att lagra både värme och kyla vid en temperatur som ligger nära akviferens naturliga temperaturnivå. Kyla produceras då genom att överskottsvärmen tillförs det cirkulerande grundvattnet.

Investeringskostnaden är relativt låg eftersom en stor lagringsvolym kan åstadkommas med ett relativt litet ingrepp i marken. Brunnsborring är en etablerad teknik med ett flertal verksamma entreprenörer. Problem med igensättning av brunnar kan kräva återkommande underhållsarbete, vilket ökar driftskostnaden.

RAPPORT			18 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Vid lagring av värme med hög temperatur uppstår en temperaturskillnad mellan det uppvärmda området i akviferen och omgivande kallare delar, vilket leder till värmeförluster. För att begränsa den relativa värmeförlusten, så bör det uppvärmda skiktet inte vara alltför tunt.

Förutsättningar

Tekniken kräver att det finns en lämplig akvifer i anslutning till brukaren. Det kan vara ett grundvattenförande skikt i okonsoliderad mark (sand, grus, morän o.d) eller en porös bergart (t.ex. sandsten, sprickig kalksten). För värmelagring bör inverkan av naturligt grundvattenflöde eller från andra närliggande brunnar vara begränsad. Hänsyn måste tas till befintliga vattentäkter. Verksamheten kräver vattendom.

Erfarenheter

Värmelagring i grundvattenmagasin är en teknik som använts sedan mitten av 1960-talet i Kina. Forskning i USA initierades 1973 och fältförsök utfördes från 1976 i Auburn, Alabama. I Europa gjordes de första försöken i slutet av 1970-talet. I dag är genomslaget stort framförallt i Holland där det finns mer än 1500 anläggningar på grund av gynnsamma lokala geologiska förutsättning. I Sverige finns ca 190 anläggningar med en effekt högre än 100 kW företrädesvis i södra Sverige. Applikationerna avser huvudsakligen låg temperatur.

Endast ett fåtal försök har gjorts med värmelagring vid hög temperatur. Anledningen till detta är att hög temperatur medför risk för geokemiska komplikationer såsom utfällning av mineral, vilket kan medföra igensättning av brunnar och beläggningar i värmeväxlare. Större temperaturdifferens ger även större densitetsskillnader mellan varmare och kallare delar i akviferen. Det uppstår då en ökad naturlig konvektion som strävar efter att varmare (lättare) vatten lägger sig ovanpå kallare vatten i akviferen och därmed gör det svårare att pumpa ut det varma vattnet ur en vertikal brunn. För att högtemperaturlagring ska fungera får akviferens förmåga att leda vatten (hydrauliska konduktivitet) därför inte vara för hög.

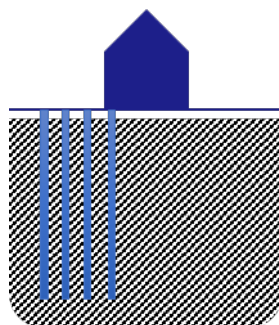
Omkring 1980 gjordes en omfattande utredning för att utröna om det var möjligt att lagra varmt vatten vid 90 °C i Brunkebergsåsen (Centrala Stockholm) för Stockholms fjärrvärmenät. Det visade sig att rullstensåsens hydrauliska konduktivitet var alldeles för hög för att detta skulle fungera.

5.2 BTES – Borrhål

Teknikbeskrivning

Vid värmelagring i en bergvolym borrar ett stort antal borrhål genom volymen. Se Figur 5.2. I borrhålen installeras strömningskanaler som möjliggör att en värmebärarfluid kan strömma ned till borrhålets botten och upp igen. Under fluidens cirkulation genom den s.k. borrhålsvärmväxlaren utbyts värme med omgivande berg. Värmetransporten i berget sker huvudsakligen genom ren värmeledning. Vid värmeförlust värms bergvolymen (lagret) upp och vid värmeuttag kyls bergvolymen ned.

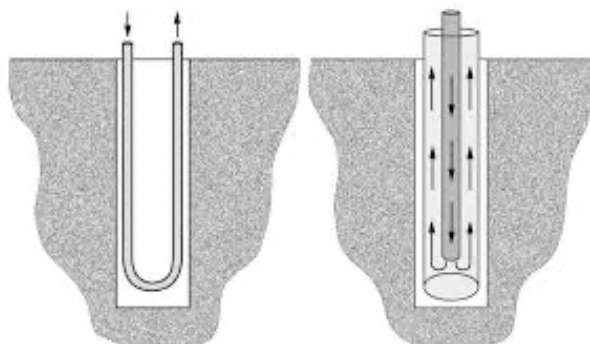
RAPPORT			19 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 5.2. BTES – Värmelagring i berg via borrhål.

För att överföra värme från eller till bergvolymen krävs en temperaturdifferens mellan fluid och omgivande berg. Den temperaturdifferens som krävs för att överföra en viss specifik effekt (W/m) beror av borrhålsvärmväxlarens egenskaper, borrhålets diameter, bergets värmeledningsförmåga och avståndet mellan närliggande borrhål.

Det finns i huvudsak två typer av borrhålsvärmväxlare – U-rör och koaxialrör. Se Figur 5.3. För U-rör används någon typ av plaströr där båda skänklarna, uppåtgående och nedåtgående strömningskanal, används för värmeutbyte med omgivningen. Utrymmet mellan plaströr och borrhålsvägg fylls med grundvatten (praxis i Sverige, Norge och Finland) eller ett tätande material av bentonit eller cement (övriga länder). Dubbla U-rör används för att förbättra värmeöverföringen i vissa tillämpningar. Borrhålsvärmväxlare med U-rör bildar en sluten trycksatt strömningskrets där värmebärande fluiden inte kommer i direkta kontakt med bergväggen.



Figur 5.3: Typer av borrhålsvärmväxlare – U-rör (t.v.) och koaxialrör (t.h.)

Slutna koaxialrör utformas i princip som i figur 5.3 med ett inre rör och ett yttre rör. Värmeutbytet med omgivningen sker genom det yttre röret. Det inre kan vara värmeisolerat för att minimera värmeutbyte mellan uppåtgående och nedåtgående strömningskanal. Utrymmet mellan det yttre plaströret och borrhålsvägg fylls med grundvatten eller ett tätande material av bentonit eller cement.

Öppna koaxialrör använder inget yttre rör och värmebärande fluiden, i detta fall grundvatten, står här i direkt kontakt med borrhålsväggen (berget) och ger därför mycket god värmeöverföring. Utformningen påminner om en bergborrad vattenbrunn. För enskilda borrhål kan vattencirkulation ske med en sänkpump, medan anläggningar med flera borrhål suger upp vattnet ur borrhålen under förutsättning att grundvattenytan ligger nära markytan.

Investeringskostnaden utgörs till stor del av borring samt material och installation av borrhålsvärmväxlare och anslutande rör/kulvert till energicentralen. Energiborring är en välutvecklad teknik med ett många verksamma entreprenörer.

RAPPORT			20 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Vid lagring av värme med hög temperatur krävs värmetåligt plastmaterial. Dessa material är avsevärt dyrare än de som använts vid låga temperaturer (<70 °C). Eftersom öppna koxaxialrör inte kan trycksättas kan utformning inte användas med ytligt belägen sugpump då sänkt tryck leder till kavitation (kokning).

Förutsättningar

För lågtemperaturlämplningar kan teknikens användas väsentligen överallt. Stora jorddjup medför högre borrhålskostnader.

För värmelagring vid temperatur avsevärt över naturlig temperaturnivå kan lagrets effektivitet påverkas av grundvattenflöde genom bergvolymen. Detta kan vara naturligt förekommande grundvattenflöde eller inducerad naturlig konvektion, flöde som drivs av täthetskillnader mellan varmt grundvatten i lagervolymen och kallt grundvatten i omgivande berg. Berget bör vara relativt tätt, dvs dess hydraulisk konduktivitet ska inte överstiga ett visst gränsvärde. Det är normalt lönsamt att förse markytan ovanför lagret med isolerande material för att reducera värmeförlusten.

Hänsyn måste tas till befintliga vattentäkter. Verksamheten kräver tillstånd från lokal miljöförvaltning.

Erfarenheter

Borrhålslager baserar sig på samma teknik som används för energibrunnar (bergvärme). Det finns i dag ca 600 000 energibrunnar i Sverige och minst 720 anläggningar med flera borrhål.

De första försöken med borrhålslager för hög temperatur startade omkring 1976 i Sverige och Frankrike. Forskning kring detta startade några år senare vid Lunds universitet och vid Luleå Tekniska universitet. I Luleå byggdes världens första höghetemperaturlager (max injektionstemperatur 82 °C) med borrhål. Detta demonstrationsprojekt togs i drift 1983 och följdes under fem år. Utvärderingen visade god överensstämmelse med de teoretiska modeller som använts för projektering. Ett flertal projekt med lagring av solvärme startades senare i Tyskland, Canada och Danmark. Den högsta temperatur som uppnåtts vid dessa projekt är ca 85 °C. I Sverige har värmelager även byggts i Danderyd (Anneberg) och Emmaboda med temperaturer upp till 65 °C.

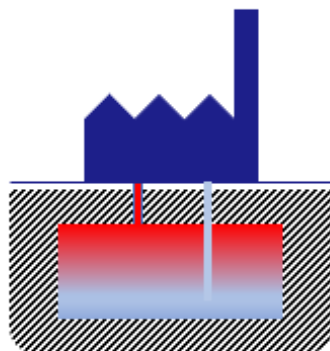
Under senare år ett antal förstudier initierats för använda BTES i kombination med fjärrvärme i bl.a. Linköping, Helsingborg och Oslo. Här har man varit intresserad av högre temperaturer upp mot 95 - 100 °C. Detta har medfört en utveckling av borrhålsvärmexlaren anpassade för att tåla drift på denna temperaturnivå.

5.3 CTES – Bergrum

Teknikbeskrivning

Värmelager i bergrum utnyttjar en däri innesluten vattenvolym som lagringsmedium. Den vanligaste metoden är att använda ett helt vattenfyllt bergrum där man eftersträvar att hålla en stabil temperaturskiktning med varmare vatten (lägre densitet) ovanpå kallare vatten (högre densitet). Se Figur 5.4.

RAPPORT			21 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 5.4. CTES – Värmelagring i bergrum.

När värme ska lagras i bergrummet pumpas vatten från lagrets kallare del upp till en värmeväxlare där vattnet värms innan det återförs på en nivå med liknande temperatur för att temperaturstratifiering ska bibehållas. Vid värmeuttag hämtas vatten från en nivå med lämplig temperatur till värmeväxlaren där värme avges och det nedkylda vattnet återförs sedan på lämplig nivå.

Bergumslagrets värmeöverförande kapacitet är god och bestäms primärt av pumpkapacitet och värmeväxlarens dimensionering.

Värmeförlusterna från bergrummet sker genom värmeledning in i det omgivande berg men potentiellt även genom vattenläckage (konvektion) via eventuellt förekommande sprickor.

Investeringskostnaden består till största delen av anläggandet av själva bergrummet. Tillkommer kostnader för accesstunnlar. Anläggningstekniken är väl känd.

Förutsättningar

Anläggandet av ett bergrum förutsätter stabilt och relativt tätt berg. Det finns erfarenhetsvärden från tidigare anläggningar avseende bergets hydrauliska konduktivitet. Eventuellt vattenläckage orsakas vanligtvis av ett fåtal sprickor. Om sådana vattenförande sprickor eller zoner lokaliseras vid byggnation kan de tätas genom injektion av betong.

Erfarenheter

Stiftelsen Bergteknisk Forskning, BeFo, initierade 1979 ett omfattande pilotprojekt för värmelagring i bergrum. Vid en sopförbränningsanläggning ansluten till fjärrvärmenätet i Avesta byggdes ett 15 000 m³ stort bergrum där överskottsvärme från sopförbränningen lagrades under vardagar och senare användes under helgerna. Bergrummet är trycksatt så att vatten vid 115 °C kan lagras in och 70 °C återförs vid uttag. År 1982 togs ett bergumslager i drift i Uppsala/Lyckebo för säsongslagring av solvärme. I Stockholm/Hornsberg finns sedan 2009 ett bergrum för lagring av kallt vatten anslutet till Stockholms fjärrkylanät.

I Sverige finns minst 140 anläggningar där petroleumprodukter (diesel, flygbränsle, olja, o.d.) lagras eller har lagrats i bergrum. Av dessa är knappt 80 oinklädda bergrum där produkterna lagras i bergrum med råa bergssidor. I de övriga har stålbehållare byggts inne i bergrummen. Byggnationen skedde under perioden 1946 - 1990. Riksdagen beslöt 1994 att avveckla oljelagren. I Sverige har oljeborgum konverterats till värmelager på tre orter:

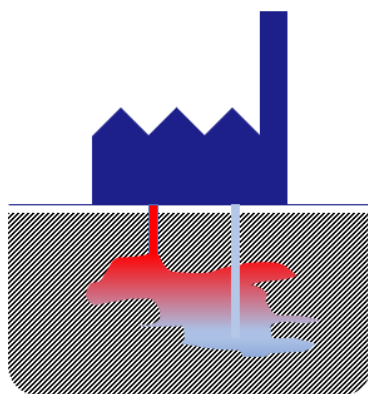
RAPPORT			22 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Oxelösund (1988; två bergrum), Hudiksvall (2018; två bergrum) och Västerås (2022; tre bergrum). Även i Finland har konvertering utförts på tre orter: Oulu (1989; två bergrum), Vaasa (2020; ett bergrum) och Helsinki/Mustikkamaa (2021; två bergrum).

5.4 MTES – Gruva

Teknikbeskrivning

Värmelager i gruvor utnyttjar den grundvattenvolym som naturligt finns i gruvan lagringsmedium. Gruvans geometri och hydrauliska täthet är avgörande för om den ska kunna användas för energilagring vid hög temperatur. Se Figur 5.5.



Figur 5.5. MTES – Värmelagring i bergum.

Gruvlagrets funktion liknar den för ett bergrum. När värme ska lagras i gruvan pumpas vatten från gruvlagrets kallare del upp till en värmeväxlare där vattnet värms innan det återförs om möjligt på en nivå med liknande temperatur för att temperaturstratifiering ska bibehållas. Vid värmeuttag hämtas vatten från en nivå med lämplig temperatur till värmeväxlaren där värme avges och det nedkylda vattnet återförs sedan på lämplig nivå.

Gruvlagrets värmeöverförande kapacitet är god och bestäms primärt av pumpkapacitet och värmeväxlarens dimensionering. En gruva har dock ofta ett ogynnsamt yt/volym-förhållande som ger höga relativa värmeförluster. Otätt berg medför att varmt vatten kan strömma ut och att kallt vatten kan strömma in.

Investeringskostnaden är relativt låg och består till största delen av ett rörsystem för pumpning av grundvattnet samt värmeväxlare mot övrigt system.

Förutsättningar

För att en gruva ska kunna användas som värmelager krävs ett stabilt och relativt tätt berg.

Erfarenheter

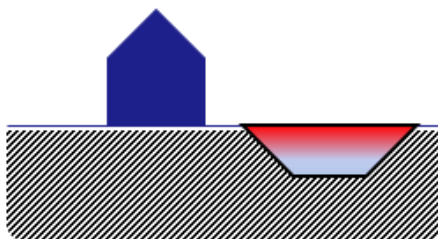
Demonstrationsprojekt har utförts i Ljusnarsberg. Det finns ett relativt stort intresse i England.

RAPPORT			23 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

5.5 PTES – Grop

Teknikbeskrivning

Värmelagring i gropmagasin, blockfylld berggrop, grusfylld berggrop och sjöar med en däri innesluten vattenvolym som lagringsmedium där man eftersträvar att hålla en stabil temperaturskiktning med varmare vatten (lägre densitet) ovanpå kallare vatten (högre densitet). Groplagret täcks med ett lock av isoleringsmaterial. Se Figur 5.6. Sidorna och botten kläs med en tätande duk av polymer såsom polypropylen eller polyetylen. Nyutvecklat material i Österrike tål vattentemperaturer upp till upp 95 °C.



Figur 5.6. PTES – Värmelagring i gropmagasin, blockfylld berggrop eller sjö.

När värme ska lagras i groplagret pumpas vatten från lagrets kallare del upp till en värmeväxlare där vattnet värms innan det återförs på en nivå med liknande temperatur för att temperaturstratifiering ska bibehållas. Vid värmeuttag hämtas vatten från en nivå med lämplig temperatur till värmeväxlaren där värme avges och det nedkylda vattnet återförs sedan på lämplig nivå.

Groplagrets värmeöverförande kapacitet (effektförmåga) är god och bestäms primärt av pumpkapacitet och värmeväxlarens dimensionering.

Värmeförlusterna från groplagret sker genom värmeledning till omgivande mark och genom det värmeisolerade locket till uteluft.

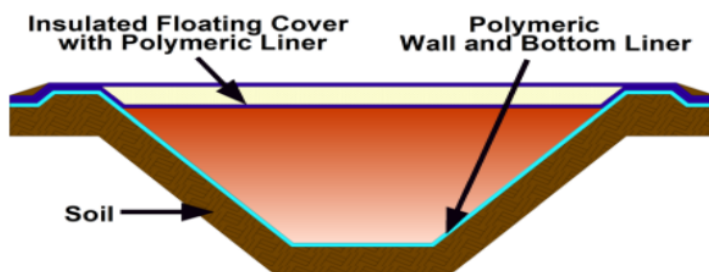
Förutsättningar

Tekniken med gropmagasin är mest utvecklad i Danmark. Konstruktionsprincipen framgår av Figur 5.7 och 5.8. Erfarenheter från Danmark indikerar att en rimlig ekonomi erhålls för större lager om den urgrävda volymen balanserar den som behövs för att bygga vallarna kring lagret. Det anses inte ekonomiskt försvarbart att isolera botten och sidor i lagret eller att förstora locket så att det täcker även toppen av vallarna. Locket är den dyraste komponenten och utformat för att flyta på vattnet. Regnvatten som faller på samlas upp och leds bort. En bärande lockkonstruktion anses alltför kostsamt.



Figur 5.7. Vertikalt tvärsnitt av ett gropmagasin.

RAPPORT			24 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 5.8: Vertikalt tvärsnitt av ett gropmagasin.

Erfarenheter

Utvärdering av gropmagasin i Danmark avsett för säsongslagring av solvärme visar att värmeförlusterna för större groplager kan begränsas till ca 5 - 10 % på årsbasis. Variationer i tillförsel och uttag av energi medför att lagrets värmekapacitet omsätts ca 2 gånger per år. Överensstämmelse med simuleringsmodeller är god. En viss osäkerhet avseende energibalansen är förknippad med avdunstning och varierande fukthalt i locket isolering.

RAPPORT			25 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

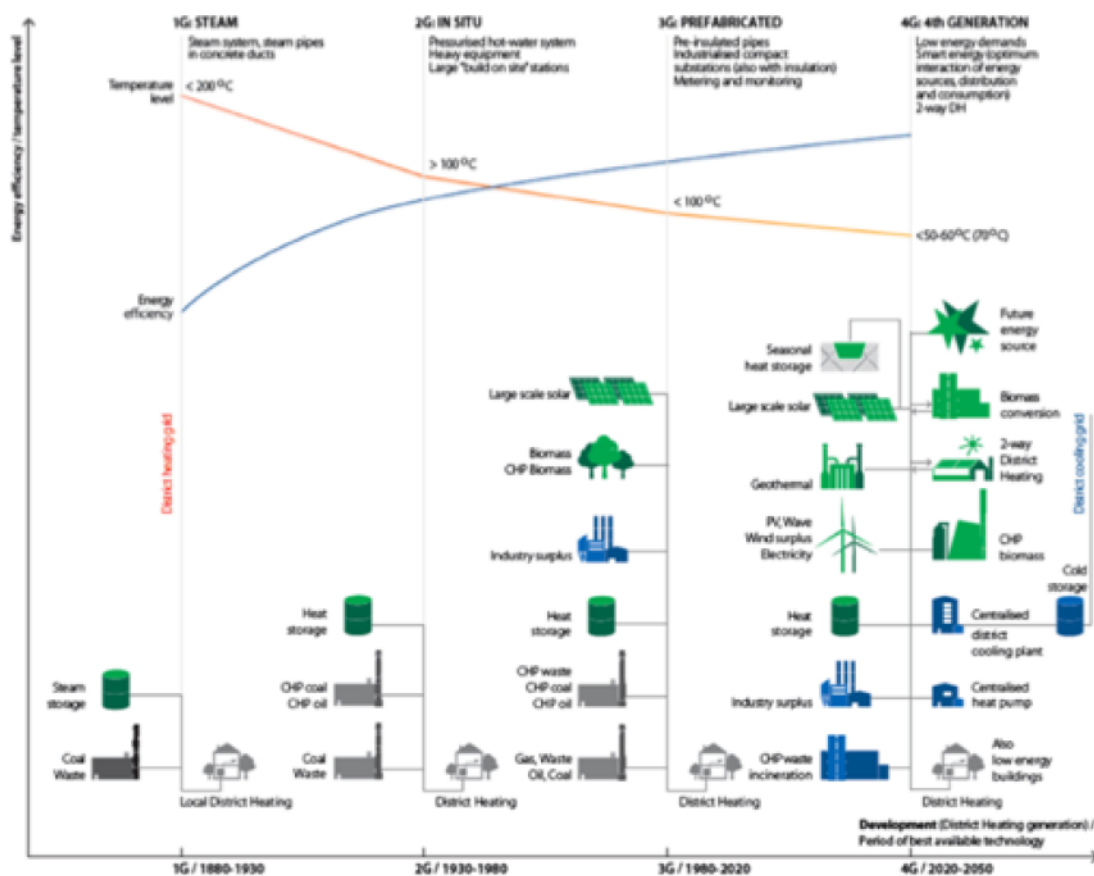
6 Distributionsformer – termiska nät

Möjligheten att utnyttja geotermisk energi är beroende av distributionssystemets temperaturnivå. För direktanvändning i ett fjärrvärmenät måste den geotermiska värmekällan leverera en vätsketemperatur som helt eller delvis kan värma fjärrvärmenätets returtemperatur till framledningstemperaturnivå. Det gäller även leverans från energilagret. Om temperaturen från den geotermiska värmekällan eller energilagret är för låg, så är det tekniskt möjligt att höja temperaturen med en värmepump.

6.1 Fjärrvärmenätets temperaturnivå

Det uppenbart att möjligheterna att direkt utnyttja geotermi och geoenergilager ökar om distributionssystemets temperaturnivå kan sänkas. Under senaste åren har flera projekt genomförts där omfattande termiska nät med lågtemperaturfunktion har anlagts. Dessa lågtemperaturnät kan vara fristående eller kopplade till traditionella högttemperaturnät (I Oslo har ett koncept studerats där ett högttemperaturlager (BTES) laddas med överskottsvärme (95°C) från sopförbränning via huvudnätet under sommaren för att sedan värma ett lokalt fjärrvärmenät med framledning 65°C under vintern).

Klassificering av termiska nät:



RAPPORT			26 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

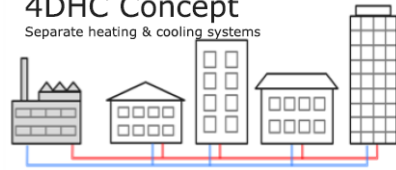
Types of heat network

3rd Generation DHC - Traditional centralised topology (shape) with an energy centre supplying heat outwards to buildings. Supplying at around 90–60°C and return temperatures at around 50–40°C, 3DHC would generally consist of well insulated, pre-insulated pipework with significant centralised thermal storage. 3DHC can supply DHW directly, but cooling would be a separate system. No interchange of heat between buildings is possible.

4th Generation DHC - Traditional centralised topology with energy an centre supplying heat outwards to buildings. Supplying at around 55–45°C with a wider ΔT and return temperatures at around 25–15°C, 4DHC would generally consist of highly insulated, pre-insulated pipework that is more likely to be plastic, with very large centralised thermal storage. 4DHC will usually need supplementary boosting to supply DHW, and cooling would be a separate system. No interchange of heat between buildings is possible.

4DHC Concept

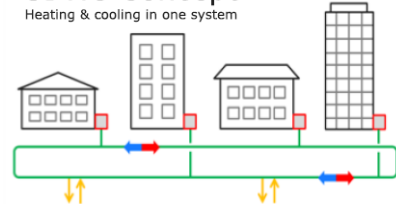
Separate heating & cooling systems



5th Generation DHC - Is a non-traditional topology with decentralised plant (usually heat pumps) supplying heat along ultra-low temperature headers in a spine/backbone (ambient loops may be possible in smaller systems). Supply at <45°C, the ΔT is less relevant with return temperatures around 25–15°C. 5DHC often consists of un-insulated plastic pipework with very low heat losses and longer pipe runs. 5DHC usually includes seasonal thermal storage to balance the spine temperatures and perhaps some short term localised thermal storage. 5DHC will always need supplementary boosting to supply DHW temperatures. 5DHC has built-in cooling supply and can interchange heating/cooling between buildings.

5DHC Concept

Heating & cooling in one system



5DHC provides a single integrated 'plug-and-play' heating and cooling system allowing buildings to be 'prosumers' across the network.

What is a 4th generation heat network?

Topology - 4DHC is fundamentally the same topology/structure as a 3DHC design with a single energy centre and pre-insulated pipework supplying heat outwards to the demands. However, 4DHC differs significantly in having lower operating temperatures than 3DHC.



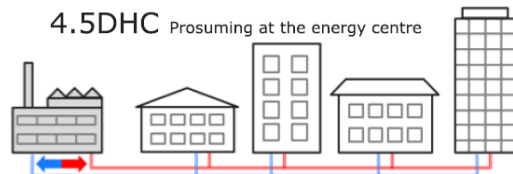
Operating temperatures - Generally 4DHC would supply at 55–45°C which may then require a temperature boost in order to supply DHW. 4DHC would normally have wider ΔT 's of 30°C or greater. Return water temperatures may be designed to be as low as 25–15°C. 4DHC systems could perhaps be weather compensated in Summer to reduce heat losses, providing the DHW boost can meet demand. However, this temperature reduction is less likely in 4DHC, the more that weather compensation is attempted, the more hot water boost is necessary to reach DHW temperatures.

Pipework - 4DHC would normally be highly insulated, pre-insulated pipework. However, the whole system could be run in cheaper plastic pre-insulated pipework which is also easier to install than steel (plastic pipework has reduced lifetime above ~70°C).

Storage - 4DHC would generally have very large amounts of thermal storage capacity to smooth the demand and aid plant efficiency. Like 3DHC, this would be insulated hot water storage vessels. However, as temperatures are reduced, the storage capacity reduces so the tanks get larger, potentially presenting even greater location, aesthetics and planning issues.

Cooling - cooling would almost certainly be provided via a separate system. This means a 4-pipe system to achieve full 4DHC. It is notable that there is no interchange of energy between heating and cooling demands which is a key part of the Lund definition. So although the 4DHC approach meets the Lund requirements for a gradual reduction in temperature, it clearly does not distribute heat and cooling in networks with low grid losses. This is a key reason why a 5th generation category is necessary, where this energy exchange can occur across the network.

4.5DHC Prosuming at the energy centre



4DHC is a good solution where the demands are mainly heating, but 4DHC (with cooling) is a 4-pipe solution and has to be designed to the lowest common denominator buildings i.e. at the highest heating temperatures

A 4.5DHC option is possible to allow an exchange of heating and cooling at the energy centre

RAPPORT			27 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Advantages and disadvantages of 4th generation heat networks

Advantages include:

- Reduced operating costs and carbon emissions
- Lower heat losses due to lower operating temperatures
- Potentially longer pipe runs due to lower heat losses and cheaper pipework
- Greater plant efficiency due to improved heat transfer
- More opportunity for heat pumps, resulting in higher efficiencies at lower temperatures
- More opportunity to use low temperature waste/renewable heat sources

Disadvantages include:

- Larger pipework required to transfer the same amount of heat
- Greater pumping costs due to increased water volumes
- Requires some means of boosting temperature to supply DHW
- Larger storage volumes for the same amount of heat i.e. lower storage heat density
- No opportunity for energy exchange between buildings across the network, although exchange can occur at the energy centre i.e. 4.5DHC

4DHC Technologies include:

- High CoP heat pumps for new buildings operating at the 4DHC reduced temperatures
- High temperature (ammonia) heat pumps to supply existing buildings where 80/70°C is still required
- Solar Hot Water temperatures become more compatible, with greater heat recovery potential as temperatures reduce
- CHP is generally a high temperature supply option and therefore less likely to play a part in 4DHC
- Condensing gas boilers could still be used as a top-up heat generator, but burning gas to provide heat at ~85% efficiency is less of a fit in a low carbon 4DHC strategy
- Biomass is highly unlikely to play a part in 4DHC, often requiring a continuous high temperature base load demand
- Cooling would still be provided by electric vapour compression chillers via a separate system.

4DHC Heat Sources include:

- Ground, Groundwater & Surface water would all play a greater part as heat sources in 4DHC, mainly due to lower temperatures providing higher heat pump CoPs
- Sewage treatment works and sewers could provide lower temperature heat sources for 4DHC heat recovery
- Industrial waste streams similarly provide greater opportunity for heat recovery
- Buildings with local large cooling demands (e.g. data centres) could provide a significant opportunity for local simultaneous heating & cooling using a single heat pump in one location i.e. 4.5DHC

RAPPORT			28 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

What is a 5th generation heat network?

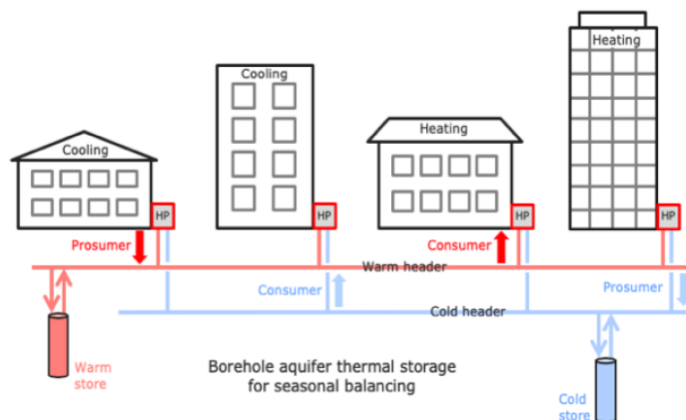
Topology – 5DHC is fundamentally a different shape/structure using a common two-pipe header system (spine) operating at even lower temperatures than 4DHC. The low temperature headers act as a heat source for multiple decentralised energy centres that take-out and feed-in heat.

This approach also requires a means of balancing the heat in the headers, when all buildings are in heating mode for instance. In Heerlen (see later), mine water is used to balance the 'backbone' but other balancing mechanisms are possible. Fundamental to 5DHC is the use of large long-term thermal storage as part of the balancing mechanism. 5DHC is the supply of heat along a spine with interchange of heating/cooling between buildings and a balancing mechanism including seasonal thermal storage.

Essentially, the spine and long term thermal store become the heat source/sink for decentralised inputs and outputs of heat.

The scheme shown opposite uses borehole and aquifer thermal storage to balance the system with buildings acting as prosumers of heating/cooling. Boreholes can be built-out gradually alongside the buildings, as and when developments occur.

5DHC is a good solution where there is a significant mix of cooling and heating demands, allowing prosuming across the heat network itself.



5DHC schemes allows flexibility in terms of temperature and timing for building connections – a 'plug and play' approach.

Although we have retained the term 5th generation (5DHC) to allow easy differentiation and discussion, it is clear that 5DHC should be viewed as a different type of DHC altogether. Whilst 5DHC appears to be the next logical step, it has quite different shape, structure and approach to 3DHC and 4DHC.

Low temperature 'ambient loops' are possible if the loop has enough capacity to serve extremes. However, they are unlikely to operate well in larger schemes, as a loop makes it much harder to control heat and balance the system hydraulics than a header system. i.e. the last building on the loop could be starved of heating/cooling.

Other characteristics of 5th generation heat networks

Operating temperatures – Generally 5DHC would supply at less than 45°C (often closer to 20°C or less). 5DHC would not necessarily have wide ΔT 's with 20°C being sufficient, although wider ΔT 's allow more heat to be carried in the same pipe. Return water temperatures may therefore be designed to be around 25-15°C. 5DHC will always require a temperature boost in order to supply DHW but only the DHW volumes need to be boosted and this can be achieved locally. This might be achieved by individual booster heat pumps or a more centralised DHW system throughout each buildings.

Pipework – Because operating temperatures are so low, there is less need for pipe insulation as losses are very low anyway. The whole system could be run in cheaper plastic un-insulated pipework with significant capital cost reductions. The very low heat losses and reduced pipework costs can therefore lead to much longer pipework runs, potentially reaching buildings that would not normally be connectable.

Storage – 5DHC would generally have very large amounts of seasonal thermal storage capacity in order to balance heat in the spine. This could be aquifer or mine water storage or large purpose built underground stores. Some smaller short term thermal storage would be necessary in each decentralised plant room to smooth demand and enhance plant operation.

Cooling – Cooling would be provided from the same spine system. This means a 2-pipe system to achieve full 5DHC rather than a 4-pipe 4DHC system. This allows interchange of energy between heating and cooling demands in different buildings, meeting that particular part of the Lund definition.

Prosumer buildings – 5DHC is therefore a means to distribute heat and cooling in low temperature networks with low grid losses. Indeed, a key part of 5DHC design is to identify balanced loads where heating and cooling demands essentially cancel each other out. This fundamentally changes the way we think about heating/cooling supply in buildings. Buildings in heating mode then become 'prosumers' to supply cooling in other buildings, and vice versa. The idea of buildings as prosumers brings a requirement to balance demands across heat mapping, design and operation of heat networks, and changes the way we think about buildings.

This energy exchange is not a new idea, it was used in individual buildings on older Versatemp heat pump systems and is still used today in VRF systems. Small ground loop systems have also been developed to achieve this energy exchange, particularly in supermarkets. However, this energy exchange has not been achieved in the UK across large heat networks with energy exchange from one building to another.

RAPPORT			29 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Advantages, disadvantages of 5th generation heat networks

Advantages include:

- Even lower operating costs and carbon emissions than 4DHC
- Supplies both heating and cooling without the need for a separate cooling system
- Allows the interchange of heating and cooling between buildings, making buildings into prosumers
- Buildings take-out and feed-in heat making the system design less load dependent than a 3DHC or 4DHC topology
- Buildings can be added more easily without major changes to the spine/network. This could be viewed as a 'plug and play' onto a LAN. This can minimise timing issues that are often the downfall of more traditional heat networks
- Pipework heat losses can become almost irrelevant and insulation is often not required on the main heat network
- Cheaper pipework with low losses gives rise to potentially longer pipe runs covering wider areas, perhaps reaching buildings that would not normally be connectable
- Even greater plant efficiency, particularly heat pumps having very high CoPs
- More opportunity to recover waste/renewable heat sources such as solar water heating into the heat network
- Much greater opportunity for seasonal thermal storage which is not a feature of traditional heat networks

Disadvantages include:

- A 5DHC spine would require larger pipework to transfer the same energy. However, this can be minimised by balancing heating and cooling demands
- There are likely to be greater pumping costs due to the larger amounts of water being circulated
- 5DHC definitely requires some means of boosting temperature to supply DHW

5DHC Technologies include:

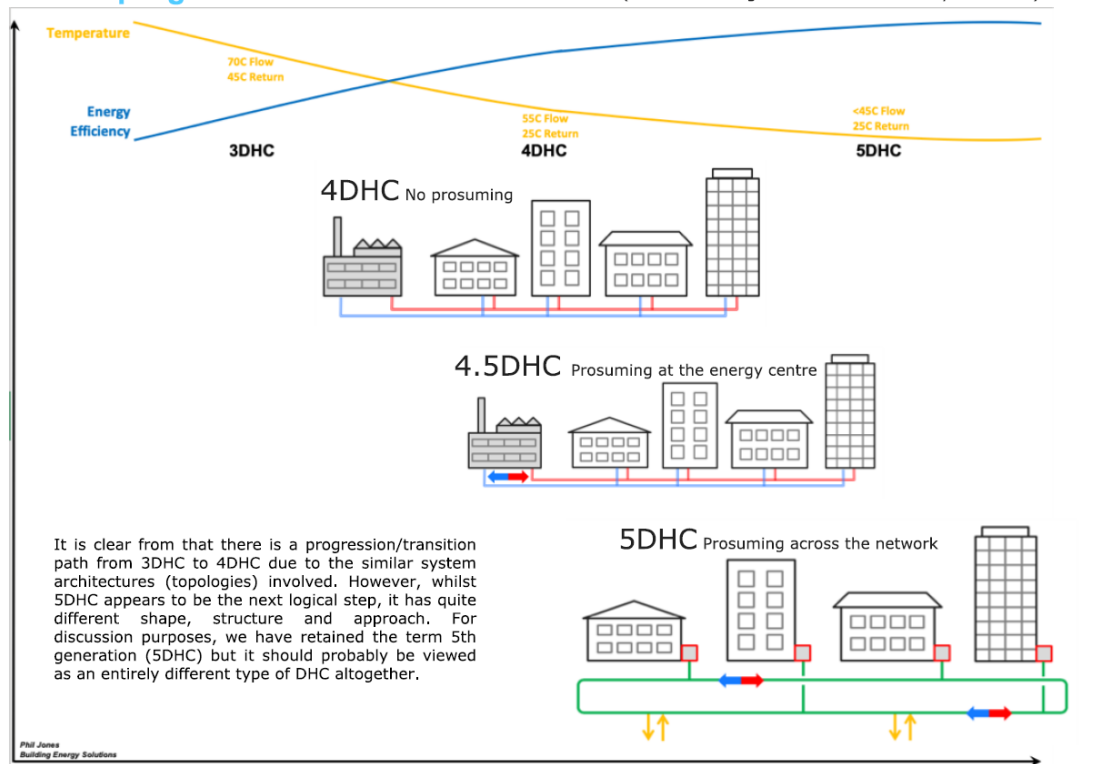
- Even higher CoP heat pumps, operating at the 5DHC reduced temperatures
- High temperature (ammonia) heat pumps to supply existing buildings where 80/70°C is still required
- Solar Hot Water temperatures become even more compatible, with greater heat recovery potential as temperatures reduce
- CHP and biomass boilers are generally high temperature supply options and therefore unlikely to play a part in 5DHC
- Condensing gas boilers are much less likely to fit into a low carbon 5DHC strategy
- Electric vapour compression chillers should not be required on 5DHC networks

5DHC Heat Sources include:

- Ground, Groundwater & Surface water would all play an even greater part as heat sources in 5DHC
- Sewage treatment works and sewers would also provide heat sources for 5DHC heat recovery
- Industrial waste streams similarly provide even greater opportunity for heat recovery
- In general, the ultra low temperatures in 5DHC open up wider range of sources for heat recovery

The progression of heat networks

(This acknowledges and builds on work by Lund et al)



RAPPORT			30 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

7 Borrningstekniker

7.1 DTH Drilling Basics

7.1.1 Demands For the Rig and Surface Equipment

Conventional mud rotary drilling requires a lot of torque, high rpms and plenty of weight on bit for the drilling to commence properly. All this leads to a really heavy rigs with massive top drives. Pull up capacity of the rig (hookload rating) is of course determined by the desired depth of the well at hand but all the other rig requirements are smaller when you are drilling with the DTH technique. This should lead eventually to a smaller and more cost-efficient rig designs if DTH drilling takes a bigger share of the drilling works in the future and companies start to develop specially made DTH drilling rigs. Smaller equipments are also more easily fitted in the city surroundings and require less rig up time which is ideal for geothermal drilling

Other surface part from of the rig are similar or very similar to conventional oil and gas drilling. Mud pumps, compressors, mud tanks pipe handlers etc. do not vary a lot on their size. High pressures and flows from the compressors are needed for the air pressurized DTH drilling and this usually leads to a situation where several compressors and boosters are needed to supply the required volumes at depth. Also drilling with air means that you are drilling under balanced so you need to be sure about the formation to hold up while drilling since collapses are more likely to happen and there is no heavy mud or brine to hold the well together. On the other hand, a mud system is simpler when you have no mud to drill with. There is only a cyclone and a cuttings bin needed on the end of the flow line.

Table 7.1: DTH project's most important surface equipment set-up and the air package schematic drawing.

<i>Equipment</i>	<i>Manufacturer</i>	<i>Type/Model</i>	<i>Capacity</i>
<i>Rig</i>	<i>Herrenknecht Vertikal</i>	<i>Innova 2</i>	<i>420 ton pull up</i>
<i>Pipe Handler</i>	<i>Herrenknecht Vertikal</i>	<i>Innova 2</i>	<i>Double joint handling in approx. 2 min</i>
<i>Compressors</i>	<i>Airpac Bukom</i>	<i>1050/350</i>	<i>Volumes 30 m³/min each</i>
<i>Super Boosters</i>	<i>Atlas Copco</i>	<i>Hurricane</i>	<i>Up to 345 bars each</i>
<i>Cyclone</i>	<i>Kami Engineerig</i>	<i>Heavy duty</i>	<i>Velocities over 110 m/s</i>
<i>Chemical pump</i>	<i>Shcäfer</i>	<i>BT6070</i>	<i>Volumes from 10 to 80 l/min with 350 bars</i>
<i>Tank system</i>	<i>Herrenknecht Vertikal</i>	<i>Innova 2</i>	<i>Capacity 130 m³ with 20 m³ mixing tank</i>

Herrenknecht Innova 2 rig is probably the rig with smallest footprint today on the market. The rig itself is operated with an electrical grid connection so it does not need any big diesel driven generators which makes it quiet and possible to operate also in the middle of the habited areas. However, our believe is that the future drill rigs for geothermal drilling could become even smaller.

The rig and its equipment's is owned and operated by a German company H. Anger's Söhne gmbh (namely HAS). HAS is a family-owned company with over 20 rigs the Innova 2 being the largest. HAS has under their ownership improved the Innova 2 rig during the years E.g., the speed of the automatic

RAPPORT			31 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

pipe handler to add one stand (double joint) has been improved a lot being now 2 minutes in average while it was 7 minutes in average when they started with the rig.



Picture 7.1: Innova 2 rig at the Otaniemi drilling site during the last days of rigging up.

The rig has been designed for inner city drilling in the first place, so it has many benefits to make it really suitable for geothermal drilling. The rig was designed in the first place to mud rotary drilling and coring which caused a lot of changes to be made to its control systems while there was the need for the DTH drilling in this project. The differences in these two drilling techniques are stipulated well in Michael J. Thompsons master's thesis¹. The biggest differences are weight on bit used, rounds per minute used, maximum allowed torque and rate of bit advance per revolution to be followed. To make Innova 2 rig be able to drill with DTH parameters intensive re-coding of rig's automation system was made and many of the top drives hydraulic valve blocks had to be changed to a smaller size. All these changes were aiming to make the top drive less powerful.

Table 7.2: Comparison of the most important drilling parameters red one being the most important in both cases.

Parameter	Air DTH	Mud rotary
WOB	3-6 ton	16 ton or more
RPM	12-19	100-250
Torque	3000-6000 Nm	16 000 Nm or more
Bit advance per revolution	10-12 mm	0,01-0,1 mm

¹ Hydraulic Hammer Drilling Technology to Replace Air Hammer Drilling in Deep BHE Design, Thompson J. Michael, University of Akureyri, 2010

RAPPORT			32 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

7.1.2 Air Hammer Drilling

Drilling with compressed air is completely a different kind of drilling compared with mud-drilling. First of all, air hammers like all DTH drilling, is more likely to go straight down than to start deviating from its trajectory. This gives opportunity to have far more lighter bottom hole assemblies (namely BHA) than in ordinary rotary drilling. DTH drilling usually needs nothing more than DC pipes and only one stabilizer if even that on the BHA. However, this might lead to a situation where you put too little weight on the BHA. The total weight of the BHA should never be smaller than the hammers striking force in tons. Otherwise, you will end up having up-striking forces to the top drive which could cause the rig's top drive bearings to break.

Description			No.	Length m	OD in	ID in	TOT in	Weight KG	Connection	Serial
							0,00			
Drill Pipe				9,47	6,63	3,00			6 5/8 FH Box 6 5/8 FH Pin	
Heavy Weight Drill Pipe			2	19,00	6,63	3,00	19,00	2530,00	6 5/8 FH Box 6 5/8 FH Pin	
Stabilizer			1	1,35	434,80				6 5/8 FH Box 6 5/8 FH Pin	
X-O			1	0,50			30,86		6 5/8 FH Box 6 5/8 REG Pin	
Drill Collar Spiral			3	27,60	8,25		30,36	4787,00	6 5/8 REG Box 6 5/8 REG Pin	
X-O			1	0,50			0,50		6 5/8 REG Box 6 5/8 REG Box	
Downhole Hammer Tool P 125			1	1,75	10,75		2,01		6 5/8 REG Pin	
Near bit Stop					436,00					
Hammer Bit			1	0,25	444,00		0,25		Integrated	

Picture 7.2: Otaniemi project BHA for the 17,5" hammer for the anchor casing section from 300 to 2500 meters.

Secondly especially with larger bit sizes (>26") the area between the borehole wall and drill pipes becomes so large that it is hard to produce enough up-flow velocity to bring the cuttings to the surface. In these cases, large diameter collars can be used on the drill pipes to decrease the area or to use

RAPPORT			33 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

foam to provide better hole cleaning. Also, by periodically cleaning the hole with regular big blasts of air is recommended.



Picture 7.3: Example of 30" diameter air hammer bit equipped with large diameter drill collar to make the area smaller. The 42 m deep conductor sections were made with this equipment in Otaniemi project.

RAPPORT			34 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Drilling soap (surfactant) can be injected down the drill string together with the air. Usually correct mixture of water, soap and foam together with longlife agent is mixed in the rig's internal mixing tank and then pumped to the stand pipe with an adequate pump. The generated foam improves the well cleaning process and is a contribution to lift the cuttings, or it can even suspend the cuttings while adding a stand to the drill string. So especially when drilling deep and don't want to waste time on blowing the well empty of cuttings before adding a stand it is recommended to use foam. One should anyhow notice that foam is not the way to bring cuttings to surface. The only thing that brings them up is adequate air flow.

Table 7.3: Foam mixture used in the Otaniemi project. This mixture was pumped to the stand by with the air around 3-9 l/min.

Ingredient	Amount
Water	1000 m ³
Foam soap	30 liters
Foam retaining agent	1 kg

Table 7.4: One example of calculating the required air volume when drilling with air only. (Speer Compressors Ltd)

Uphole Velocity Calculator

To calculate the uphole velocity for a given hole diameter and rod diameter,

Insert the rod diameter (inches)

Insert the hole diameter (inches)

Insert the air volume available (scfm)

Uphole Velocity in fpm

Note that 4200 fpm is required for goldfields work and in Iron Ore or other dense material 6000 fpm will be required.

To work out the amount of compressed air needed to achieve a given up hole velocity

RAPPORT			35 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

		4
		5
Insert the required Uphole		0
Velocity in (fpm)		0
		6,
Insert the rod		6
diameter (inches)		0
		1
		7,
		4
Insert the hole diameter (inches)		0
		6
		3
Required air volume		6
in scfm		4
Please note that this calculation does NOT take into account water in the hole or any back pressure due to other causes.		

When the foam and cuttings come to the surface through the riser pipe and are run into the flow line towards the cyclone a foam killing liquid is usually necessary to get rid of the excess foam to make the cyclone work properly. This liquid can be injected to the flow line before the cyclone.

Finally, the air hammer needs lubrication. Hammers are like car engines they have cylinder and piston moving inside of it. If you do not lubricate it's going to seize up within hours. Usually hammer manufacturer provides a lubrication unit with a small pump and recommend the brand and amount of lubrication oil. This oil is naturally degradable e.g., pig fat and it is pumped to the stand pipe with the air. Correct amounts recommended by the hammer manufacturer which tend to be around 10-20 l/hour.

7.1.3 Particle Drilling

A new method to drill in hard crystalline rock is developed since a few years back. Particle Drilling is chartered to rapidly drill formations and drilling intervals that have very high cost using conventional drilling tools by using Particle Impact Drilling (PID) system. The key to the drilling is impacting the bottom hole with large volumes of hardened steel particles which removes millions of small volumes of rock per minute which add up to very high rates of penetration in hard, deep, difficult to drill formations. The PID systems are made up of a novel particle injection trailer, particle storage, recovery and dispersal skid, operations control trailer and patented drilling heads. The system is independent of the rig operations and can be quickly isolated if necessary.

Steel particles are introduced into the drilling fluid at a point downstream from the rig pumps, thus not interfering with the normal operation of the rig pumps. These particles then flow down the drill stem and are accelerated through the nozzles of a specially designed fixed-cutter bit, striking the formation at high velocities. The particles and cuttings are circulated to the surface by the drilling fluid where a shot-extraction device captures the particles for re-injection

The method drills with no weight on bit (WOB) which reduces torque, drill string vibrations and risks of buckling the drill string. The latter claims to produce straighter boreholes.

RAPPORT			36 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

The system is patented and operated by an American company and the test have shown that the PID system is capable of drilling through hard rock formations with higher penetration rate than other. The technique is very interesting for geothermal applications especially when drilling deep.

The benefits are several and the company claims that a reduction in other drilling problems together with other advantages saves between 35 – 50 % of conventional drilling costs. That said – it is not a mature drilling method yet, even if it looks promising.

RAPPORT			37 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

8 Undersökningsmetoder

The work to be done before the actual deep geothermal drilling works gives client better view on the project success and possible outcomes. The most important part of these works is the test well coring and down the hole measurements on the test well. Under this section of the report, we describe how the test well should be done and measured to give feedback on the geological conditions of the area as well as advance information to the deep hole drilling planning.

The proposed test well project should consist of the following, but not limited to, tasks:

- Coring down to 2 000 m with NQ2 (Figure 8.1) coring equipment
- Basic measurements of the well
 - -Temperature
 - -Salinity
 - -Video
 - -electrical resistivity
 - -acoustic measurement (P- and S-wave)
 - -Gamma/gamma density
 - -Magnetic susceptibility
 - -natural gamma spectrometry
- hydraulic fracturing stress measurements (mini-frac)
- Flow measurements in the well

From these measurements project could obtain following critical information on the geology and conditions on deep subsurface:

- Temperature gradient
- Radiogenic heat production
- Stress field model
- Pictures and ultrasound videos
- Fracture strength of the rocks (both well and core samples)
- Well productivity
- Geological mapping of the rock species

By selecting core drilling as investigation method, there is a good possibility to quote several different companies to perform the drilling. The method is widely used in Scandinavia with many entrepreneurs. The most adopted coring method (due to the mining industry coring needs) in Scandinavia is diamond coted drill bits with size NQ2 and retrievable core catcher.

Basis for selecting the coring company should be on its references. Coring 2 000 m is not a task that every company can excel. On this basis Oy Kati Ab is one of the most promising coring partner and there is a non-binding preliminary budget proposal from them as an attachment, Appendix B.



Picture 8.1: NQ2 size coring drill bit with diamond impregnations

RAPPORT			38 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Measurements for the well can be bought from several companies. However again the depth of the well should be considered since not all the companies have equipment's rated for these pressures and also some might lack the winch cable length. Based on the previous experiences of the report teams we would propose following companies.

Basic measurements Astrock Oy, Schlumberger. Hydraulic Fracturing Mesy-Solexperts GmbH. Flow measurements AFRY.

The cost for these is based on previous projects roughly the following:

- Basic measurements 100 000 EUR
- Hydraulic fracturing 50 000 EUR
- Flow measurements 50 000 EUR

On top of these the analysis for the rock core samples is needed as well as some stress modelling. Core sample analysis like rock species determination, temperature gradient and Temperature gradient and radiogenic heat production also compressive strength measurements can typically be done in universities locally and e.g. Lund University should have good possibilities to process this type of tests and reports.

Stress field model could be done based on the hydraulic fracturing test results as an initial data. One possible company for this purpose is Geomecon GmbH and the estimated cost for this type of on the desk analysis work is roughly 25 000 EUR.

All in all this very important part of the project would cost roughly 700 000 EUR and as site work would take time around 3-4 months. Analysis and lab work on top of this could take another 6 months.

RAPPORT			39 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

9 Termogeologiska förutsättningar

9.1 Översiktlig beskrivning av berggrunden

I östra delen av Västra Götalands län (f.d. Skaraborgs län) och kommunerna väster, öster, norr och söder om Billingen utgörs berggrunden till största delen av de sydvästsvenska gnejserna. Denna berggrund bildades mellan 1800 och 900 miljoner år sedan och utgörs av gnejser av ortognejs, alltså bildade av magmatiska kvartsförande djupbergarter, granit, granodiorit och tonalit.

Berggrunden är till stor del migmatitiserad, vilket innebär att berggrunden varit smält till viss del och består av en blandning av äldre tillsammans med yngre genom ådror av granit och pegmatit. Vissa delar av berggrunden utgörs också av metamorfa (omvandlade) sediment och vulkaniska bergarter, se Appendix A, figur A.1, A.2 och A.3.

Berggrundskartan är en sammanställning av äldre karteringar av berggrunden och publicerad som specialkarta i samma skala 1:250 000 liksom den hydrogeologiska kartan.

Hela området begränsas mot öster av den s.k. Protoginzonen som har en nord-sydlig sträckning från Skåne till Värmland, där berggrunden från öster mot väster, succesivt genom förskiffringsgraden övergår till gnejsberggrund.

I väster begränsas sydvästsvenska gnejsberggrunden i Mylonitzonen som sträcker sig från Varberg i söder, genom Alingsås och Lidköping till norska gränsen i Värmland. Detta är en viktig rörelsezon i sydvästskandinaviska berggrunden där det har skett en betydande deformation under den så kallade svekonorvegiska orogenesisen för ca 1000 miljoner år sedan.

Öster om Mylonitzonen och väster om Protoginzonen domineras berggrunden av rikligt kvartsförande mineral och är grå till röda eller rödgrå till färgen. Vissa områden har också stora inslag av basiska gångbergarter (typ diabas) men också pegmatitgångar. Den nämnda Protoginzonen sträcker sig genom mellersta Småland, väster om Vättern och omfattar bland annat Hökensås, och vidare norrut öster om Väneren, och omfattar alltså västra delen av Smålands – Värmlandsgraniterna.

9.1.1 Sprickfrekvens

Ett förhållandevis enkelt sätt att bedöma berggrundens sprickighet är att ta reda på hur pass vattenförande brunnar är i den aktuella bergarten. För anläggningar som kommer att använda grundvatten som energibärare är det av stor väsentlighet att berggrunden tillåter ett grundvattenflöde. Utan att genomföra provborringar med efterföljande pumptester har vi använt statistik från bland annat Brunnsarkivet (se nedan) samt sammanställningar från karteringsarbeten.

Under kartläggningen och sammanställningen av den hydrogeologiska kartan Ah 9, bearbetades statistiskt 3398 brunnar borrade i urberget. Kartan med beskrivning utgavs i Uppsala 1991. **Mediankapaciteten för samtliga urbergsbrunnar var (1991) 1 200 l/tim, med ett mediandjup på 65 meter.** Det får i sammanhanget få anses vara en relativt

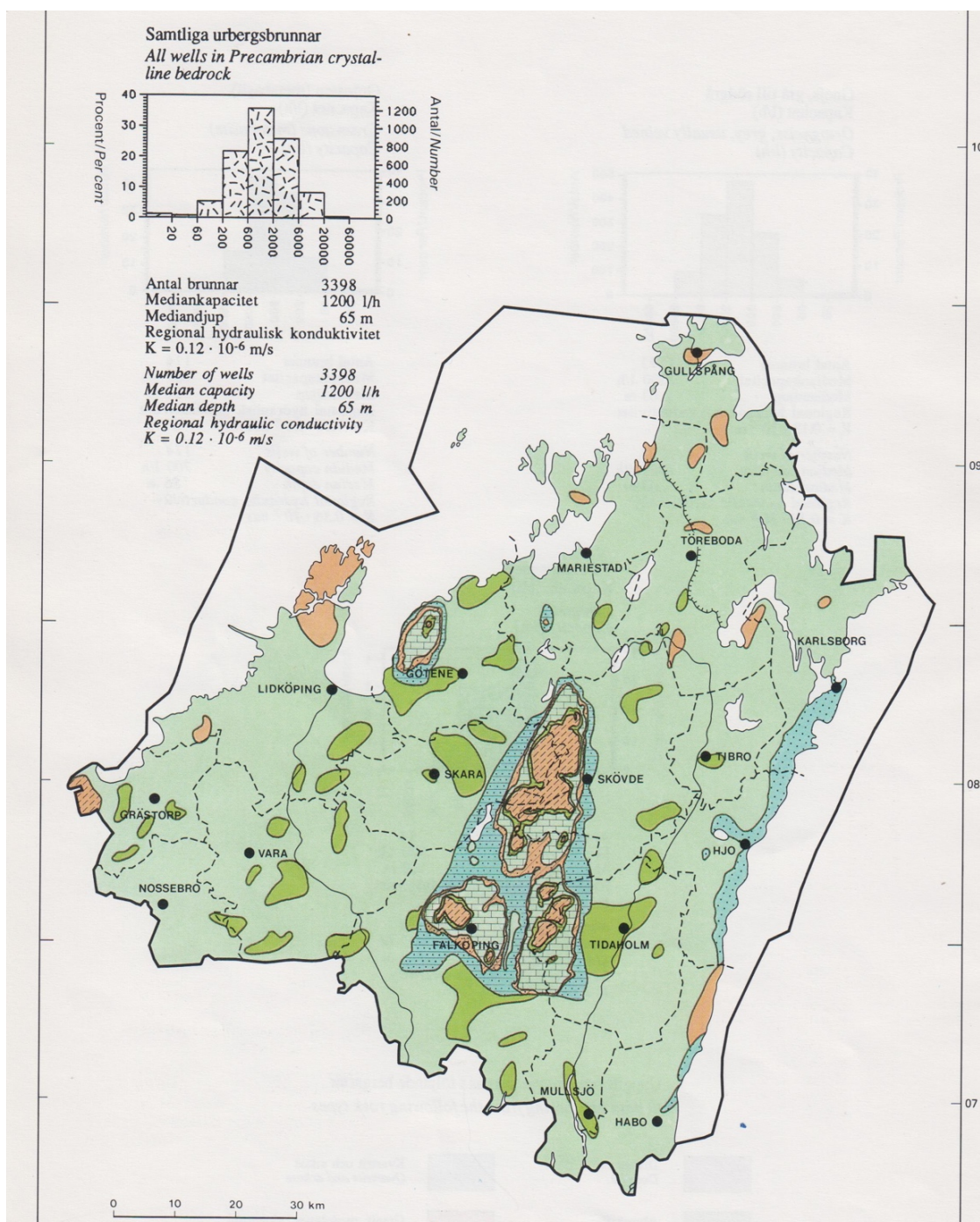
RAPPORT			40 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

hög kapacitet för en urberggrund då brunnarna bedömdes vara ganska slumpmässigt placerade utan någon föregående geofysisk och/eller hydrogeologisk undersökning. Detta tyder på att urberggrunden generellt är relativt sprickrik i länet, och således en fördel för geoenergi och geotermi.

I Appendix A, figurerna A.4 - A.6, framgår indelningen som gjorts avseende grundvattenkapaciteter i olika bergartstyper i länet.

I figur 9.1 och Appendix A, figurerna A.7 – A.9, framgår områdesindelningen med histogram och kapacitets-klasserna med variationer i uttagmöjligheter i berggrunden enligt indelningen på den hydrogeologiska kartan. Här redovisas också kapaciteter i den sedimentära berggrunden. Den största uttagmöjligheten är markerad med mörkgrön färg och utgör mindre områden i länet, där sydvästra Götene, östra Vara och östra Skara är utmärkande. Mediankapaciteten är 3500 l/tim med ett mediandjup på bara 55 meter. Skövde-regionen har också ett medianvärde på 3500 l/ tim i de västra delarna av tätorten som ligger på sandstensakviferen i Billingsens sedimentpacke. Stratigrafiskt är denna kambriska sandsten bara drygt 30 meter mäktig och överlagrar urberget, figur 9.2 och 9.3.

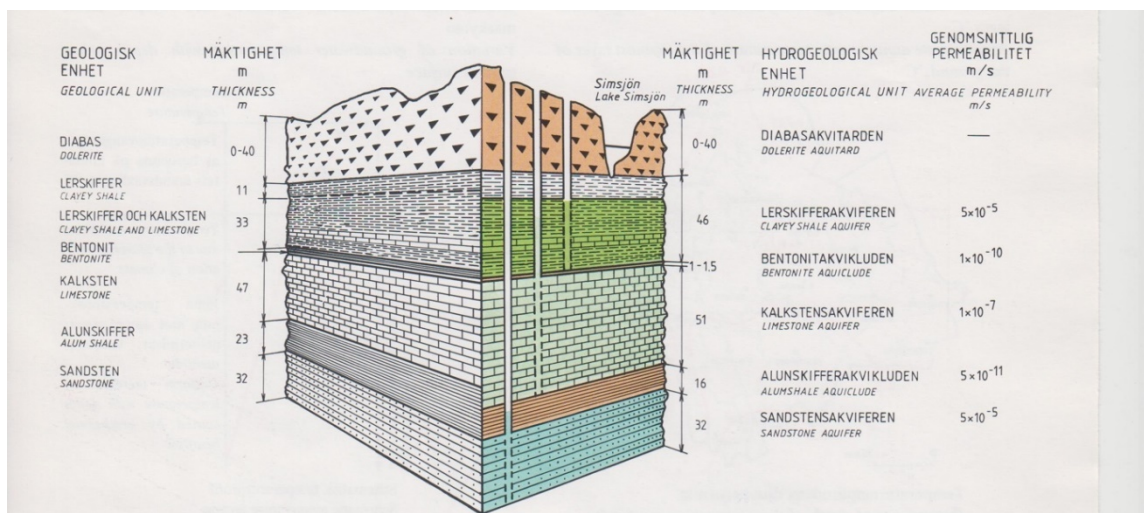
RAPPORT			41 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



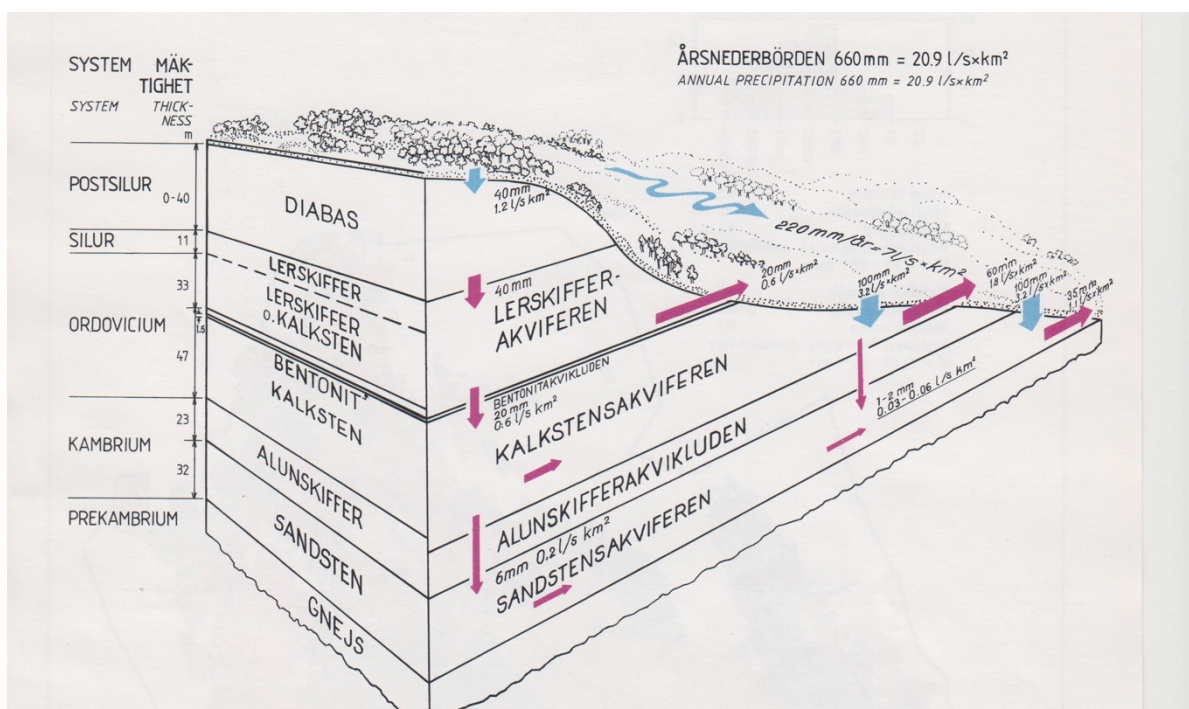
Figur 9.1: Variation i uttagsmöjligheter för grundvattnet i olika bergarter. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

Större delen av länet markeras med ljusgrön färg där mediankapaciteten är 1 115 l/tim, med ett mediandjup på 67 meter. Mindre områden markeras med ljusbrun färg och har mediankapaciteten 350 l/tim och ett stort djup på 94 meter och här utmärker sig Värmlandsnäs där berggrunden består av mylonit och diabas, vilka båda är kända som relativt sprickfattiga bergarter.

RAPPORT			42 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 9.2: Hydrogeologiska förhållanden inom Billingen-Falbygdens sedimentära berggrund. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU



Figur 9.3: Grundvattenbalansmodell över syd-Billingenområdet. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

Som ovan beskrivits utgörs de största delarna av länets berggrund av röda – grå ortognejser, vilket anger att de är metamorfa djupbergarter, alltså folierade graniter oftast relativt rikt kvartsförande. Kvartshalten bedöms variera mellan 20 – 40 %, vilket är av mycket stor betydelse ur värmeledningsförmågan, ytligt och på större djup i berggrunden. På goda grunder kan antas att den mineralfördelningen som gnejserna har ytnära också är mineralfördelningen på djupet i berggrunden.

RAPPORT			43 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

9.2 Berggrund

9.2.1 Skövde

Skövde ligger på Billings östra sluttning och berggrunden är således till viss del sedimentär och underlagras av grå till rödgrå gnejs, av tidigare nämnd ortognejstyp. Billings högsta del utgörs stratigrafiskt av diabas som plan överyta och därunder lerskiffer, kalksten, alunskiffer, sandsten och underst Visingsögruppens prekambrika sandstenar, med en ålder av 750 - 900 milj. år. Platåberget har en total sedimenttjocklek på 150 till 190 meter. Största delen, öster om stadskärnan utgörs av den rödgrå gnejsen se Appendix figur 1 och 2. Stratigrafi, mäktighet och bergartsgränser framgår av figurerna som är kartutdrag av Sveriges geologiska undersökning (SGU) SERIE Ah 9. I sydvästra delen av staden, utefter vägen västerut mot Varnhem, kan noteras en förkastningszon i sedimentberggrunden, huvudsakligen öst – västlig riktning, som eventuellt också påverkat urberggrunden. En förkastning med samma riktning uppträder också i norra delen av Billingen, se figur 12. Sandstensakviferen på östra och västra sidan av norra Billingen har enligt hydrogeologisk kartläggning mycket stor grundvattentillgång, storleksordningen 2 000 – 10 000 m³/dygn med sin ringa mäktighet på drygt 30 meter.

9.2.2 Skara

Södra delen av Skaras tätort utgörs av den grå till rödgrå gnejsen och norr och söder om tätorten grå till rödgrå gnejs. Öster om Axvall och Stenum ligger Billings sedimentära berggrund med stratigrafi som i Skövde och beräknade grundvattentillgångar på 2 000 till 10 000 m³/dygn. Billings sedimentära västgräns har karterats som en förkastningszon som troligen också uppträder i den prekambrika berggrunden. Kartan i Appendix figur 12 och 13 visar riktningen NNO - SSV. En indikation på en större sprickzon är karterad strax norr om staden och har en öst – västlig riktning, figur 13

9.2.3 Götene

Den huvudsakliga delen av Götene kommun utgörs av röd till rödgrå gnejs, men kommunen upptas också av platåberget Kinnekulle med de sedimentära bergarterna från de äldsta bildade under kambrisk tid till de senaste bildade under silur och är överlagrade av diabas. Inom hela kommunen finns också sliror av den grå gnejsen som är mycket underordnad ytmässigt den rödgrå varianten, Appendix figur 1 och 2. Flera tydliga förkastningslinjer med huvudsaklig nordlig riktning uppträder öster och nordöst om Kinnekulle, figur 13

9.2.4 Vara

Liksom ovanstående kommuner i före detta Skaraborgs län, utgörs berggrunden av de röda och grå gnejserna. I västra delen av kommunen uppträder dock grönstenar med nord-sydlig strykning samt också den tidigare nämnda mylonitzonen, figur 1 och 2. Det är markant att mediankapaciteten i de bergbore brunnarna i dessa två bergarter bara är 700 resp. 720 l/tim, trots att mediandjupet är betydligt djupare än i övriga urbergarter i länet,

RAPPORT			44 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

nämligen 86 respektive 91 meter. Dessa två bergarter är yngre och har påverkats mindre av tektoniska rörelser och har därför betydligt färre spricksystem.

9.3 Registrerade brunnar i SGUs Brunnarkiv BARK

Allt sedan den SGUs Hydrogeologiska karta sammanställdes och publicerades har ett mycket stort antal brunnar registrerats i SGUs databas BARK (Brunnsarkivet). För närvarande finns drygt 8900 brunnar i de ovan nämnda 4 kommunerna, Skövde, Skara, Götene och Vara. Till rapporten finns tillhörande excelfiler med utdrag ur brunnarkivet för de aktuella kommunerna. För att få en god information om de brunnar som under senare år borrats till större djup, nämligen huvudsakligen energibrunnar, har för respektive kommun fyra exelfiler bifogats med brunnar borrade till större djup än 100 meter. Här ingår också ett antal vattenbrunnar, men huvudsakligen rör det sig om energibrunnar, benämnda ENE i Brunnarkivet.

I Skövde kommun finns totalt 2208 brunnar borrade till större djup än 100 meter och mediankapaciteten i vattenuttag på 2 500 l/tim.

I Götene kommun är motsvarande siffror 773 brunnar med mediankapacitet 3 000 l/tim. I Skara 1 234 styck med median 7200 l/tim och i Vara 1 360 styck med medianvärde 1 500 l/tim.

Kapacitetsangivelserna i de brunnar som inkommit och registrerats i databasen under senare år och de beräknade medianvärdena överensstämmer med den beräkning av medianvärden som publicerades under den hydrogeologiska kartans framställning, då betydligt färre brunnar var registrerade i Brunnarkivet.

I Skövde, Götene och Skara är dessa brunnar borrade huvudsakligen i grå och röda gnejser medan ett antal också är borrade genom de överlagrande sedimenten. I Appendix figur 14, 15, 16 och 17 framgår hur brunnarna är fördelade i kommunerna och vilken typ av brunn varje symbol representerar. Kvalitetsangivelse avseende säkert respektive osäkert läge framgår i teckenförklaringen.

9.4 Markens termiska egenskaper

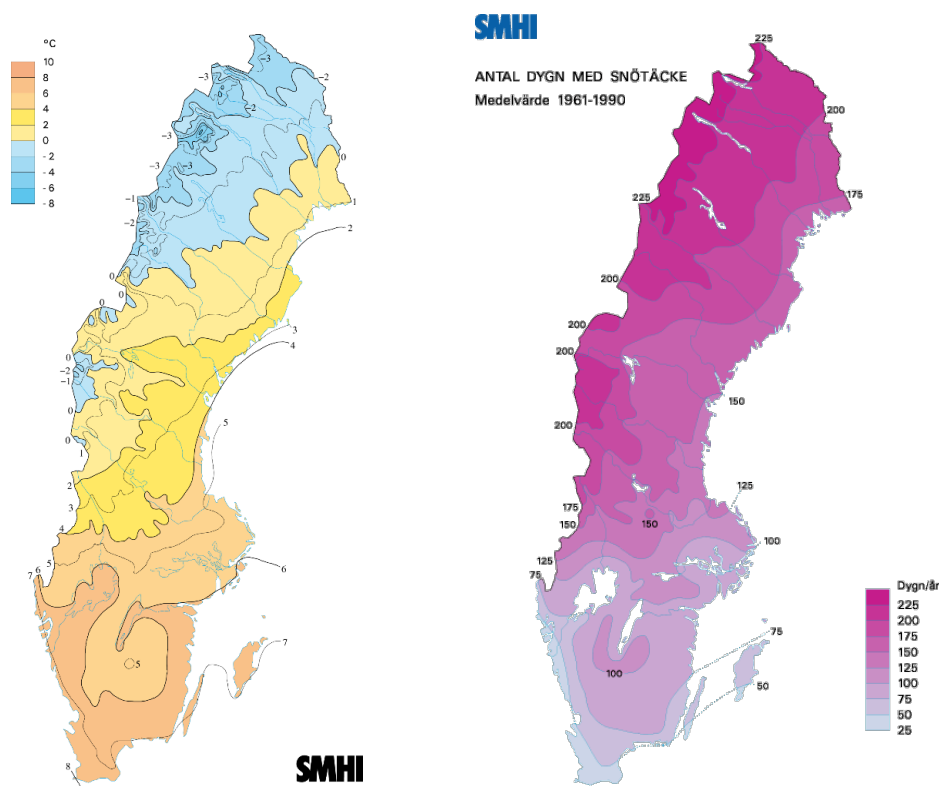
9.4.1 Markens begynnelsestemperatur

Luftens årsmedeltemperatur i området är enligt SMHI's statistik (1961 - 1990) ca +6 °C. Anledningen till att detta värde är relevant är att det tar tid för ytliga temperaturförändringar att tränga ned i marken. De senaste årens påtagliga uppvärmning i atmosfären har givit upphov till en temperaturökning i maken som kan ses ned till ca 75 m, figur 9.4.

Markytans årsmedeltemperatur är högre än luftens pga att snötäcket isolerar marken under vintern. En grov tumregel för uppskattning av markytans temperatur är enligt "Svenskt klimat" att med utgångspunkt från luftens årsmedeltemperatur lägga till 1,5 °C för varje 100 dagar med

RAPPORT			45 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

snötäcke. Erfarenheter från andra mätningar tyder på att värdet snarare bör vara 1,2 - 1,3 °C per 100 dagar snötäcke. Området är i medeltal snötäckt under ca 100 dagar per år (SMHI, se figur 9.4). Detta medför en representativ årsmedeltemperatur vid markytan på ca +7,0 - 7,5 °C. Temperaturen i marken stiger i svenskt urberg normalt med ca 1,3 - 1,7 °C per 100 m djup under markytan beroende på geotermiskt värmefflöde och värmeledningsförmåga i berget. Lågt geotermiskt värmefflöde och hög värmeledningsförmåga ger lägre temperaturgradient. Medeltemperaturen för t.ex. ett 200 m djupt borrhål bör då ligga kring intervallet +8,3 °C till +9,2 °C.



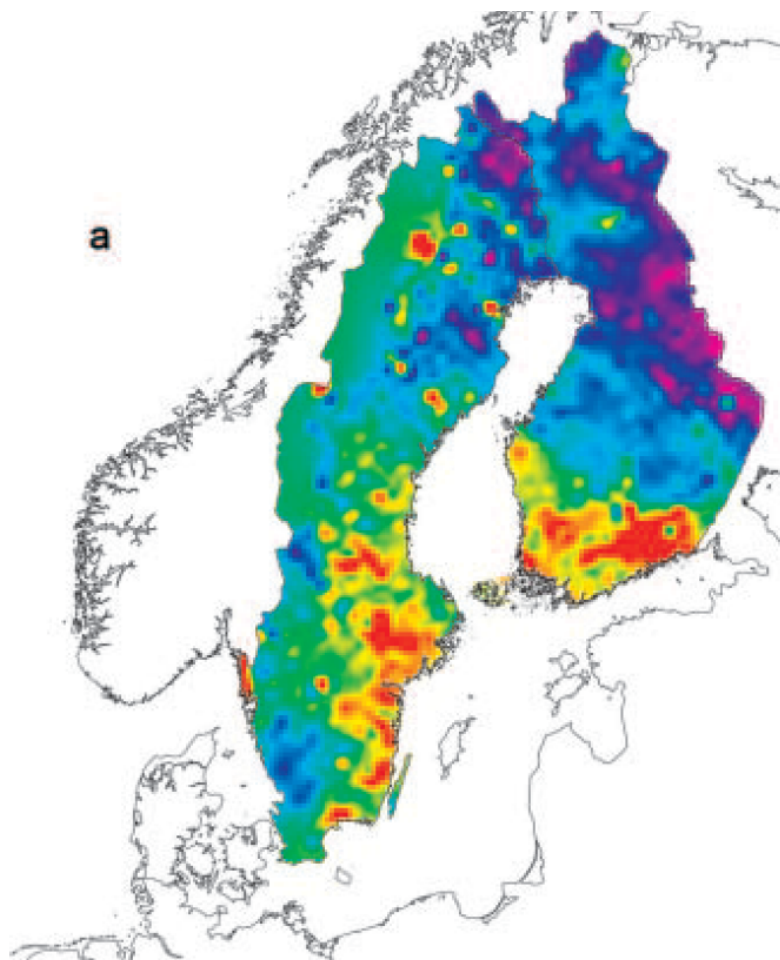
Figur 9.4: Årsmedeltemperatur år 1961-1990 (vänster) och antal dagar per år med snö (höger, SMHI).

Grundvattenrörelser kan påverka borrhålstemperaturen. Borrhålet ger möjligheter för grundvattnet att strömma vertikalt i borrhålet. Artesiskt flöde i borrhålets vertikala riktning uppstår då olika sprickzoner som ej är i hydrostatisk jämvikt med varandra kommunicerar via borrhålet. Detta flöde kan ske både uppåt och nedåt i borrhål. I lågt belägna områden är det vanligt att flödet sker uppåt, vilket innebär att varmare vatten från djupet kan höja borrhålstemperaturen. I högre belägna områden kan flödet ske nedåt, vilket gör att kallare vatten från ytligare skikt tränger nedåt och kan sänka borrhålstemperaturen.

9.4.2 Geotermiskt värmefflöde

RAPPORT			46 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Näslund et al (2005), referens "Detailed spatially distributed geothermal heat-flow data for modelling of basal temperatures and meltwater production beneath the Fennoscandian ice sheet. *Annals of Glaciology* (40) 2005, pp. 95 - 101.", har undersökt det geotermiska flödet i Sverige och Finland. Se Figur 9.5. Värmeflödet varierar från låga värden (blått) till höga värden (rött). Medelvärdet anges till 45 mW/m². Det framgår att värmeflödet i området kring Skara är relativt måttligt.



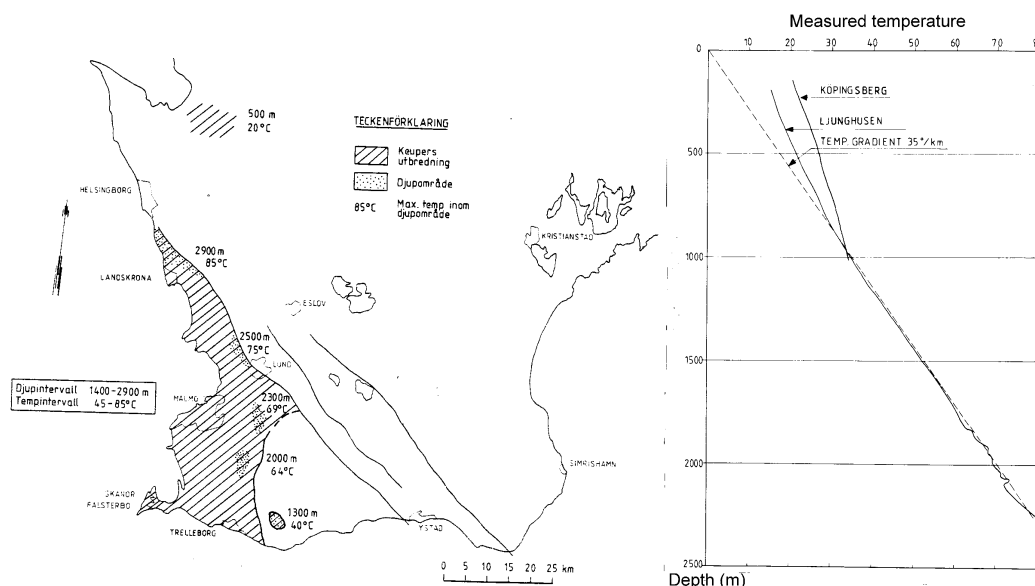
Figur 9.5: Uppskattning av geotermiskt värmefflöde i Sverige och Finland (Näslund et al, 2005).

9.4.3 Geotermisk temperaturgradient

Den geotermiska temperaturgradienten anger hur ostörd temperatur stiger med ökat djup i marken. Värdet bestäms av det geotermiska värmefflödet i kombination med berggrundens värmeledningsförmåga. Låg värmeledningsförmåga (typ sedimentärt berg) ger högre geotermiska temperaturgradient än hög värmeledningsförmåga (typ kristallint berg).

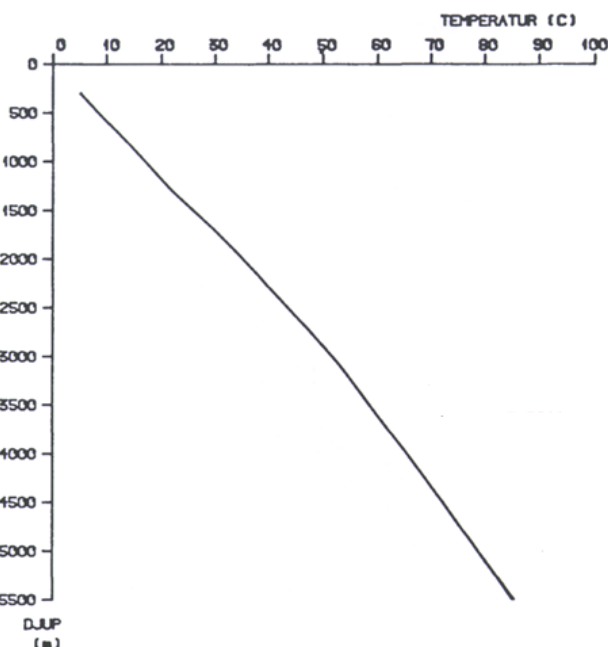
De högsta temperaturgradienter i Sverige återfinns i sydvästra Skånes sedimentära berggrund där temperaturen når 85 °C på 2 900 m djup, figur 9.6.

RAPPORT			47 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 9.6: Geotermisk temperaturgradient i sydvästra Skånes sedimentära berggrund.

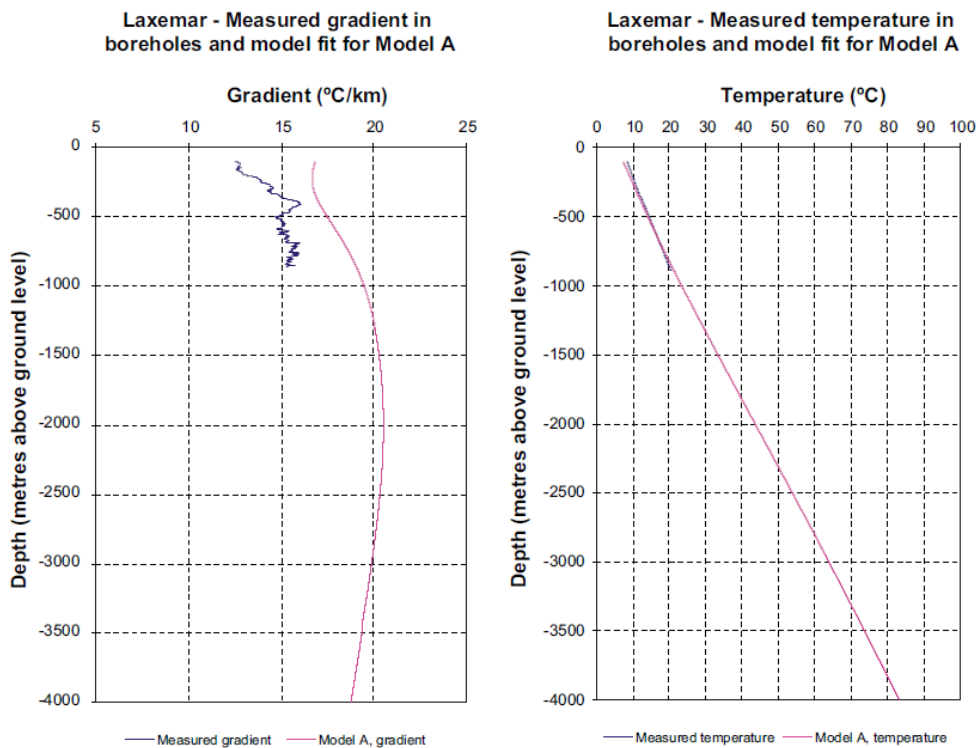
I den kristallina berggrund som har stor utbredning i Sverige är värmeledningsförmågan ca 3,5 W/m,K, vilket medför relativt låga geotermiska temperaturgradienter. Figur 9.7 visar temperatur som funktion av djup vid djupgasborrhålet i Gravberg, Siljansringen. Här är temperaturen ca 85 °C på 5 500 m djup.



Figur 9.7: Temperatur som funktion av djup vid djupgasborrhålet i Gravberg, Siljansringen.

Ytterligare ett exempel är hämtat från en detaljerad analys av förhållandena vid potentiellt slutförvar av kärnbränsleavfall vid Laxemar i närheten av Oskarshamn (Sundberg et al (2009) Modelling of temperature in deep boreholes, Svensk Kärnbränslehantering AB, Technical report TR-09-14). Här är uppskattad gradient mellan 17- 21 C/km, vilket ger än temperatur på drygt 80 °C på djupet 4 000 m, figur 9.8.

RAPPORT			48 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 9.8: Uppskattad gradient och temperatur som funktion av djup vid Laxemar, Oskarshamn.

RAPPORT			49 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

10 Befintliga geotermianläggningar och genomförda försök

10.1 Lund

I Sverige finns det inte någon renodlad geotermianläggning. En semidjup anläggning är kopplad till ett fjärrvärmenät i Lund, och den hanterar energi från i sammanhanget litet djup.

Under 80-talet genomfördes testborrningar till en sandstensakvifer på ca 800 m djup. Resultatet visade att akviferen hade goda egenskaper att transportera vatten och därtill i så pass tillräcklig mängd och temperatur att det med finansieringslösningar och bidrag var lönsamt att investera. Totalt borrades nio borrhål och relativt avancerade brunnar konstruerades. Fyra produktionsbrunnar där vattnet pumpades upp och leddes någon kilometer bort till fem injekteringsbrunnar, där vattnet återfördes till akviferen efter att energin hade extraherats. Initialt pumpade man upp ett 24 gradigt vatten och man återförde ett vatten med en temperatur om fyra grader. Genom värmepumpande teknik har sedan den extraherade energin shuntats ut i fjärrvärmenätet. Anläggningen har varit en viktig bas i Lunds fjärrvärmeproduktion och i långa perioder har den stått för ca 25 procent av den totala produktionen. Allteftersom produktionen har fortgått har det blivit ett hydrauliskt genomslag mellan produktions- och återföringsområdet, vilket har medfört en sänkt produktionstemperatur. Nu har temperaturen stabiliserats runt 12 grader vilket bedöms kunna hållas. Effekten på anläggningen har därmed också sjunkit från initialt 45 till 33 megawatt.

Kraftringen, dåvarande Lunds Energi, gjorde även i början av 00-talet ett försök med en fullskalig geotermianläggning. Två borrhål till ca 3 500 m djup i utfördes genom den överliggande sedimentära berggrunden och ner i urberget. Teorin gick ut på att den närliggande förkastningszonen utmed Romelåsens sydvästra del skulle vara så pass rik på sprickor att det skulle gå att cirkulera det varma grundvattnet. Man konstaterade i försöken att grundvattnet hade en hög temperatur (ca 100 grader), men att flödet inte motsvarade förväntningarna och att det därmed inte var lönsamt att fortsätta. Projektet kom till genom bidrag och investeringar från Kraftringen.

Utöver dessa lyser geotermiska anläggningar med sin frånvaro i Sverige.

10.2 ST1

I finländska Espoo startade under 2015 oljebolaget ST1 ett försöksprojekt där borrningar till 2 000 meter genomfördes i urberg. Berggrundens förutsättningar undersöktes noggrant i syfte att ta fram så mycket kunskap som möjligt inför nästa steg.

Sommaren 2016 inleddes borrhningen av det första av två produktionshål ned till 6 400 meters djup. En av de speciella delarna med projektet var att trycklufts- och vattendriven hammarborrning användes som huvudsaklig borrhsteknik, något som normalt endast används vid grundare borrhningar. Traditionellt används rotationsborrning vid riktigt djupa borrhål.

Berggrunden på de aktuella djupen är normalt sprickfattiga vilket omöjliggör cirkulation av grundvatten. Därför användes en uppspräckningsteknik, så kallad EGS, genom att vatten med mycket högt tryck injekterades. I samband med det skapas små jordskalv. Totalt registrerades mer än 44 000 jordskalv under processen med en magnitud runt knappt 2.0 på Richterskalan.

Uppgifter under 2022 visar att man inte har lyckats att uppnå den permeabiliteten som eftersträvades, och projektet är tills vidare lagt på is. Den ursprungliga tanken var att den färdiga produktionsanläggningen skulle kunna leverera ca 40 MWh per år och stå för ca 10 procent av Espos värmebehov. Den totala budgeten för projektet är okänd, men ST1 uppger att finska staten har finansierat delar av projektet med ca 100 miljoner kronor. Forsknings- och utvecklingsbudgeten inom bolaget har legat på ca 200 miljoner kronor.

RAPPORT			50 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Även om projektet inte har genererat det eftertraktade resultatet, har ST1 visat att det går att borra till 6 400 meter med hammarborrningsteknik, vilket är en betydligt snabbare metod än den konventionella rotationsborrningen.

10.3 Eon

I Malmö genomförde Eon testborrningar för en motsvarande EGS-anläggning, som var tänkt att vara starten på fem geotermianläggningar på vardera 50 megawatt. Dessa skulle ersätta biobränsle och biogas som bränsle för fjärrvärmens i kommunen.

Projektet var ett samarbete mellan Eon, SGU, ST1, Energimyndigheten, Uppsala universitet och Länsstyrelsen i Skåne och hade en projektbudget om ca 57 miljoner varav 2,8 miljoner i stöd från Energimyndigheten. Anläggningarna skulle enligt plan kopplas direkt till fjärrvärmensätet utan värmepumpande teknik.

Eon (före detta Malmö Värme) hade sedan tidigare två borrhål till ca 2 000 m i kalkberggrunden för energiförsörjning, men som inte har tagits i drift. Det nya borrhålet borrades till 3 300 m och man hade stora svårigheter med höga vattenflöden och instabilt borrhål. Den borrhåsteknik (hammarborrning) man förlitade sig på, hanterade inte svårigheterna och blev med de problem man mötte för dyr. Projektet har lagts på is tills vidare, men rykten säger att det inte är omöjligt att försöken fortsätter inom kort.

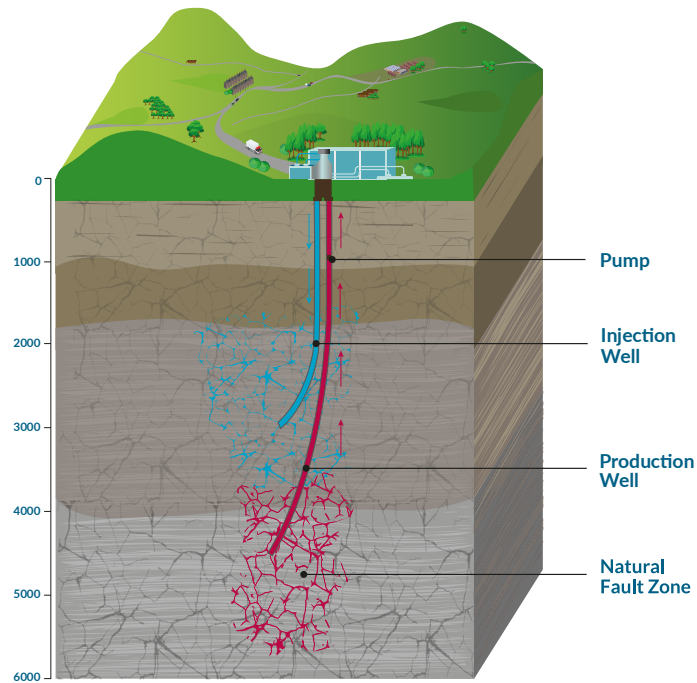
Värt att nämna är att den geotermiska gradienten uppvisade betydligt högre värden (ca 23° C/km) än den gängse i Sveriges urberggrund (15–17° C). Det är positivt för projektet och teorin är att det finns vertikala sprickzoner som har kontakt med betydligt djupare berggrund.

10.4 Cornwall

Projektet United Downs Deep Geothermal Power Project är det första renodlade geotermiprojektet i England. Platsen man har valt är belägen i Cornwall, sydvästra Wales, figur 10.1.

Platsen är vald på grund av en ovanligt hög geotermisk gradient, upp till 35° C/km i urberggrunden samt gynnsamma sprickzoner på djupet. Projektet har borrar en produktionsbrunn till 5 275 meter och en injektionsbrunn till 2 393 meter. Man avser att pumpa upp ett 180 °C vatten och återföra returen. Projektet verkar ha följt de uppsatta planerna och inte varit kantat med allt för stora svårigheter. Borrtekniken har varit traditionell rotationsborrning.

RAPPORT			51 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

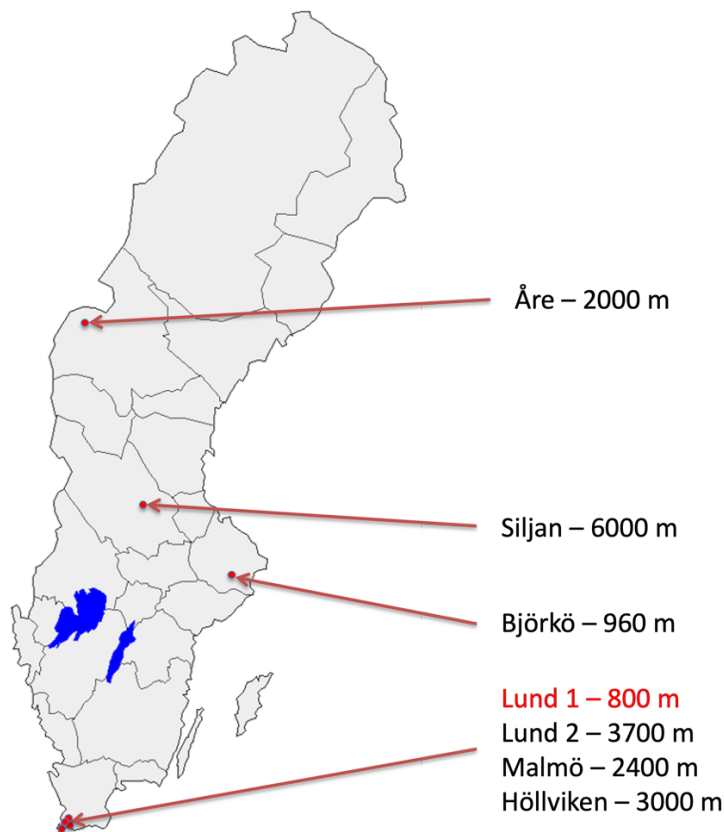


Figur 10.1:

10.5 Djupa borrhål i Sverige

Ett djup borrhål betecknar vi ett borrhål som överstiger 1 000 meter fullt djupt. Dessvärre finns det endast en handfull kända djupa borrhål i Sverige, se figur 10.2.

RAPPORT			52 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 10.2:

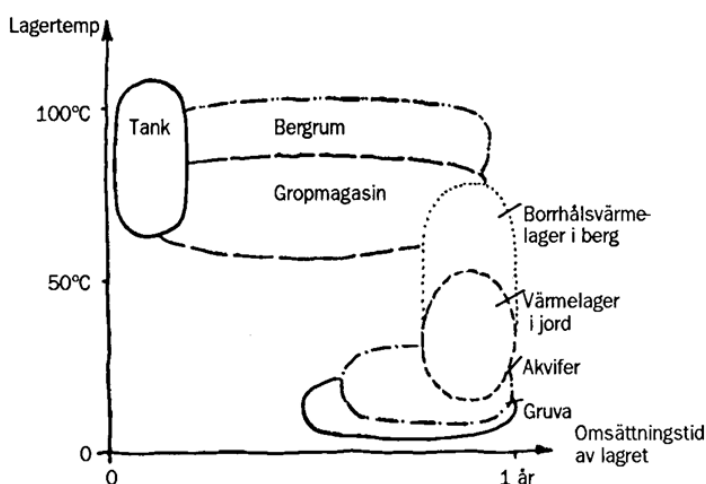
Utöver dessa har SKB gjort ett antal djupa borrhål i Oskarshamn och Forsmark och ett par gruvbolag har utfört några undersökningshål, som tangerar 2 000 meter.

Det hela är för geotermi väldigt olyckligt att kunskapen om Sveriges berggrund är så okänd på djupet. Vetskapen om geotermiska gradienter, sprickfrekvenser, permeabilitet mm är på så låga nivåer att i samband med planeringen för den här typen av projekt medför att man måste förlita sig på mer eller mindre kvalificerade gissningar eller behöver ta till omfattande undersökningsprogram inför varje nytt projekt.

RAPPORT			53 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

11 Möjlig värmelagringsteknik

Potentialen för att använda en viss teknik för värmelagring i mark beror på dess prestanda avseende förmåga att lagra energi vid en viss temperaturnivå och att överföra effekt under en viss tidsrymd. För att energikostnaden ska bli attraktiv kan det krävas att lagerkapaciteten omsätts fler gånger per år, dvs att omsättningstiden är relativt kort. Se Figur 11.1 där lämpligt tillämpningsområde avseende temperaturnivå och omsättningstid antyds.



Figur 11.1.

Val av möjlig teknik för djupare analys:

- BTES (Borrhål i berg)
 - god förmåga att lagra energi
 - begränsad förmåga att överföra höga effekter
 - begränsad maximal temperatur (ca 100 C)
 - relativt billigt att anlägga
- CTES (Bergrum)
 - god förmåga att lagra energi
 - god förmåga att överföra höga effekter
 - kan trycksättas (höga temperaturer möjliga)
 - relativt dyrt att anlägga
- PTES (Gropar)
 - god förmåga att lagra energi
 - god förmåga att överföra höga effekter
 - begränsad maximal temperatur (ca 95 °C)
 - anläggningskostnad högre än BTES men lägre än CTES
- Lagringskapacitet 0,6 kWh/m³,K berg 1,2 kWh/m³,K vatten
- Lagringsbehov 10-30 GWh → lagringsvolym berg vatten
- I berg antal borrhål 75-150 W/m
- Värmeförlust princip relativ värmeförlust
- Exkavation 1 000 kr/m³ 850 kr/kWh,K

RAPPORT			54 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

12 Analys av utvalda lagertekniker

I detta avsnitt ges exempel på erfarenheter av de utvalda värmelagringsteknikerna.

12.1 BTES – Borrhålslager

I borrhålslager lagras energin i fast berg eller i okonsoliderad vattenmättad mark. Värme kapaciteten för fast berg är ca 0,6 kWh/m³,°K och för okonsoliderad vattenmättad mark upp till 0,9 kWh/m³,°K. Detta kan jämföras med vatten som har en värmekapacitet på ca 1,2 kWh/m³,°K. Detta är relevant beakta vid jämförelse av olika lagars volym.

12.1.1 Nordiska erfarenheter

Det finns ett fåtal borrhålslager avsedda hög temperatur. Se Figur 12.1. De angivna lagren avser både genomförda projekt och avancerade förstudier med utförda förundersökningar i fält.



- Luleå 1983-1989 120 bh, depth 65 m
 - DH seasonal, surplus heat from steel plant
- Anneberg 2001 99 bh, depth 65 m
 - Solar seasonal
- Emmaboda 2010- 144 bh, depth 150 m
 - Surplus heat from foundry
 - Changed to discharge with heat pump
- Drammen 2020- 100 bh, depth 50 m
 - Seasonal, Charged with solar and PV-driven ASHP
- Kolbotn 2022- 60 bh, depth 100 m
 - Soccer field heating, Charged with solar and PV-driven ASHP

Advanced feasibility studies:

- Linköping 1500 bh, depth 250-300 m
- Helsingborg 1500 bh, depth 120 m
- Furuset 450 bh, depth 180 m

Typical borehole spacing 4-5 m

Figur 12.1. Högtemperaturlager HT-BTES i Norden (lägg till Braedstrup, Danmark).

Från högtemperaturlagren i Luleå och Emmaboda finns erfarenheter av långvarig drift. Dessa är i sammanhanget unika då de använder öppna borrhål, vilket innebär att borrhålet förses med ett inre rör för tillförsel eller uttag av grundvatten. Se koaxialrör i Figur 5.3 men i detta fall utan det yttre röret. Det cirkulerande vattnet står i direkt med bergväggen och ger då mycket god värmeöverföring. Lösningen med öppna borrhål begränsas av möjligheten att suga upp vatten med hög temperatur ur borrhålen. Vid sänkt vattentryck finns risk att vattnet kokar (kavitation). I Linköping har man gjort försök med att täta berget kring borrhålen så att s.k. öppna borrhål ska kunna användas.

Övriga lager använder slutna system. I dessa fall används U-rör (se figur 5.3). Här har utmaningen varit att finna plastmaterial som långvarigt (upp till 50 år) tål höga temperaturer. Idag finns material på marknaden som klara 95 °C och nya material som ska klara 100 °C är under testning.

RAPPORT			55 (85)		
Titel			Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi					
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd	
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6			

12.1.2 Utländska erfarenheter

De utländska erfarenheterna berör i många fall solvärmelager i okonsoliderad mark. Se Tabell 12.1. Borrhållsvärmexlaren är ofta av typen dubbelt U-rör (PEX) och bildar då ett slutet system. Maximal temperatur är ca 80 °C.

Tabell 12.1. Sammanfattning av genomförda BTES projekt.

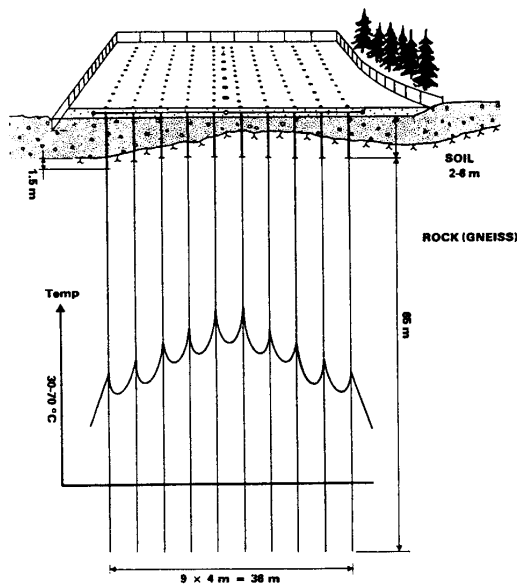
Country	Location	Energy source	Application	Start of operation	No. of boreholes	Borehole depth (m)	Max. Temp. (°C)	Tubes	Storage volume (1000 m ³)	Estimated capacity (MWh)	Storage efficiency	Soil type
Canada	Drake Landing	Solar	Domestic (52 homes)	2006	144	35	80	U-tubes	34	780	0,5	Sand silty, clayey
Sweden	Luleå	Industrial	n/a	1983	120	65	65	Open	115	2000	45-55%	Crystalline rock
	Emmaboda	Industrial	Office buildings	2010	141	149	45	Coaxial	323	3800	n/a	Crystalline rock
	Anneberg	Solar	Domestic (50 homes)	2002	99	65	45	n/a	59	1467	0,46	Crystalline rock
Czech Republic	Paskov	CHP	Test site	2011	16	60	78	Double U-tubes	n/a	555	n/a	Clay/miocene rocks
Germany	Neckarsulm	Solar	Domestic (300 homes, shops)	1997	528	30	65	Double U-tubes	63	1000	n/a	Clay
	Crailsheim	Solar	School buildings	2008	80	55	65	Double U-tubes	38	1135	n/a	Mudstone/Limestone
	Attenkirchen	Solar+hybrid	Domestic (30 homes)	2002	90	30	n/a	Double U-tubes	10	77	n/a	n/a
Denmark	Brædstrup	Solar	District heating	2013	48	45	70	U-tubes	19	616	0,61	Clay/till
Belgium	Mol	Wast heat	Building	2002	144	30	82	U-tubes	16	130	n/a	Sand saturated
Netherlands	Groningen	Solar	Domestic (96 homes)	1985	20	20	50	U-tubes	23	595	n/a	Sand, clayey
Finland	Kerava	Solar+hybrid	Domestic (44 homes)	1983	54	25	50	U-tubes	11	n/a	n/a	Soil and bedrock
Switzerland	Wollerau	Heat pump-Gas	Office buildings	1998	36	120	n/a	n/a	40	350	n/a	n/a
	Root Luerne	LTN-heatpumps	Office buildings	2003	49	160	n/a	U-tubes	360	n/a	n/a	Sandstone
	Suurstoffi	Building cooling	District heating and cooling	2012	220	150	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	Oberfeld	PVT	Domestic (100 homes)	2012	40	125	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	Blatten Belalp	Solar	Residential	2014	31	120	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

12.1.3 Luleå

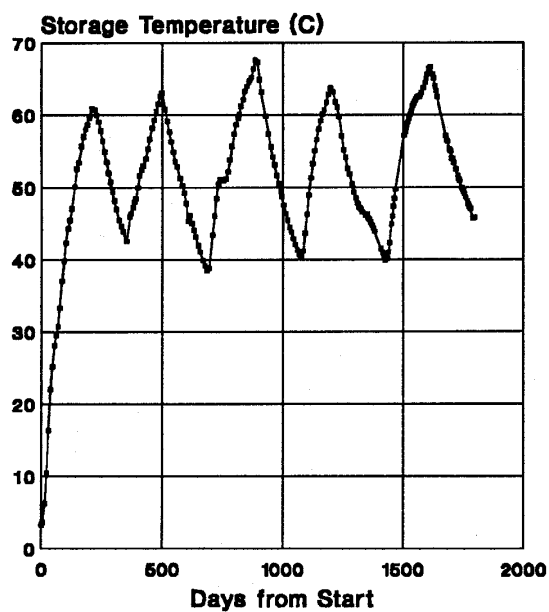
Värmelagret i Luleå har följande egenskaper:

- Sommar: Spillvärme från SSAB stålverk (ca 2 GWh max 82 °C)
- Vinter: Direktuppvärmning av universitetsbyggnad (ca 1,2 GWh)
- I drift 1983-1989
- Värmeförluster som förväntat
- God överensstämmelse med simuleringar

RAPPORT			56 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

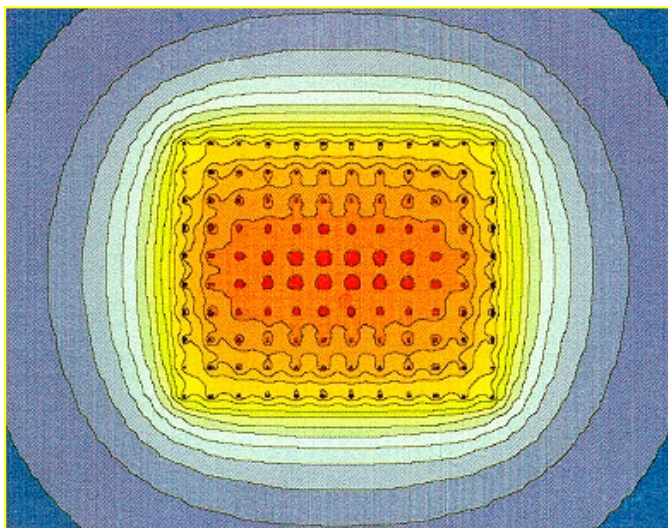


Figur 12.2: Luleå HT-BTES – 120 borrhål till 65 m djup.



Figur 12.3: Bergets temperatur i lagrets mittpunkt.

RAPPORT			57 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.4: Bergets temperatur i ett horisontellt tvärsnitt på lagrets medeldjup.

12.1.4 Furuset, Oslo

I Furuset genomförs ett projekt där ett borrhålslager används för att under sommaren lagra överskottsvärme från sopförbränning vid en temperatur på 95 °C. Anläggningen ingår i Oslos fjärrvärmenät. Under vintern avses den lagrade energi att användas i lokalt 4G-nät (65/40).

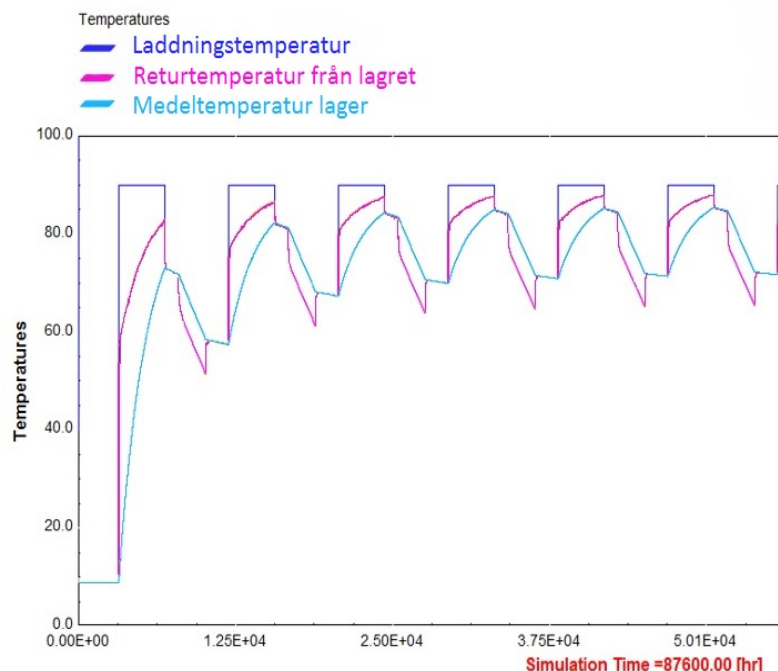
- Områdets energibehov – 26 GWh/år (3800 lägenheter)
- Lokalt 4G-nät (65/40) laddas från stamnätet (95/60)
- Laddning 12 MW 13 GWh
- Uttag 4 MW 9,5 GWh

12.2 Termisk prestanda för HT-BTES

För att uppskatta prestanda för högttemperurlager med borrhål (HT-BTES) används en numerisk simuleringsmodell. Vid driftstart har marken en ostörd naturlig temperatur som ökar mot djupet. Under det första året måste lagervolymen (den markvolym som är penetrerad av borrhål) värmas upp till driftsnivå. Temperaturskillnaden mellan lagret och den kalla omgivningen medför initiiellt stora värmeförluster som avtar vartefter som omgivande mark värms upp. Det kan ta något eller några år innan lagret är i termisk balans med omgivningen.

Figur 12.5 visar en förenklad driftscykel med 4 månader laddning då 90-gradigt vatten tillförs (blå linje). Returtemperaturen från lagret ges av den lila linjen och lagrets medeltemperatur av den ljusblå. Uttaget sker med en konstant effekt med villkor att uttagstemperaturen ska överstiga 55 C. Beräkningar har utförts för olika storlek på uttagseffekt och lager (antal borrhål). Borrhålsavståndet är 4 m.

RAPPORT			58 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.5: Temperaturvariation vid förenklad driftscykel (se text) under sex år.

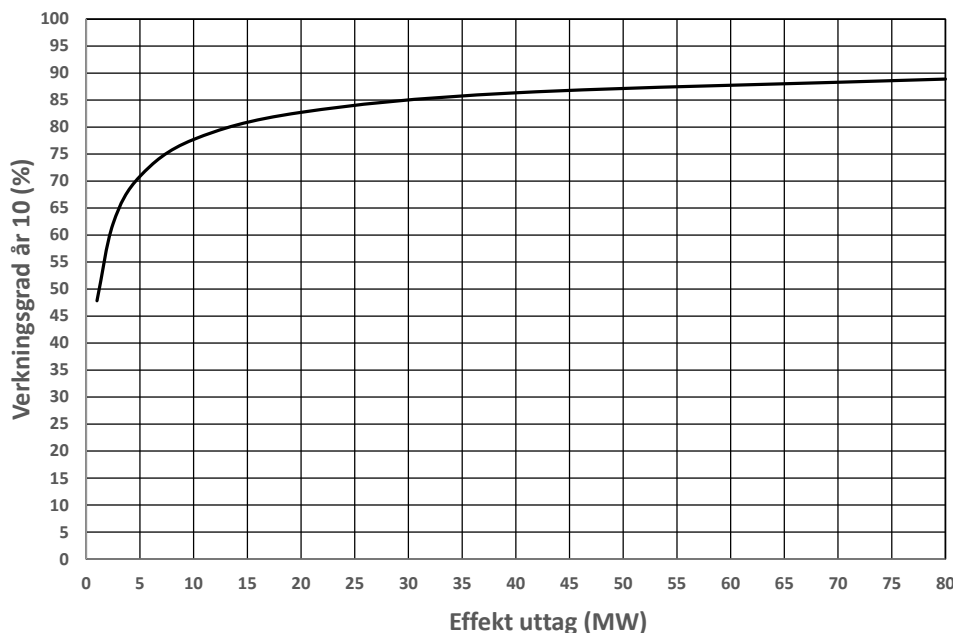
En viktig aspekt av borrhåslagrets termiska funktion är att det krävs en temperaturskillnad mellan den cirkulerande vätskan i borrhålet och lagrets medeltemperatur för att överföra en viss effekt. Vid tillförsel kan det handla om en ca 10 C högre temperatur för vätskan och vid uttag ca 10 C lägre temperatur än lagrets medeltemperatur, dvs uttag sker med 100 W per meter borrhål erhålls vätsketemperatur som är ca 10 C lägre än lagrets medeltemperatur. Jämfört med ett vattenbaserat lager som CTES och PTES är det svårt att erhålla en god temperaturstratifiering i lagret.

Tabell 12.2 ger en indikation av termisk prestanda för ett BTES-lager. Större storlek ger lägre värmeförluster och högre verkningsgrad. Värmeförlustens drivs av lagrets årsmedeltemperatur. Ett alternativ för att minska värmeförlust är att sänka lagrets temperaturnivå och använda värmepump för att höja produktionstemperaturen.

Tabell 12.2. Termisk prestanda för BTES vid olika lagerstorlek.

Effekt MW	Antal bh	År 1-10					År 10				
		Tillförd GWh	Uttagen GWh	Förlust GWh	Invest GWh	Verk.grad	Tillförd GWh	Uttagen GWh	Förlust GWh	Invest GWh	Verk.grad
1	76	57.0	20.2	28.2	8.6	0.354	4.5	2.2	2.3	0.04	0.478
2.5	162	110.4	50.4	40.9	19.1	0.457	8.7	5.4	3.2	0.06	0.621
5	302	193.8	100.9	56.5	36.4	0.521	15.2	10.8	4.4	0.09	0.709
10	575	352.4	201.7	80.5	70.2	0.572	27.8	21.6	6.1	0.12	0.777
20	1115	659.6	403.4	118.7	137.5	0.612	52.2	43.2	8.8	0.18	0.827
40	2180	1258.3	806.9	180.8	270.6	0.641	100.0	86.3	13.4	0.28	0.864
80	4300	2435.8	1613.8	285.9	536.2	0.663	194.3	172.7	21.2	0.43	0.889

RAPPORT			59 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.6: Lagrets verkningsgrad som funktion av effektuttag (MW)

12.3 CTES – Bergrumslager

Bergrumslager för energilagring har med ett undantaget anlagts för att lagra hög temperatur. Se Figur 12.7. Det första mindre lagret i Avestas fjärrvärmenät avsåg veckolagring med en inlagringstemperatur på 115 °C och en retur på 70°C. I och med lokalisering på minst 30 m under mark är de ofta naturligt trycksatta. Erfarenheterna är överlag goda. Många av lagren är oljebegrum som konverterats till värmelager.



- Avesta 1979-** 15,000 m³
 - DH weekly
- Lyckebo 1982-** 105,000 m³
 - Solar seasonal / DH short-term
- Oxelösund 1988-1992** 200,000 m³
 - DH seasonal, Surplus heat from steel plant, Converted
 - Cost about 30 % of new-built
- Oulu 1989-** 190,000 m³
 - DH seasonal, Two converted oil caverns
- Hornsberg 2009-**
 - DC diurnal, Cold storage
- Hudiksvall 2018-** 95,000 m³
 - DH seasonal, Two converted oil caverns
- Vaasa 2020-** 150,000 m³
 - DH seasonal, Converted oil cavern
- Helsinki/Mustikkamaa 2021-** 260,000 m³
 - DH seasonal, Two converted oil caverns

Planned:

Västerås 2022- 300,000 m³

Figur 12.7. Högtemperaturlager HT-CTES i Norden.

Tillförsel och uttag av vatten ur bergrumslager sker normalt så att man eftersträvar att upprätthålla en distinkt stratifiering av vattentemperatur med det varma lätta vattnet över det kalla tyngre vattnet. För

RAPPORT			60 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

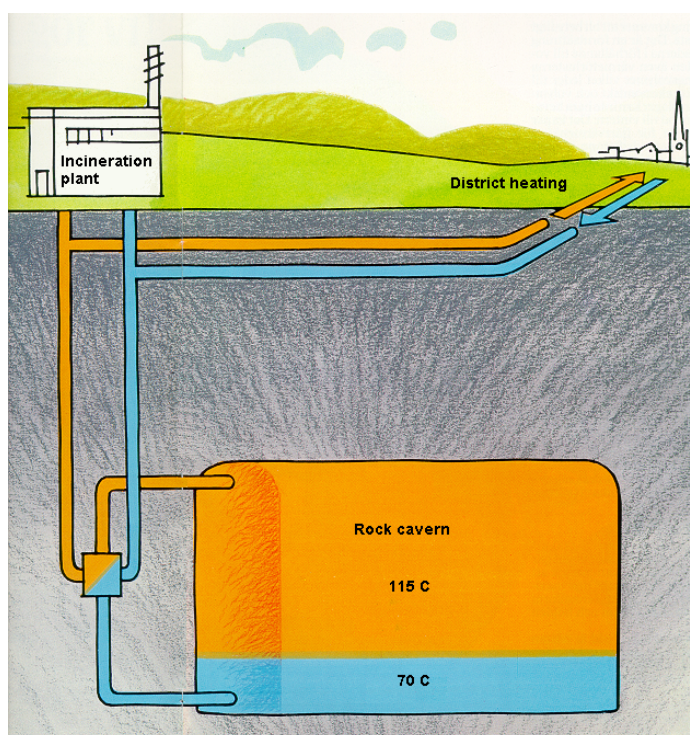
det används tetelskopror som kan anpassas till lämplig temperaturnivå i lagret alternativt ett antal fasta punkter belägna på olika nivåer.

Kostnaderna för att anlägga ett bergum uppskattas till drygt 1000 kr/m³.

12.3.1 Avesta

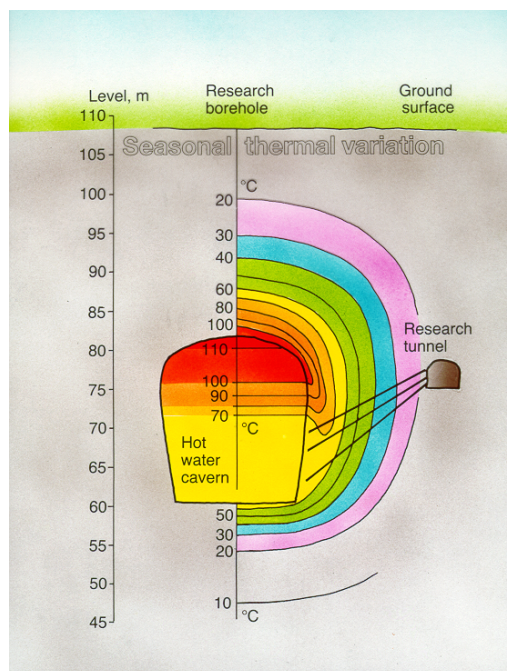
Bergrumsvärmelagret i Avesta ingår i Avestas fjärrvärmenät och har följande egenskaper:

- Volym: 15 157 m³
- Lagringskapacitet 800 MWh
- Temperaturivå 70-115 °C
- Effekt 11 MW (3 dagar)
- Veckolagring av överskottsvärme från avfallsförbränning (nu dygnslagring i nätet)
- Kostnad: 6 MSEK (1982)



Figur 12.8: Bergrumsvärmelagret i Avesta.

RAPPORT			61 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.9: Temperaturstratifiering berggrummet.

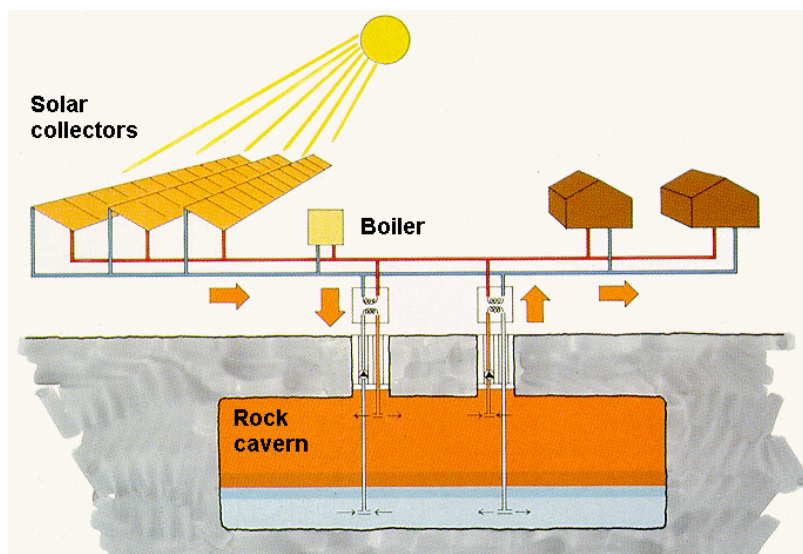
Temperaturstratifieringen i berggrummet utgör en viktig del i dess termiska funktion. Vid tillförsel av varmvatten lägger sig det varma vattnet överst och varefter inlagringen utbreder sig den varma volymen nedåt. Det innebär att varmt vatten nära tillförd temperaturnivå väsentligen finns tillgänglig under hela lagringscykeln. Även ett energimässigt halvfyllt lager kan producera en hög temperatur.

12.3.2 Lyckebo

Bergrumsvärmelagret i Lyckebo, Storvreta, Uppsala ingick ursprungligen i ett lokalt fjärrvärmenät (Figur 12.10) och har följande egenskaper:

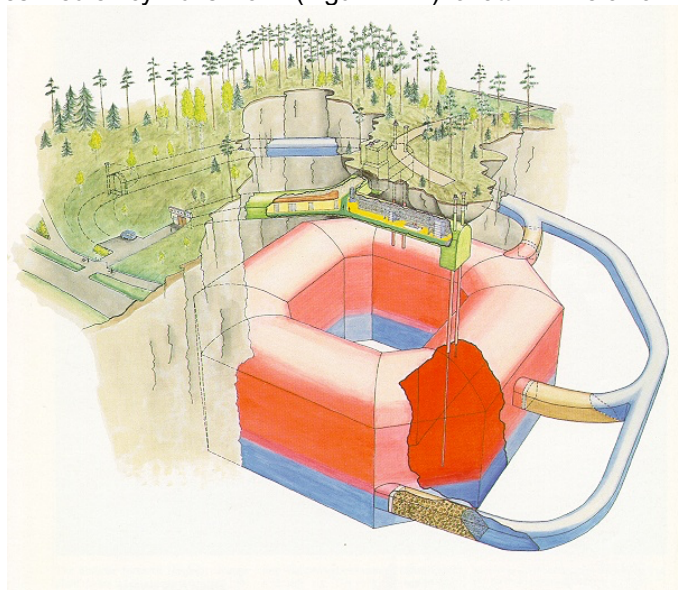
- Volym: 104 300 m³
- Lagringskapacitet: 5,5 GWh
- Effekt 6 MW
- Temperaturnivå 40-90 °C
- Säsongslagring av solenergi

RAPPORT			62 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.10: Bergrumsvärmelagret i Lyckebo.

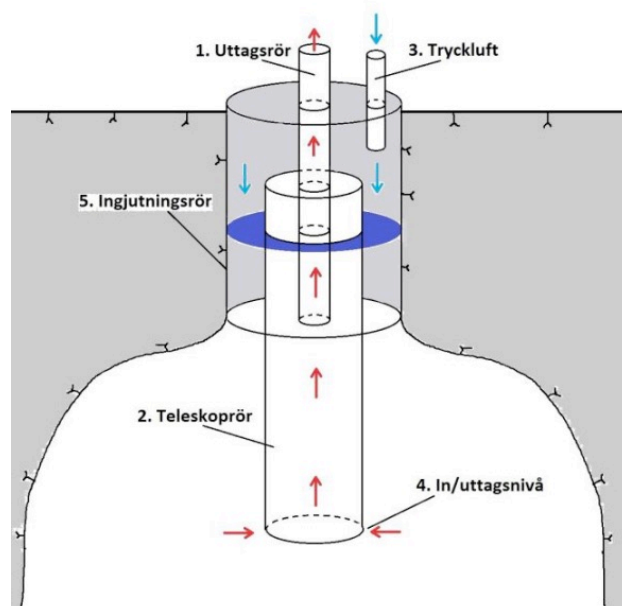
Bergrummet byggdes med en cylindrisk form (Figur 12.11) för att minimera värmeförlusterna.



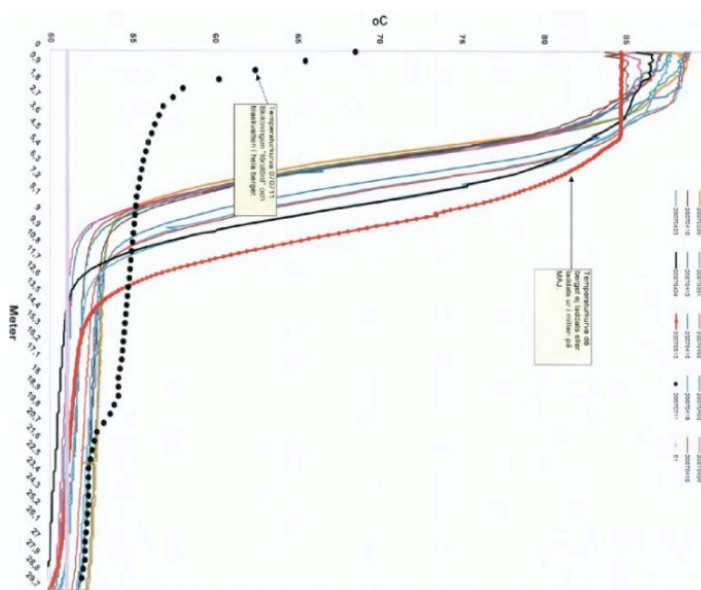
Figur 12.11: Utformning av bergrumsvärmelagret i Lyckebo

Teleskoprör (Figur 12.12) användes för att upprätthålla god temperaturstraffiering. Uppmätt temperaturfördelning i bergrummet visas i Figur 12.13. Bilden har orienterats så att nivån visas på vertikal axel och temperatur på horisontell axel.

RAPPORT			63 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.12:: Teleskoprör för distribution av flöde i bergrum.



Figur 12.13: Lyckebo – Uppmätt temperaturstratifiering i bergrum.

Erfarenheterna från Lyckebo är huvudsakligen goda. Under de inledande åren var värmeförlusterna högre än förväntat, vilket antogs bero på läckage till den närliggande tillfartstunnel som användes vid lagets byggande. Efter några år minskade värmeförlusterna till som tidigare hade beräknats.

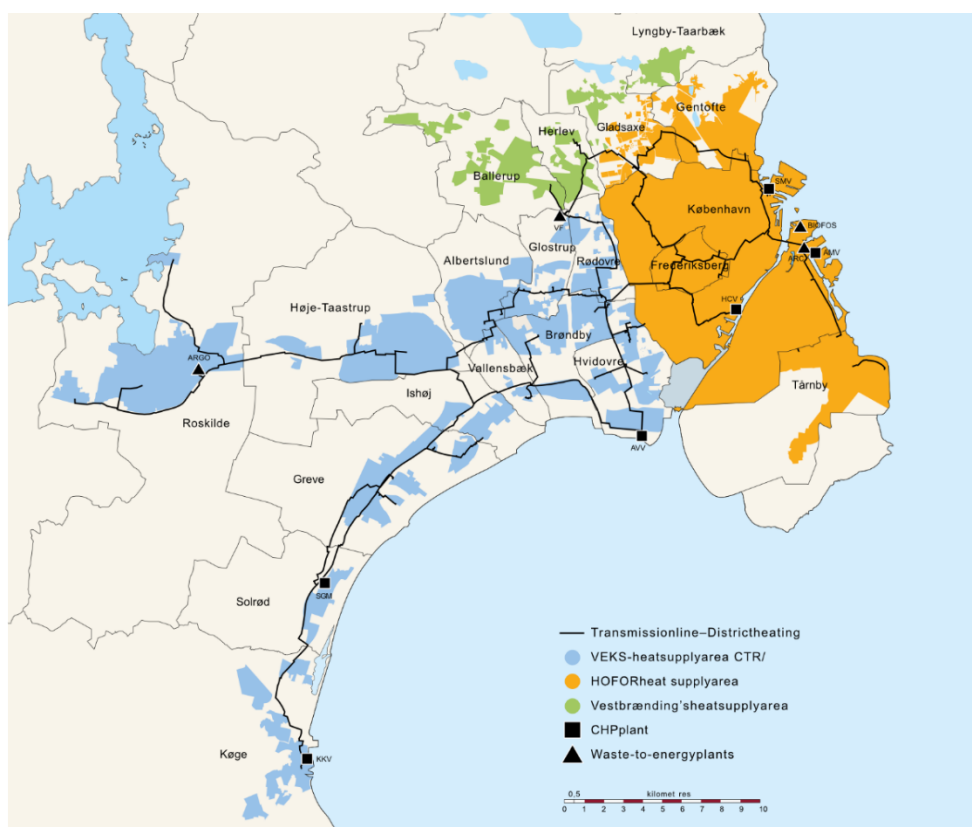
RAPPORT			64 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

12.1 PTES – Gropvärmelager

Gropvärmelager har en liknande funktion som bergrumslager förutom att de ej kan trycksättas och att maximal temperatur därför begränsas till ca 95 °C. Värme lagras i en vattenvolym i en anlagd grop med tätade sidor och ett flytande isolerande lock. Temperaturstratifiering utgör en viktig del av att uppnå hög verkningsgrad. Kostnadseffektivt utförande förutsätter ett befintligt jorddjup på minst 10-15 m. Byggnadstekniken har utvecklats i Danmark och kan idag betecknas som en mogen teknik.

12.1.1 Höje Taastrup

Groplagret i Höje Taastrup nära Köpenhamn ingår Köpenhamns fjärrvärmennät. Se Figur 12.14.



Figur 12.14: Köpenhamns fjärrvärmennät där Höje Taastrup ingår i den västra delen.

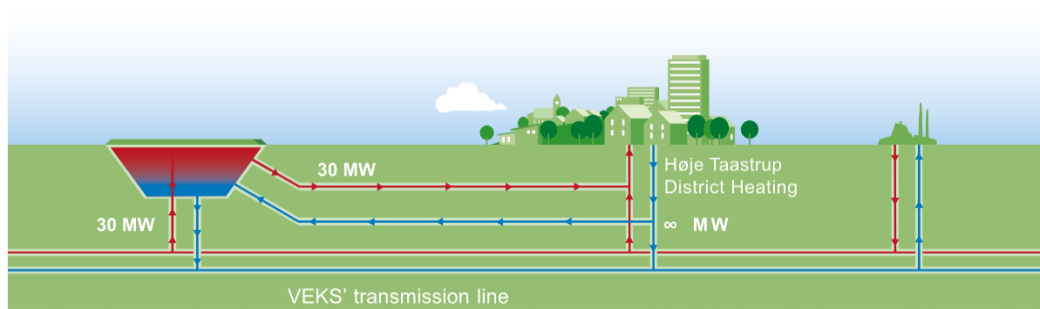
Lagret är 180 m långt och har ett djup 14,5 m och en bredd mellan 52 och 72 m. Volymen är 70 000 m³ och et har en värmelagringskapacitet på 3,3 GWh. Maximal effekt för lagring och uttag är 30 MW. Gropen är försedd med en polypropylenliner som klarar temperaturer till 95 °C med en livslängd på 33 år, se Figur 12.15.

RAPPORT			65 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 12.15: Groplagret vid installation av polypropylenliner.

Lagret laddas med överskottsvärme från kraftvärmeproduktion och avfallsförbränning bestående av 90 ° vatten via det centrala nätet och används sedan det lokala fjärrvärmenätet då det kan ersätta dyrare produktionsenheter. Se Figur 12.16.



Figur 12.16: Principiell systemlösning för groplagret.

Kostnaden för groplager anges till 30 EURO/m³ (2019), vilket skulle motsvara 2,1 MEURO för ett projekt i denna storleksordning.

RAPPORT			66 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

13 Rekommendationer

Att satsa på en geotermi- eller geoenergianläggning för att komplettera eller ersätta befintlig energistruktur är ett delikat beslut. Osäkerheten i vilken mängd energi man har möjlighet att extrahera eller hantera i förhållande till den ekonomiska insatsen, är den störst bidragande faktorn som kommer att vara avgörande.

Oavsett vad man väljer kommer det att krävas en inledande undersökande del som ger mer ingående svar på förväntade kostnader och möjligheterna till utfallet.

13.1 Förutsättningarna med geotermi

Att satsa på en anläggning på djupet är det mest kostsamma och är dessutom förknippat med högst risk. Kunskapen om förutsättningarna på djupet är mycket liten och det krävs en stor undersökningsinsats för att skapa sig ett bra investeringsunderlag. Om man når berggrund med hög entalpi, hög permeabilitet och höga temperaturer ger det alternativet däremot högst utdelning. Det ekonomiska utfallet av en geotermianläggning, ligger i att hitta balansen mellan risk och ekonomisk insats.

Kostnaderna för ett genomfört projekt är mycket höga och därför bör en sådan satsning genomföras med externt stöd och i samarbete med myndigheter och/eller privata aktörer samt universitet.

Arbetsordning

Undersökningsordningen i ett geotermiprojekt läggs upp i flera steg

- Orienterande – teoretisk förundersökning (denna rapport)
- Undersökande förstudie med tester
- Utvärderingar
- Produktionsanläggning

Varje steg har till uppgift att stegvis eliminera risker och exkludera mindre intressanta alternativ och satsa på det som ger störst avkastning i förhållande till risk och ekonomisk insats. I varje steg ökar också detaljgraden.

Allteftersom projektet fortskrider uppdateras de geologiska modellerna och med hjälp av de olika resultaten, minskar antalet alternativ.

Budgeten för projektet bör också avspegla den blivande energianläggningens förmåga att leverera energi tillsammans med miljövärdet i förhållande till andra alternativ.

13.1.1 Kostnader och innehåll

Teoretisk förundersökning

Ger en översiktlig bild av områdets geologiska förutsättningar, de olika förekommande teknikerna och en bild av vilka möjligheter som finns. Slutligen ges även rekommendationer och ungefärliga kostnader för nästa steg.

Kostnader < 500 000 SEK

Undersökande förstudie

I ett första steg identifiera lämpliga borrhållplatser och därefter genomföra borrhållningar till ett djup av ca 2 000 meter.

Förutom den geologiska karteringen som utförs i samband med borrhållningen, genomförs därefter ett undersökningsprogram där man undersöker de parametrar som beskrivs under kapitlet

RAPPORT			67 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

"Undersökningsborring". I tillägg bör även seismik utföras på flera platser för att få kontroll på tektoniken i området.

Kostnaderna för ett undersökningsprogram som ger de svar vi behöver för att kunna ta nästa steg ligger runt 15 – 20 miljoner SEK.

I detta skede finns även möjligheter att komplettera med ny borrhsteknik, exempelvis Particle Drilling. Det skulle kunna ge möjligheter att engagera myndigheter och universitet som bidragsgivare och forskningsplattformar.

13.1.2 Utvärderingar

Genom resultaten elimineras alternativa metoder, modeller uppdateras och man tar beslut att gå vidare eller ej.

Kostnader ca 5 miljoner SEK.

13.1.3 Produktionsanläggning

Efter genom ett anbudsförfarande anlitas en entreprenör, genomförs produktionsborringar.

Efter att borrhningarna är klara genomförs ett undersökningsprogram, som till stora delar liknar det som utförs i den undersökande förstudien. Är det fråga om att utföra en EGS-anläggning, kommer det att genomföras spräckning av berggrunden med efterföljande hydrauliska och termiska tester. Uppskattad kostnad för att borra två borrhål till ca 6,5 km djup – ca 700 – 900 miljoner SEK.

Därefter kommer det att åtgå tid och kostnader för att implementera anläggningen i det befintliga fjärrvärmesystemet.

13.2 Förutsättningar för värmelagring vid hög temperatur

Värmelager för lagring vid hög temperatur har byggts och utvärderats i ett flertal projekt. Av de tre möjliga teknikerna är CTES och PTES att betrakta som mogna tekniker. Temperaturbegränsning för CTES beror av hur djupt lagret anläggs och för PTES är gränsen max 95 °C. BTES har testats med goda resultat upp till ca 80 °C och utveckling pågår för att höja möjlig inlagringstemperatur tupp till ca 100 °C.

Anläggningskostnaden baserat på energikapacitet är lägst för BTES och högst för CTES. PTES har liknande funktionella egenskaper som CTES (förutom begränsning i maximal temperatur) utgör ett kostnadsmässigt attraktivt alternativ. CTES och PTES medger betydligt högre effektuttag ur lagret än BTES, som begränsas av uttagsförmågan genom värmeledning i fast berg. Värdesättningen av effektförmågan beror på ur lagrets skall användas i det termiska nätet.

En potentiell användning av BTES är att ladda lagret vid hög temperatur och sedan använda den lagrade energin i ett (lokalt) 4G-nät med lägre temperaturer. BTES kan även kombineras med värmepump för att producera högre temperaturer.

13.2.1 Geologiska förutsättningar

Vår preliminära bedömning är att geologiska förutsättningar för dessa tekniker finns i anslutning till de olika orterna. För att fastställa att en placering av ett lager är lämplig behöver förundersökningar

RAPPORT			68 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

utföras. För BTES och CTES avser dessa mätningar markens termiska egenskaper, framförallt markens värmeledningsförmåga som avgör värmeförlustens storlek från en given geometrisk utformning, och den geohydrologiska situation med avseende på bergets täthet och grundvattenflöde som kan bidra till konvektiva värmeförluster.

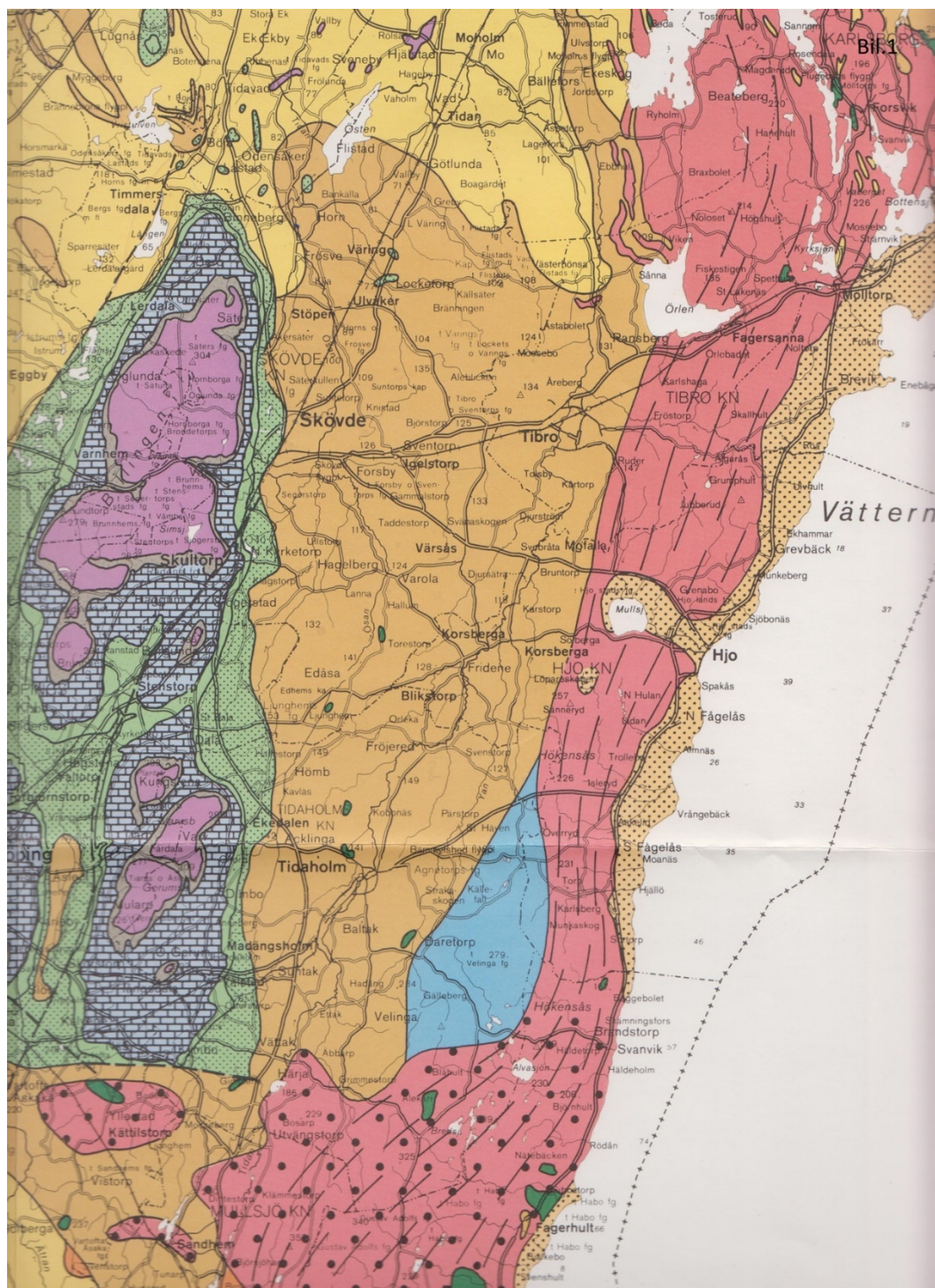
För PTES handlar det om jorddjup och geotekniska egenskaper för att bedöma belastning på tätskikt.

Rekommendationen är:

1. PTES för högtemperaturlager (max 95 °C)
2. CTES för högtemperaturlager (max 115 °C om trycksatt till 2 bar)
3. BTES för högtemperaturlager (max 95 °C) med anslutning till (lokalt) 4G-nät

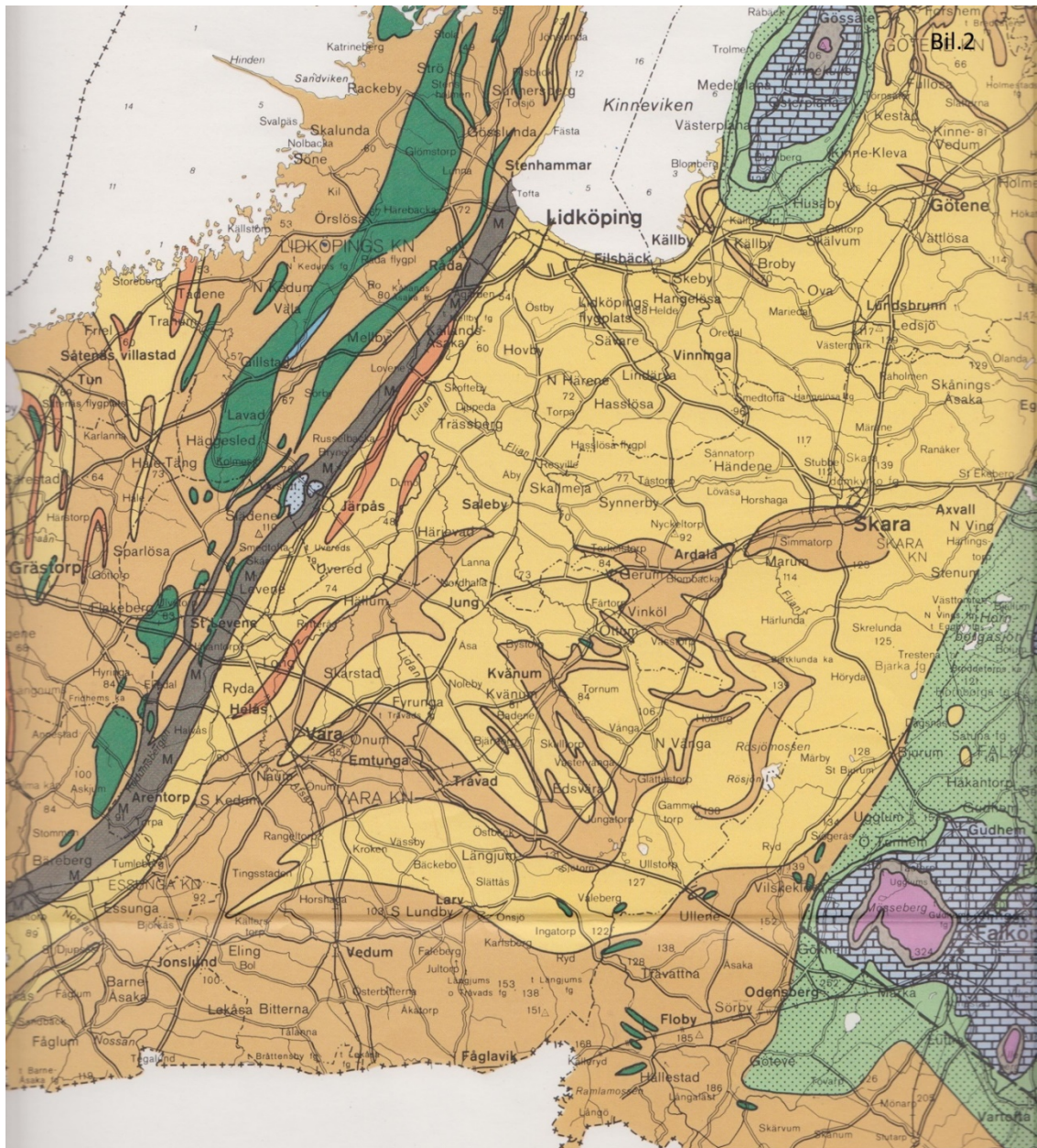
RAPPORT			69 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Appendix A. Geologiska förutsättningar - Figurer



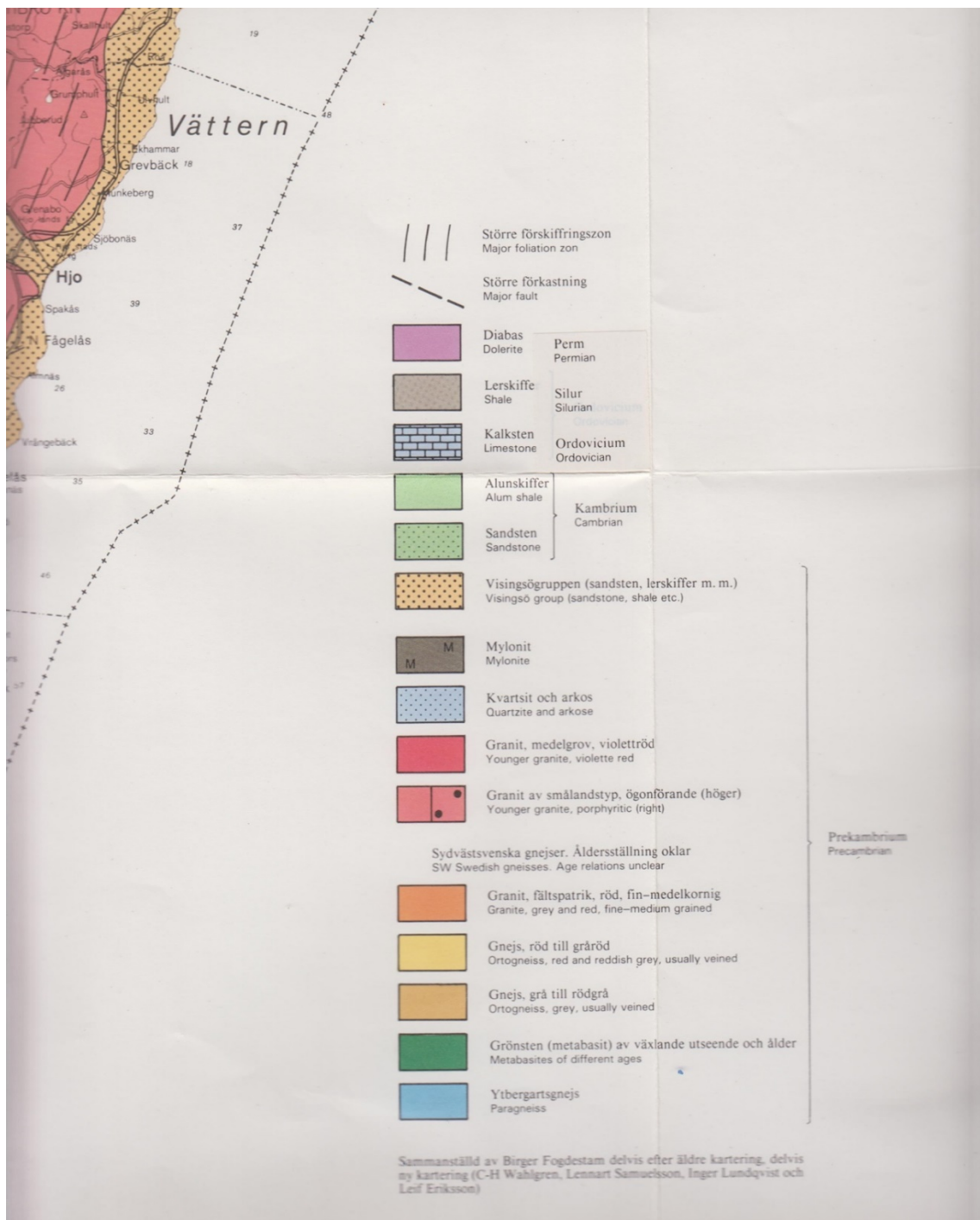
Figur A.1: Östra delarna av det geologiska området. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU*

RAPPORT			70 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



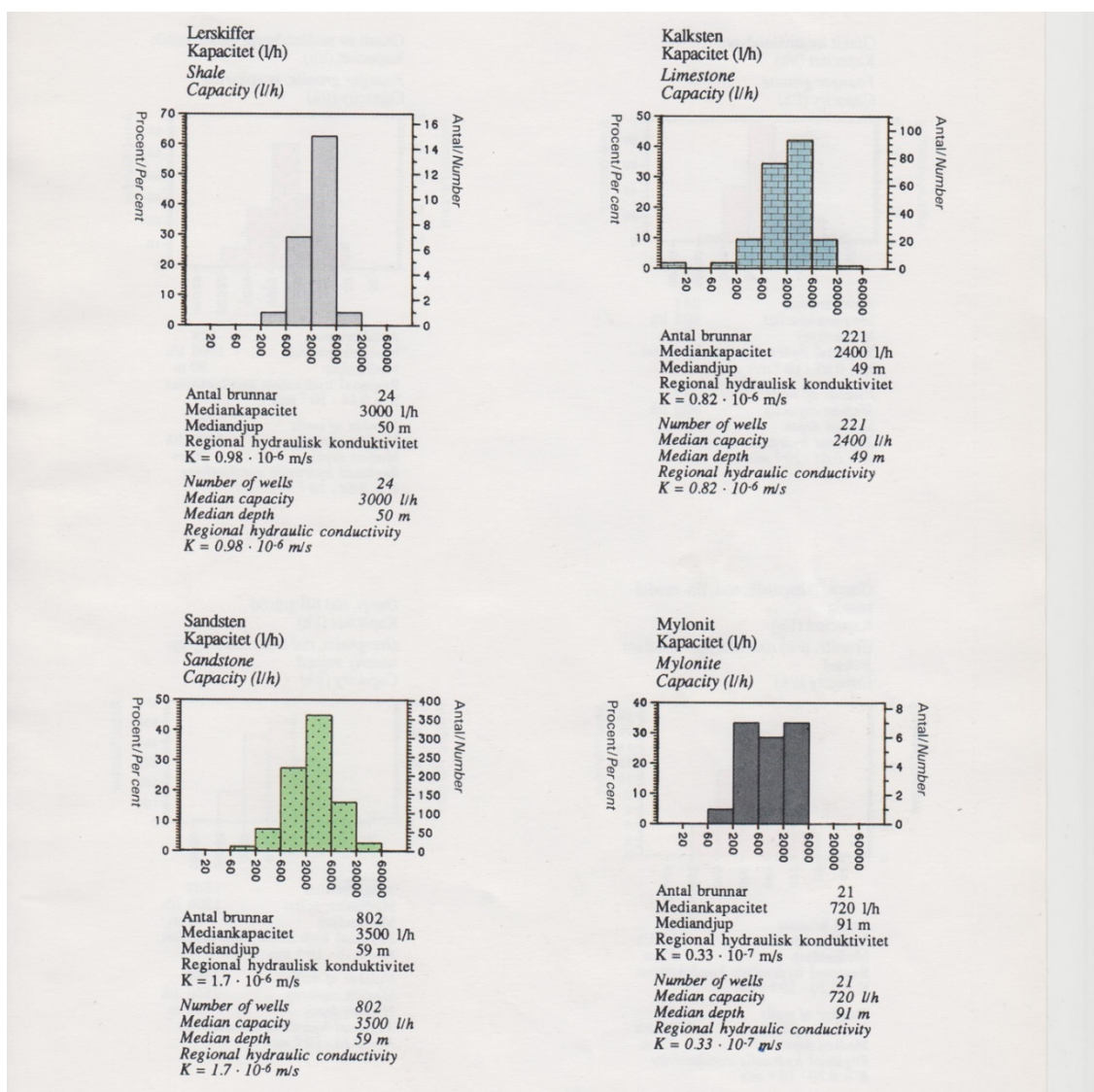
Figur A.2: Västra delarna av det geologiska området. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU*

RAPPORT			71 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



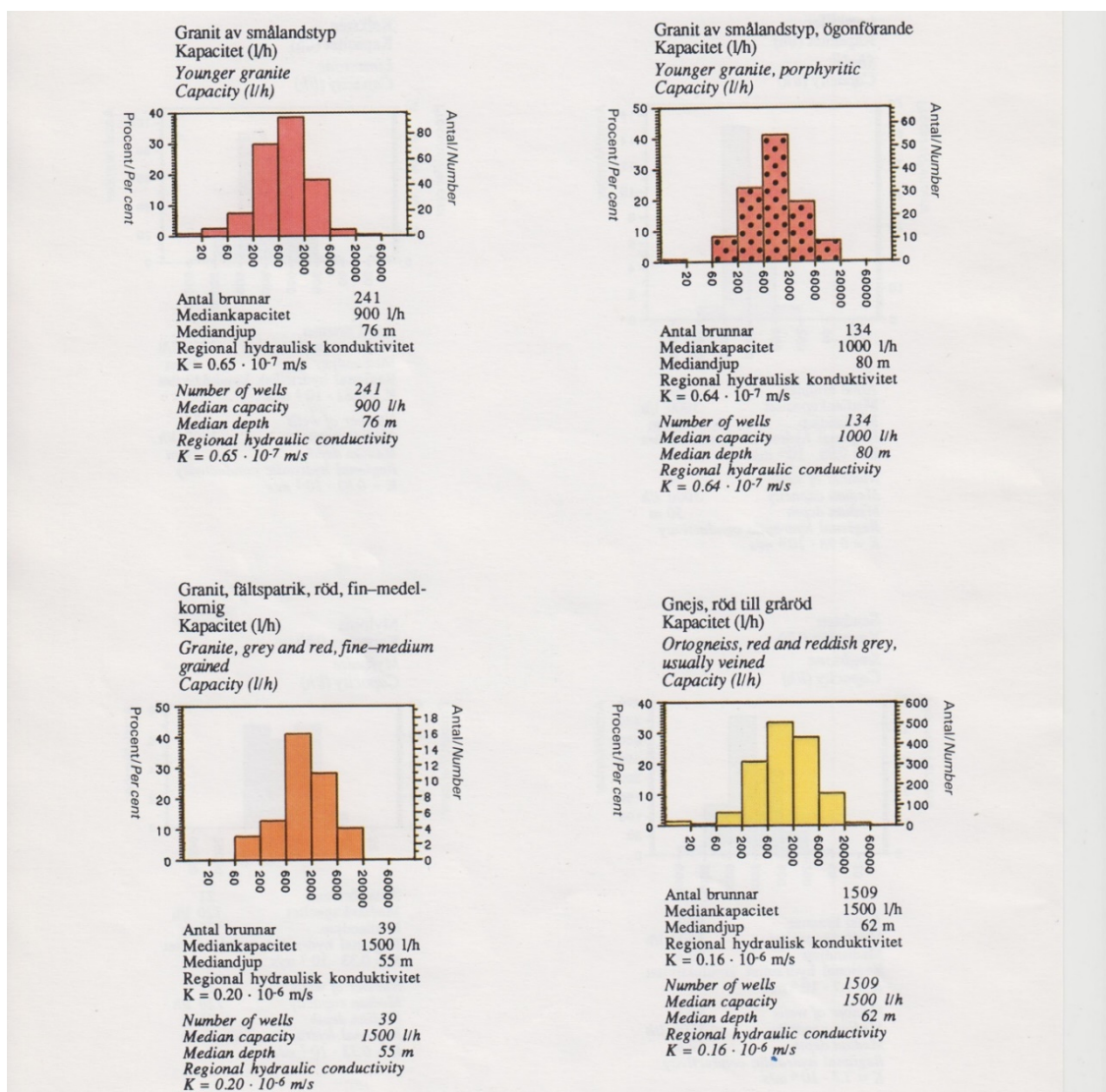
Figur A.3: Teckenförklaring till kartbilderna i figur A.1 och A.2. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU*

RAPPORT			72 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



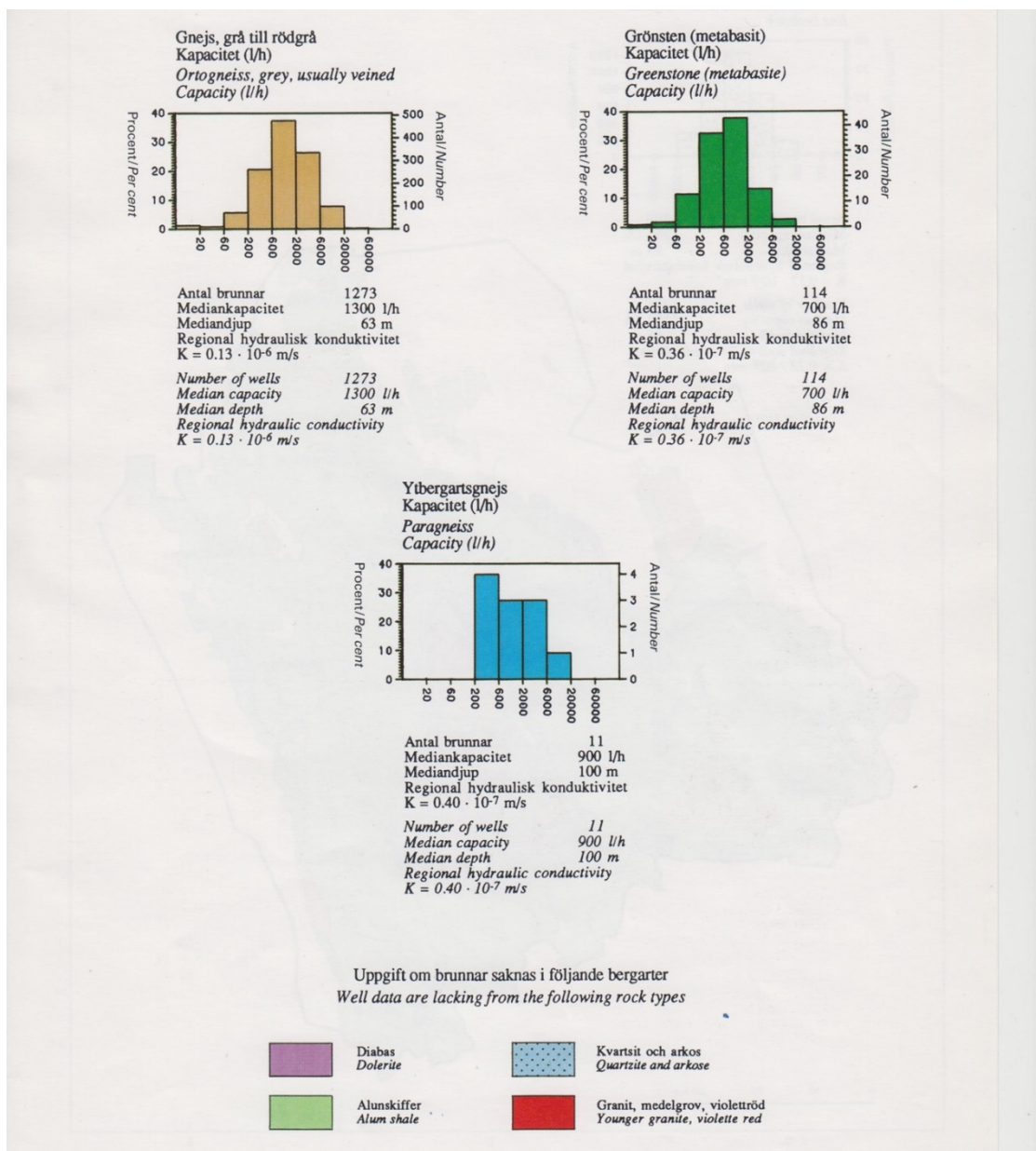
Figur A.4: Variation i uttagsmöjligheter för grundvatten i olika bergarter. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

RAPPORT			73 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



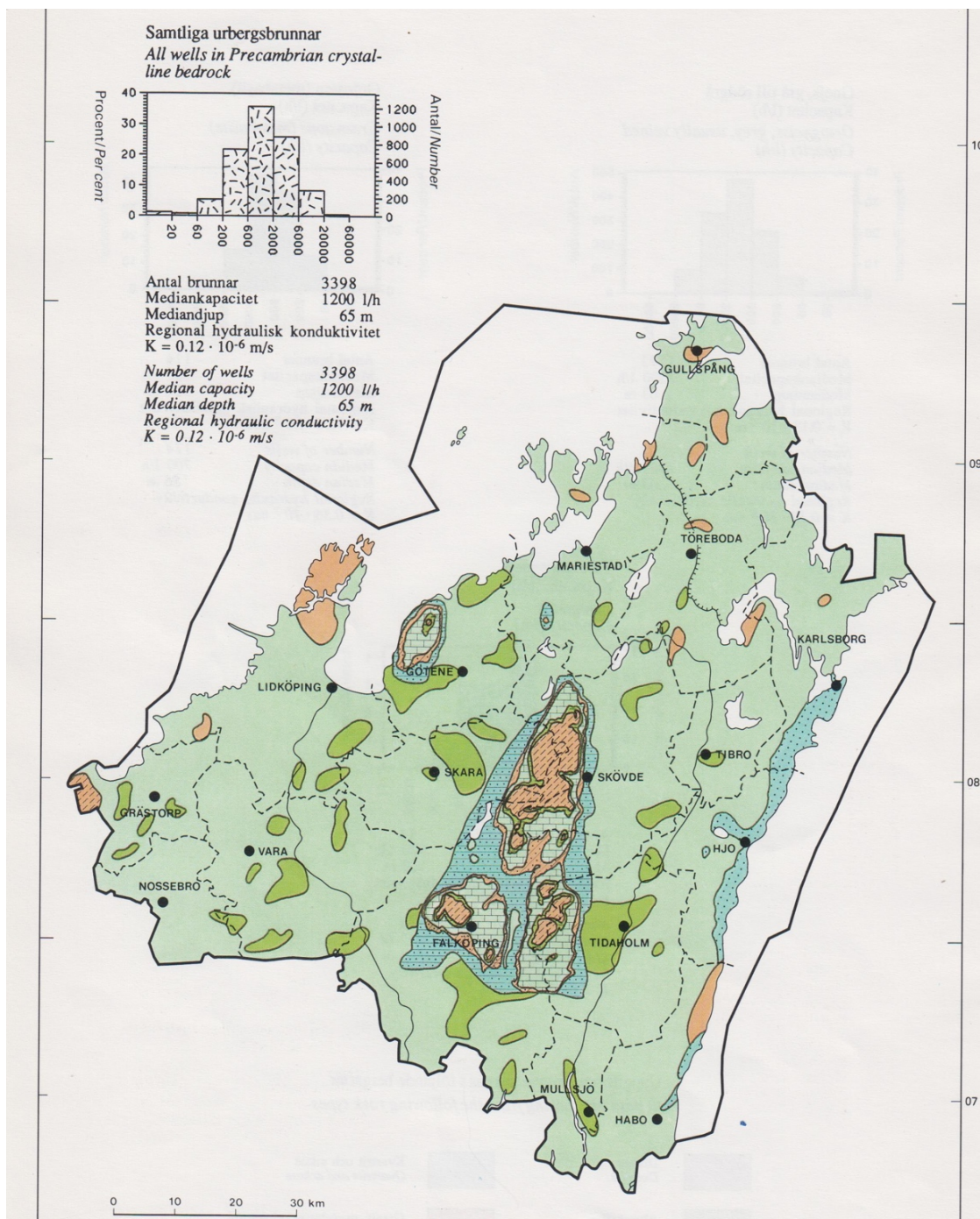
Figur A.5: Variation i uttagmöjligheter för grundvatten i olika bergarter. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

RAPPORT			74 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



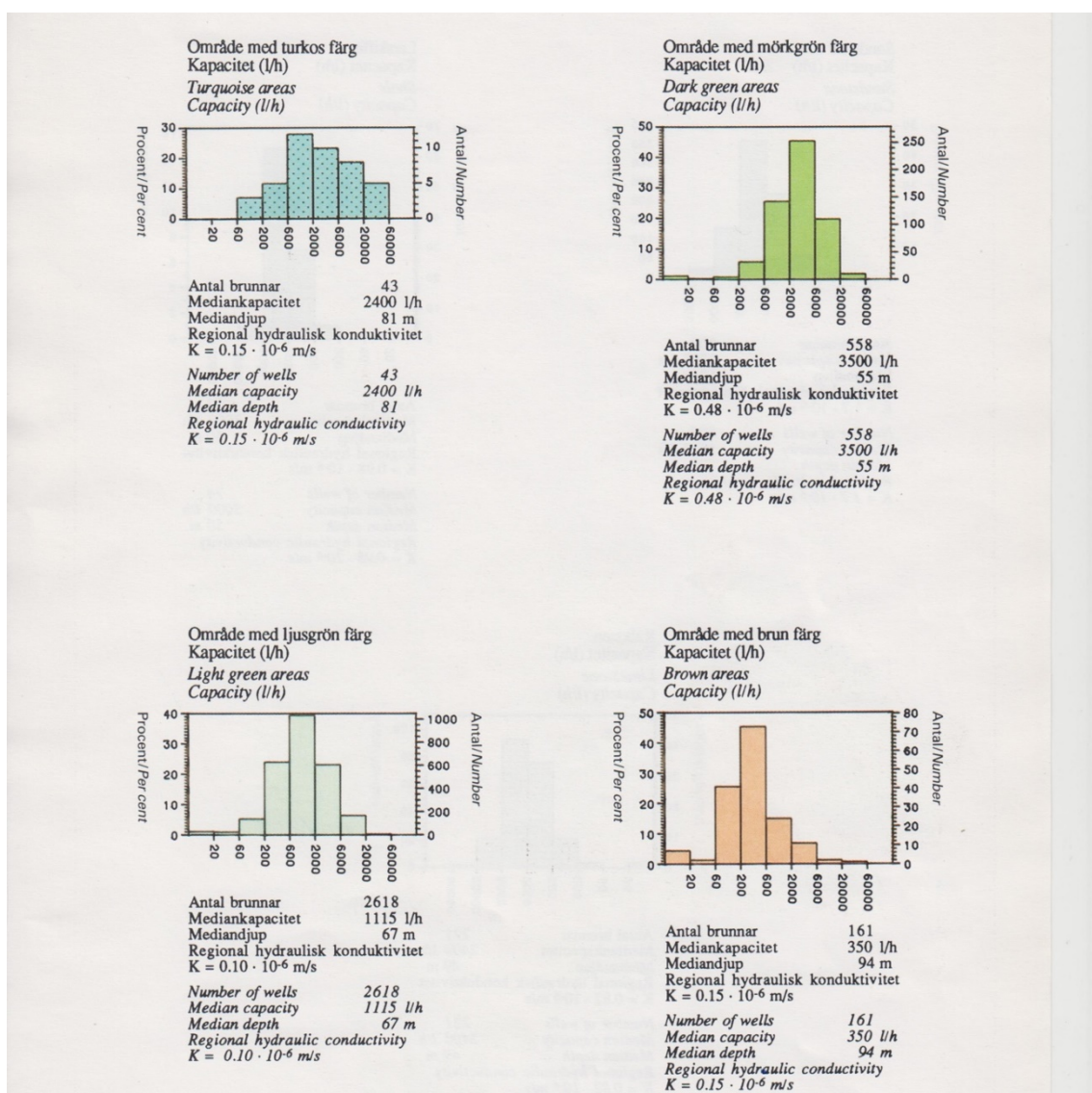
Figur A.6: Variation i uttagmöjligheter för grundvatten i olika bergarter. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU*

RAPPORT			75 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



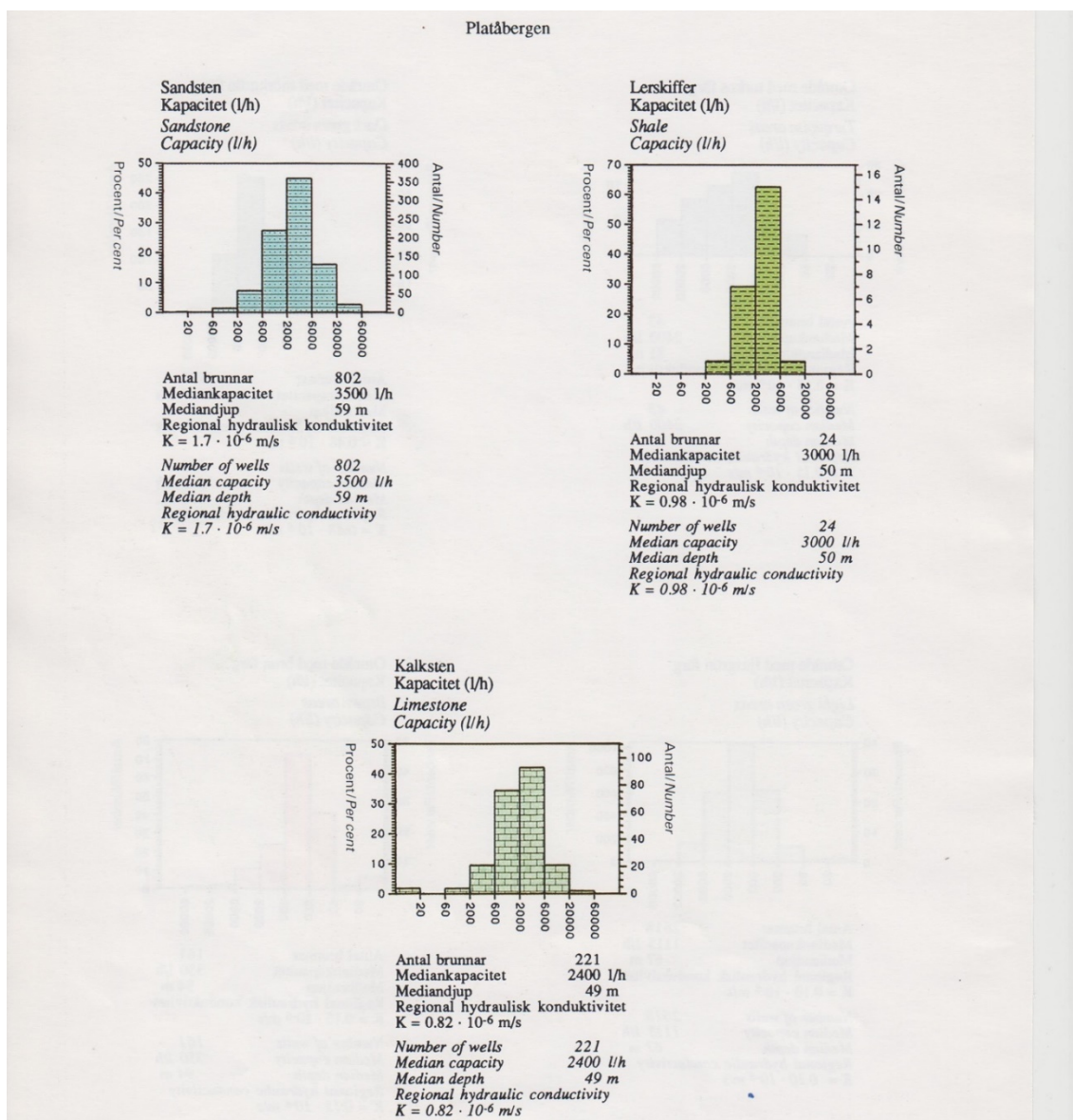
Figur A.7: Variation i uttagmöjligheter för grundvattnet i olika bergarter. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

RAPPORT			76 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



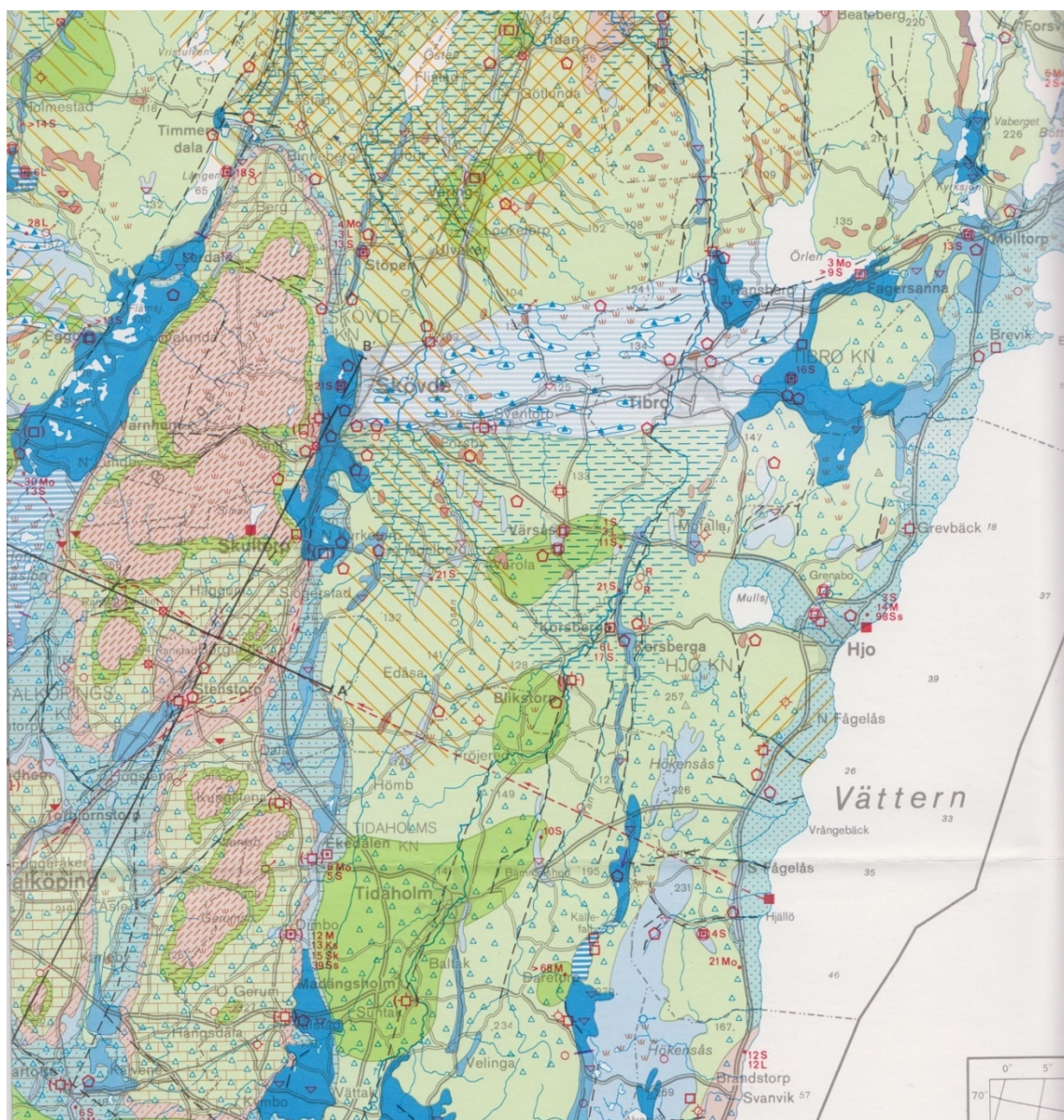
Figur A.8: Variation i uttagsmöjligheter i berggrunden enligt indelningen på kartan över grundvattnet. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

RAPPORT			77 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur A.9: Variation i uttagsmöjligheter i berggrunden enligt indelningen på kartan över grundvattnet. Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU

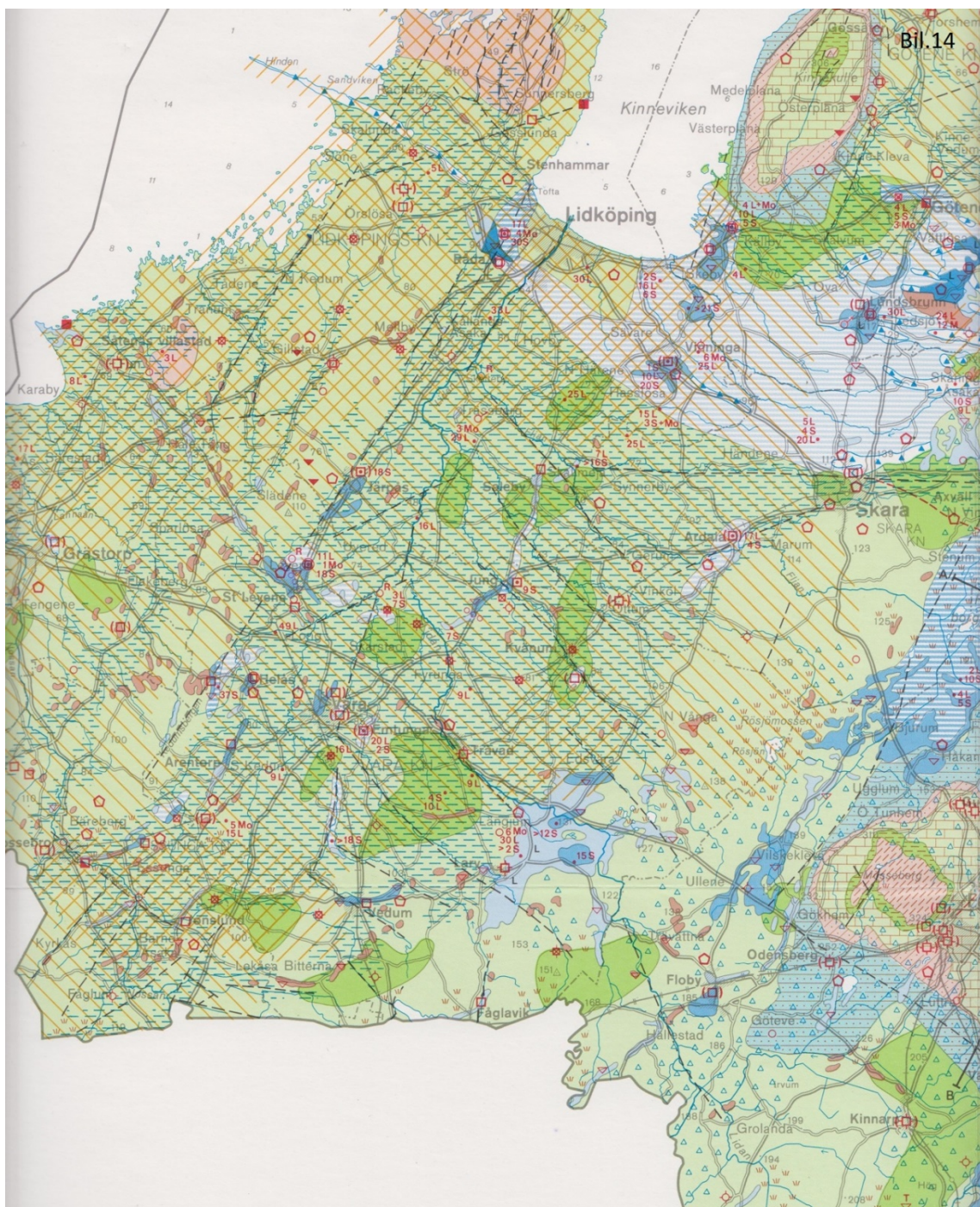
RAPPORT			78 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur A:10: Utdrag ur hydrogeologisk karta. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skaraborgs län, Serie Ah 9. SGU*

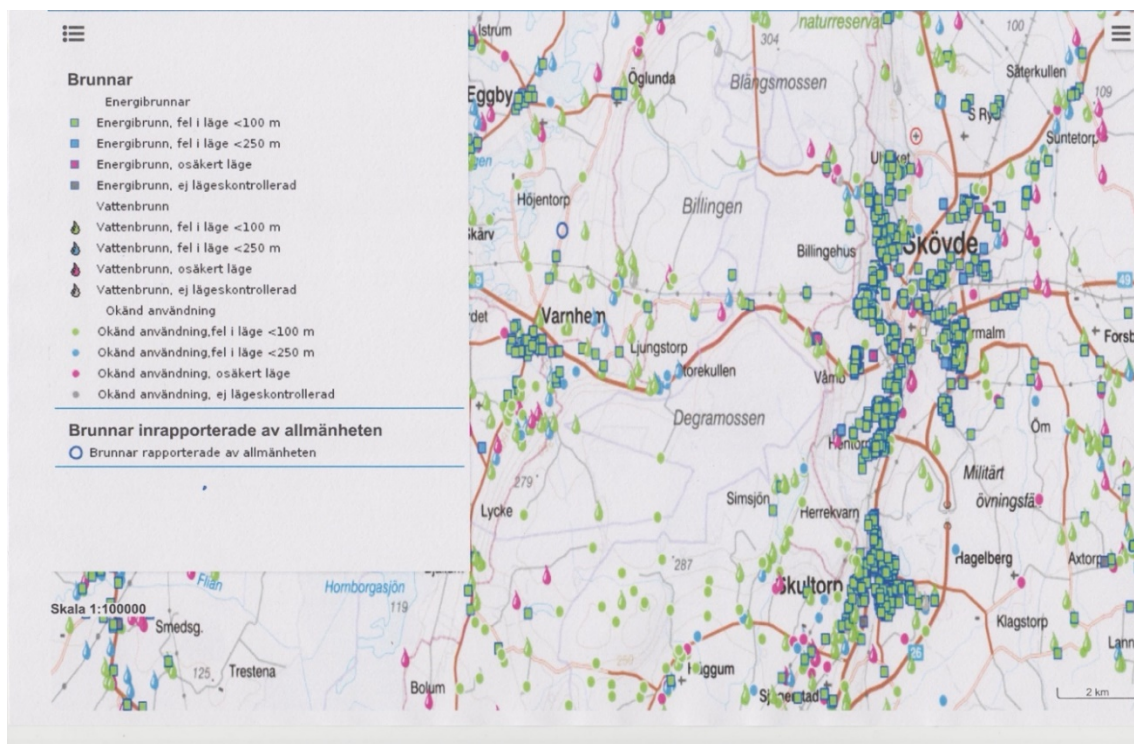
RAPPORT			79 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

RAPPORT			80 (85)	
Titel		Ansvarig		
Skarborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skarborg Geo_R6		

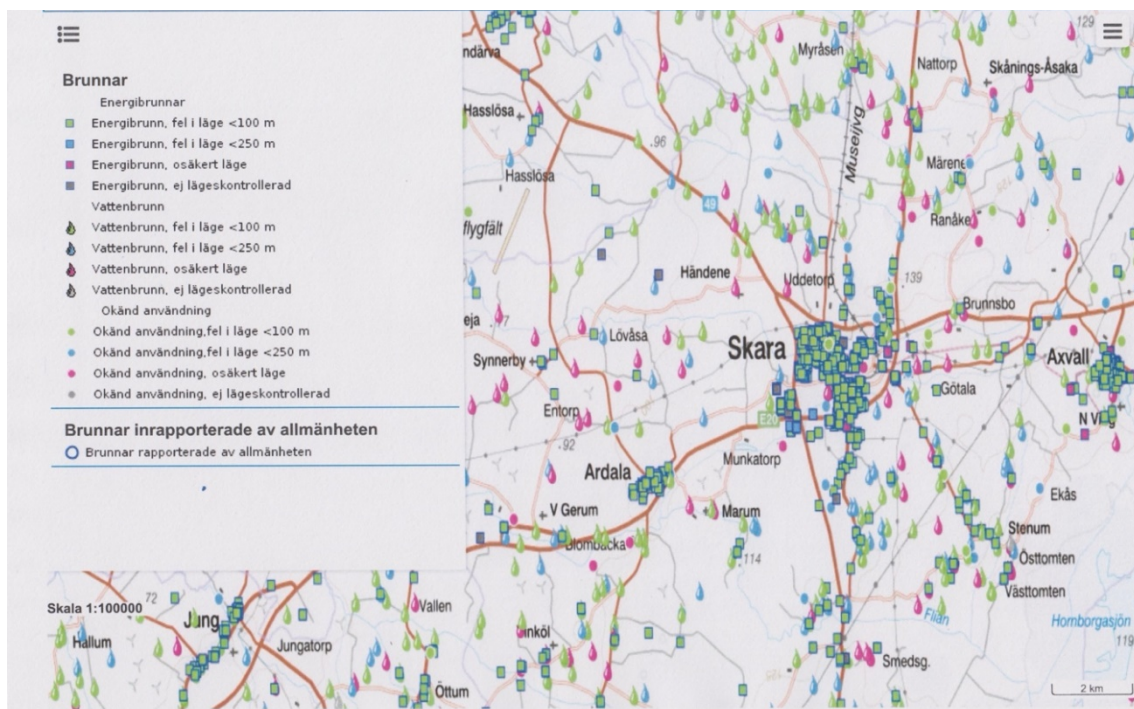


Figur A.11: Utdrag ur hydrogeologisk karta. *Beskrivning till kartan över grundvattnet i Skarborgs län, Serie Ah 9. SGU*

RAPPORT			81 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 14. Fördelning av brunnar i SGUs Brunnsarkiv – Skövde

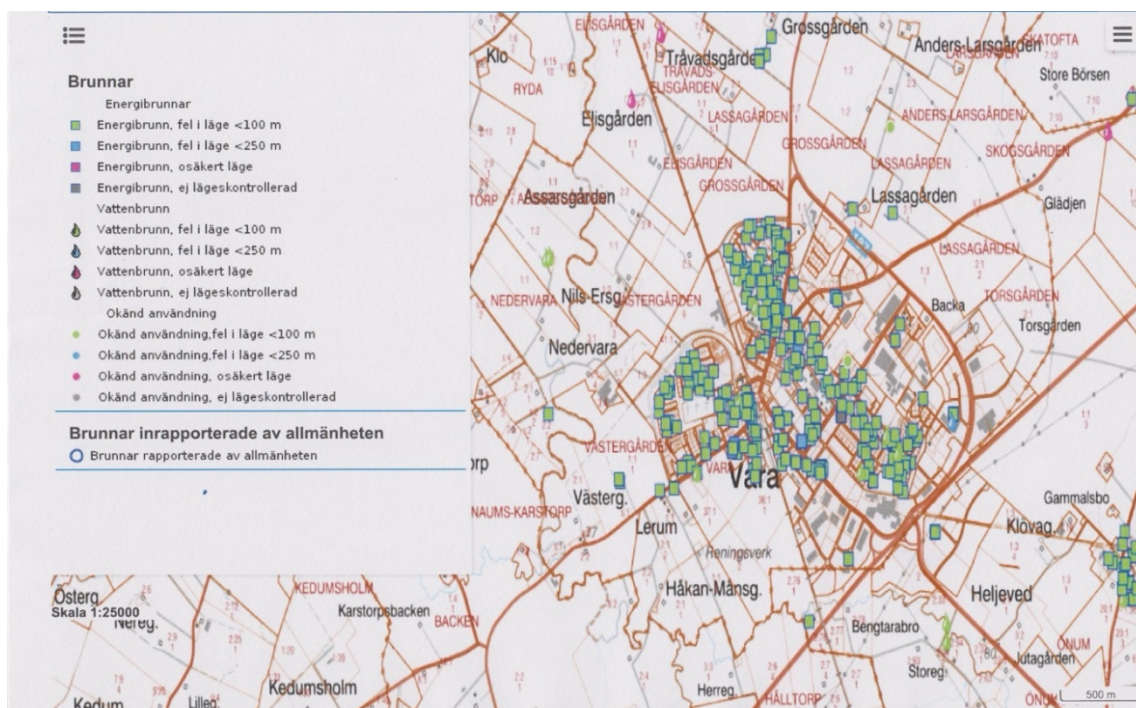


Figur 15. Fördelning av brunnar i SGUs Brunnsarkiv - Skara

RAPPORT			82 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		



Figur 16. Fördelning av brunnar i SGUs Brunnsarkiv – Götene



Figur 17. Fördelning av brunnar i SGUs Brunnsarkiv - Vara

RAPPORT			83 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Appendix B – Anbud kärnboring (Non binding offer)

TOTAL COST ESTIMATE

SURFACE DRILLING

CONTRACTOR: Oy Kati Ab Kalajoki

A single 2 000 meter deep core drilling hole

	Unit rate €	Amount t	Unit t	Total	
Mobilization (Rautio - Location)	12 000,00	1	kpl	12 000,00	(appr. Rate)
Demobilization (Location - Rautio)	12 000,00	1	kpl	12 000,00	(appr. Rate)

Drilling overburden

0 - 10 m	160,00	10	m	1 600,00	
10 - 20 m	190,00	5	m	950,00	

Drilling hard rock NQ-2

0 - 100 m	94,53	85	m	8 035,05 €	
100 - 200 m	107,29	100	m	10 729,16 €	
200 - 300 m	121,78	100	m	12 177,59 €	
300 - 400 m	138,22	100	m	13 821,57 €	
400 - 500 m	156,87	100	m	15 687,48 €	
500 - 600 m	178,05	100	m	17 805,29 €	
600 - 700 m	202,09	100	m	20 209,00 €	
700 - 800 m	229,37	100	m	22 937,22 €	
800 - 900 m	260,34	100	m	26 033,74 €	
900 - 1000 m	295,48	100	m	29 548,29 €	
1000 - 1100 m	335,37	100	m	33 537,31 €	
1100 - 1200 m	380,65	100	m	38 064,85 €	
1200 - 1300 m	432,04	100	m	43 203,61 €	
1300 - 1400 m	490,36	100	m	49 036,09 €	
1400 - 1500 m	556,56	100	m	55 655,97 €	
1500 - 1600 m	631,70	100	m	63 169,52 €	
1600 - 1700 m	716,97	100	m	71 697,41 €	
1700 - 1800 m	813,77	100	m	81 376,56 €	
1800 - 1900 m	923,62	100	m	92 362,39 €	
1900 - 2000 m	1048,31	100	m	104 831,31 €	

Core orientation marking

RAPPORT			84 (85)	
Titel			Ansvarig	
Skaraborg – geoenergi och geotermi				
Datum	Rev	Dokument	Granskad	Godkänd
2022-11-30	6	Skaraborg Geo_R6		

Tool rent Devicore	160,00	60	Day	9 600,00 €
--------------------	--------	----	-----	------------

Drilling additives

Polymeers	270,00	60	Pail	16 200,00 €
-----------	--------	----	------	-------------

Water sampling

Sampling work 4 times	255,00	20	h	5 100,00 €
-----------------------	--------	----	---	------------

Water sample	300,00	4	pcs	1 200,00 €
--------------	--------	---	-----	------------

Hole deviation survey 200 m intervals + end survey (total 11 surveys)

SPT Gyrotracer

Basic rate	265,00	1	pcs	265,00 €
------------	--------	---	-----	----------

Time rate	255,00	4	h	1 020,00 €
-----------	--------	---	---	------------

Meter rate	2,50	2000	m	5 000,00 €
------------	------	------	---	------------

Surveyor working	68,00	8	h	544,00 €
------------------	-------	---	---	----------

Surveyor traveling	43,00	0	h	0,00 €	Details not known
--------------------	-------	---	---	--------	-------------------

Other travel costs (car,plane, accommodation)	0,00	0		0,00 €	Details not known
---	------	---	--	--------	-------------------

Reflex Gyro

Basic rate	180,00	10	pcs	1 800,00 €
------------	--------	----	-----	------------

Time rate	255,00	30	h	7 650,00 €
-----------	--------	----	---	------------

Meter rate	1,60	2000	m	3 200,00 €
------------	------	------	---	------------

Hole casing rods left into hole

Casing rods	135,00	15	m	2 025,00 €
-------------	--------	----	---	------------

Rod cover	40,00	1	kpl	40,00 €
-----------	-------	---	-----	---------

Total cost VAT 0%

890 113,39 €

The rates include use of closed circuit which enables separating drill cuttings from flushing water and re-use of water again in drilling.

The rates are estimated for budgeting purpose. Invoicing is based on actual work done and final cost may differ from this estimate