

---

# Ett klimatneutralt Kiruna

Med hjälp av restvärme

---



## SLUTRAPPORT

Datum: 2023-06-30

Dnr: 2020-018594

Projektnr: 51508-1

Energimyndighetens titel på projektet – svenska	
Ett klimatneutralt Kiruna 2025 med hjälp av spillvärme	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska	
A climate neutral Kiruna by means of waste heat	
Universitet/högskola/företag	Avdelning/institution
IVL Svenska Miljöinstitutet	Hållbart samhälle
Adress	
Box 21060, 100 31, Stockholm	
Namn på projektledare	
Nathalie Fransson	
Namn på ev övriga projektdeltagare	
Nathalie Fransson, Sofia Klugman, Burcu Unluturk, Dmytro Romanchenko, Stefan Swartling, Göran Hellström, Roger Bergström	
Nyckelord: 5-7 st	
Fjärrvärme, spillvärme, restvärme, samverkan, energilager, energisystem	

**Medel från:** Energimyndigheten, Tekniska Verken i Kiruna, LKAB, NeoEnergy, LKAB Wassara

**Granskare:** Nina Chi Johansson

**Godkännare:** Patrik Isaksson

**Fotograf:** Kiruna Kraft AB

## Förord

---

Det finns en stor outnyttjad potential för restvärme i Sverige och Europa. I projektet *Ett klimatneutral Kiruna 2025 med hjälp av restvärme* skapas en helhetsbild av restvärmelösningen i Kiruna från samspel mellan aktörer till teknik vilket genererar ny kunskap om effektiv energiomställning till hållbara städer med restvärmeåtervinning. I Kiruna är målet ett fjärrvärmesystem med 100% restvärme och i projektet studeras hur man med ett säsongsenergilager kan ta nästa steg mot att nå målet. Lärdomar och framgångsfaktorer från det långvariga restvärmesamarbetet i Kiruna kan lära andra städer om effektiv stadsomvandling med restvärmeintegrering. Även om andra städer inte har så drastiska stadsomvandlingar som den pågående stadsflytten i Kiruna.

Projektgruppen har bestått av Nathalie Fransson (projektledare), Sofia Klugman, Burcu Unluturk, Kristina Lygnerud, Dmytro Romanchenko (IVL Svenska Miljöinstitutet), Jan Fjordell, Conny Furvall, Peter Karlsson, Niklas Siren, Valter Nutti, (Tekniska Verken i Kiruna/Kiruna Kraft), Stefan Lahti (LKAB), Göran Hellström (NeoEnergy), Stefan Swartling (Urban Geothermal Solutions), Maria Josefsson (LKAB Wassara) och Roger Bergström (Projekt och Konsulting i Kiruna). Projektet har finansierats av Energimyndigheten inom TERMO-programmet med delfinansiering från Tekniska Verken i Kiruna, LKAB, LKAB Wassara och Neoenergy.

Projektgruppen vill tacka referensgruppen bestående av Karin Hallström (Varberg energi), Anders Strand, Mats Nilsson, Lennart Hjalmarsson (Göteborg energi) och Jan Bergland (Hydroc) för värdefulla inspel. Projektgruppen vill även tacka Martin Gierow (Krafringen) för information kring utvecklingen av det lågtempererade fjärrvärmenätet i Brunnsberg.

## Summary

---

The ongoing urban transformation in Kiruna, that a large part of the city must be relocated as a result of LKAB's continued mining activities, creates opportunities to establish a more efficient energy system and to achieve the city's climate goals. Today, about 15% of the city's district heating demand is met with excess heat from LKAB and the long-term goal is to achieve 100% excess heat in the system. Investment decisions made in 2021 will result in an increase in the excess heat supply of up to 70% by 2024 as LKAB releases high temperature excess heat by utilizing low-temperature heat internally. To further increase the share of excess heat, there is a need to store heat from the summer period when there is a surplus to the winter period. The project creates an overall picture of the excess heat solution in Kiruna from collaboration between actors to technology, which generates new knowledge about efficient energy transition to sustainable cities with excess heat recovery.

There are several options for thermal energy storage whose applicability is based on thermogeological conditions. Borehole storage and cavern storage were selected for further analysis given the conditions in Kiruna. Through energy system modelling, Kiruna's district heating system was optimized until 2040 through scenario analysis. With an energy storage in the system, a larger amount of excess heat can be used over the year and in particular it reduces the need for heat production during the period of greatest heat demand (winter months). A cost-benefit analysis was carried out on two model scenarios. Both scenarios result in economic savings and reduced external costs (improved public health reducing for example healthcare costs and premature deaths) compared to the reference scenario without an energy storage.

An energy storage, borehole storage and cavern storage, in the order of 30 GWh and 20 MW, was simulated in the Kiruna district heating system. Based on the heat demand and excess heat supply, the results show good performance especially for a borehole storage combined with heat pumps. Investment calculations were performed showing a predominantly positive calculation for a borehole storage with heat pumps. The total investment for the alternative with borehole and heat pump amounts to approximately SEK 300 million.

The data produced within the framework of this project indicates that a seasonal energy storage to utilize more excess heat is the long-term optimal solution for Kiruna's heat supply. An initial estimate of the time plan shows that such a storage could be operational in 2028. For the selected energy storage, an action plan has been



developed that shows the next step that needs to be taken in Kiruna to realizing the energy storage and thus being able to use more excess heat.

Low temperature district heating has been discussed for a long time in Kiruna. The combination of an energy storage facility and a lower supply temperature would be beneficial as the discharge temperature from the energy storage could be lower. Should Kiruna at a later stage, after the energy storage has been built, lower the temperature in the grid, it would result in a more efficient and profitable system for a borehole storage with heat pumps. Especially, less electricity would be needed for the heat pumps, which is favorable given Kiruna Kraft's ambitions to reduce the proportion of electricity used for heat supply.

There is a large untapped excess heat potential in Sweden and Europe. Through the case study of Kiruna, lessons for other cities on effective integration of excess heat have been generated. The success factors in Kiruna and solutions to existing barriers can help other cities to establish an effective and long-lasting collaboration on industrial excess heat. An important key to identifying solutions to other existing barriers is to focus initially on building a relationship and establishing trust between the parties. Several financial barriers have had a major impact on the collaboration, and they have been solved through transparency in the calculations, with a jointly set goal that the collaboration should not affect the city's inhabitants financially and through state funding. An important success factor has been the establishment of a strategic collaboration platform that has guaranteed a continuous dialogue, both during the establishment of the collaboration but equally important during ongoing heat delivery in order to not lose the established relationship and trust.

To identify the factors that can affect the implementation of innovative energy solutions for excess heat recovery, the project has made a comparative analysis of the decision-making process in the choice of district heating technology in New Kiruna Center (conventional district heating technology) and Brunnshög in Lund (low temperature district heating). An innovative objective, especially in the external directives, knowledge of excess heat recovery, either internally or with a long-term partner, and a holistic approach to the city involving many actors to better anticipate long-term changes have been identified as important. For efficient energy transition of cities with excess heat integration, the excess heat potential needs to be mapped and included in the city's energy planning at an early stage and in collaboration with relevant stakeholders. Energy planning should take place at the same time as, and in consultation with, other major changes in the city to avoid sub-optimal systems where the energy efficiency principle is not applied.

## Sammanfattning

---

Den pågående stadsomvandlingen i Kiruna, att en stor del av staden måste flyttas till följd av LKAB:s fortsatta gruvverksamhet, skapar möjligheter att etablera ett effektivare energisystem och bidra till att uppnå stadens klimatmål. I dag tillgodoses cirka 15% av stadens fjärrvärmebehov med restvärme från LKAB och målsättningen på sikt är att nå 100% restvärme i systemet. Investeringsbeslut som togs 2021 kommer att resultera i en ökning av restvärmeandelen på upp mot 70% till 2024 då LKAB frigör högvärdig restvärme genom att internt ta tillvara på lågtempererad värme. För att öka andelen restvärme ytterligare finns ett behov av att lagra värme från sommarperioden då det finns ett överskott till vinterperioden när behovet är som störst. I projektet skapas en helhetsbild av restvärmelösningen i Kiruna från samspel mellan aktörer till teknik vilket genererar ny kunskap om effektiv energiomställning till hållbara städer med restvärmeåtervinning.

Det finns flera alternativ för termiska säsongslager vars tillämplighet baseras på termogeologisk förutsättningar. Borrhålslager och bergrumslager valdes ut för vidare analys givet förutsättningarna i Kiruna. Genom energisystemmodellering optimerades Kirunas fjärrvärmesystem fram till år 2040 genom scenarioanalys. Med ett energilager i systemet möjliggörs att en större mängd restvärme kan användas totalt sett över året och särskilt minskar det behovet av värmeproduktion under perioden med störst värmebehov (vintermånaderna), vilket innebär minskad användning av spetslastpannor. En nyttokostnadsanalys genomfördes på två modellscenarier. Båda scenarierna resulterar i ekonomiska kostnadsbesparingar och minskade externa kostnader (förbättrad folkhälsa som minskar till exempel uteblivet arbete, sjukvårdskostnader och förtidiga dödsfall) jämfört med referensscenariet, att inte uppföra ett energilager.

Ett energilager, borrhålslager och bergrumslager, i storleksordningarna 30 GWh och 20 MW simulerades i Kirunas fjärrvärmesystem. Baserat på det värmebehov och restvärmeleverans som ligger till grund för lagersimuleringar visar resultaten på god prestanda framför allt för ett borrhålslager kombinerat med värmepumpar. För de simulerade alternativen, samt ett jämförelsealternativ med en biobränslepanna, togs investeringskalkyler fram som visade på en övervägande positiv kalkyl för ett borrhålslager med värmepumpar. Totalinvesteringen för alternativet med borrhål och värmepump uppgår till ca. 300 Mkr. Borrhål och värmeväxlare är ungefär 1/3 av investering, värmepumpskostnad 1/3 och resterande projektkostnader och installation. Återbetalningstiden är drygt 9 år. Investeringskostnaden för anläggning av bergrumslager är hög vilket försämrar lönsamheten. Troligen skulle investeringskostnaden vara betydligt lägre om befintlig geologisk formation finns tillgänglig att konvertera till energilager. Sådan formation har inte identifierats i detta projekt men givet Kirunas långa gruvverksamhet är det möjligt att fler alternativ finns som skulle kunna utredas.

Underlaget som är framtaget inom ramarna för detta projekt pekar på att ett säsongsenergilager för att ta tillvara på mer restvärme är den långsiktigt optimala

lösningen för Kirunas värmeförsörjning. En initial uppskattning av tidplan visar på att ett sådant lager skulle kunna tas i drift 2028. För det valda energilagret har en handlingsplan tagits fram som visar nästa steg som behöver tas i Kiruna för att komma närmare att realisera energilagret och därmed kunna nyttja mer restvärme.

Lågtempererad fjärrvärme har diskuterats länge i Kiruna. Kombination med ett energilagret och lägre framledningstemperatur skulle vara gynnsamt eftersom urladdningstemperaturen från energilagret inte skulle behöva höjas lika mycket. Skulle Kiruna i ett senare skede, efter att energilagret har uppförts, sänka temperaturen i nätet skulle det för ett borrhållager med värmepumpar innebära ett effektivare och lönsammare system. Framför allt skulle mindre el behövas till värmepumparna vilket är gynnsamt givet Kiruna Krafts ambitioner om att minska andelen el som går åt till värmeförsörjningen.

Det finns en stor outnyttjad restvärmepotential i Sverige och Europa. Genom en fallstudie av Kiruna har lärdomar för andra städer om effektiv integrering av restvärme genererats. Framgångsfaktorerna i Kiruna och lösningar på förekommande hinder kan hjälpa andra städer att etablera ett effektivt och långvarigt samspel kring industriell restvärme. Att initialt fokusera på att bygga en relation mellan parterna och etablera förtroende är en viktig nyckel för att kunna identifiera lösningar på andra förekommande barriärer. Flera ekonomiska barriärer har haft stor påverkan och de har lösts genom transparens i kalkylerna, med ett gemensamt uppsatt mål att samarbetet inte ska påverka stadens invånare ekonomiskt och genom statligt finansieringsstöd. En viktig framgångsfaktor har varit etablerandet av en strategisk samarbetsplattform som garanterat en kontinuerlig dialog. En kontinuerlig dialog krävs dels under etablerandet av samarbetet men är lika viktig under pågående leverans för att inte riskera att tappa bort relationen och förtroenden.

För att identifiera vilka faktorer som kan påverka att innovativa energilösningar implementeras för restvärmeåtervinning har projektet gjort en jämförande analys av beslutsprocessen vid valet av fjärrvärmeteknik i Nya Kiruna Centrum och Brunns hög i Lund. Beslutsprocessen resulterade i konventionell fjärrvärmeteknik till Nya Kiruna Centrum och ett lågtempererat fjärrvärmesystem i Brunns hög. En innovativ målsättning, särskilt i de externa direktiven, kunskap om restvärmeåtervinning, antingen internt eller hos en långvarig samarbetspartner och en holistisk syn på staden där många aktörer engageras för att man bättre ska kunna förutse förändringar på lång sikt har identifierats som viktiga. För effektiv energiomställning av städer med restvärmeintegrering behöver restvärmepotentialen kartläggas och inkluderas i stadens energiplanering i ett tidigt skede och i samverkan med relevanta aktörer. Energiplaneringen bör ske samtidigt som, och i samråd med, andra större förändringar i staden för att undvika suboptimala system där energieffektiviseringsprincipen inte tillämpas.

# Innehållsförteckning

---

<b>Förord 3</b>	
<b>Summary</b>	<b>4</b>
<b>Sammanfattning</b>	<b>6</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>9</b>
<b>2 Genomförande</b>	<b>10</b>
<b>3 Restvärmepotential</b>	<b>12</b>
<b>4 Möjliga energilagerlösningar</b>	<b>19</b>
<b>5 Modellering av Kirunas energisystem</b>	<b>42</b>
<b>6 Samhällsekonomisk nyttokostnadsanalys</b>	<b>69</b>
<b>7 Fördjupad analys av utvalda lagertekniker</b>	<b>78</b>
<b>8 Investeringskalkyl</b>	<b>89</b>
<b>9 Effektiv energiomställning av städer med restvärmeintegrering</b>	<b>101</b>
<b>10 Samspelet mellan aktörer</b>	<b>104</b>
<b>11 Nästa steg för ett klimatneutralt värmesystem: Handlingsplan Kiruna</b>	<b>118</b>
<b>12 Diskussion och slutsatser</b>	<b>128</b>
<b>13 Referenser</b>	<b>134</b>
<b>Bilagor</b>	<b>138</b>
<b>A: Fördjupning kring valda lagertekniker</b>	<b>138</b>
<b>B: Resultat från energisystemmodelleringen</b>	<b>154</b>

# 1 Inledning

---

## 1.1 Bakgrund

Energiomställningen av städer är en nyckelfaktor för att klara uppsatta klimatmål i Sverige, EU och internationellt. Värme- och kylsektorn är den enskilt största energisektorn i Europa och utgör cirka 50% av energibehovet. Potentialstudier visar att industriell restvärme skulle kunna möta 25% av byggnaders värmebehov (Miró, Brückner et al. 2015) och urban (lågtempererad) restvärme ytterligare 10% (Lygnerud, Nielsen et al. 2022). Det finns således en stor, outnyttjad, potential av restvärme i Sverige och Europa vilket tyder på befintliga hinder för att realisera potentialen. I detta projekt skapas en helhetsbild av restvärmelösningen i Kiruna från samspelsfaktorer till teknik. Genom lärdomarna i Kiruna genereras ny kunskap för städer och energiföretag gällande effektiv stadsomvandling med restvärmeintegrering.

Den pågående stadsomvandlingen i Kiruna, att en stor del av staden måste flyttas till följd av LKAB:s fortsatta malmbrytning, skapar möjligheter för att etablera ett effektivare energisystem och bidra till att uppnå stadens klimatmål. I Kiruna har LKAB och det kommunalägda fjärrvärmebolaget, Kiruna Kraft, ett etablerat restvärmesamarbete sedan mitten på 1990-talet. Idag utgör restvärmen 10–15% av den totala värmeförsöjningen i Kirunas fjärrvärmesystem. Basproduktionen av värme i Kiruna idag är förbränning av avfall som bland annat importeras från Norge. Förbränning av avfall är förknippat med fossila utsläpp och för att fjärrvärmebolaget ska kunna bistå stadens mål om klimatneutralitet har ett beslut tagits att avveckla avfallsförbränningen år 2024. 2021 fattades ett investeringsbeslut som kommer innebära en restvärmeandel på upp mot 70% från 2024, vilket kommer täcka upp för en stor del av bortfallet från avfallsförbränningen. Resterande värmebehov planeras tills vidare att mötas främst av förbränning av biomassa. Den tekniskt tillgängliga potentialen av restvärme från LKAB:s gruvverksamhet är tillräckligt stor för att kunna möta hela uppvärmningsbehovet i Kiruna vilket också är målsättningen på sikt. Parterna i Kiruna ser en ökad konkurrens om biomassa när allt fler sektorer kan behöva råvaran för att klara sin omställning. En konkurrens som kommer att göra restvärme än mer gynnsamt. Osäkerhet kring försörjning av biomassa och höga priser på biomassa blev till exempel aktuellt redan under vintern 2022/23. En stor del av restvärmepotentialen från LKAB finns tillgänglig under sommarmånaderna medan det under vintern är mer begränsat eftersom värmen används intern. För att kunna använda mer restvärme även under de kallare månaderna undersöks i projektet alternativ för säsongsenergilagring av värme från sommaren till vintern. På längre sikt finns även aspekten att Kiruna Krafts fjärrvärmecentral hamnar inom rasområdet från gruvan. Om detta händer kan LKAB behöva

bekosta en ny värmecentral med nya pannor. För att undvika detta kostsamma scenario, är det betydelsefullt att kunna utnyttja restvärmen från LKAB i största möjliga mån.

Kirunas energiframtid präglas av att stora förändringar är på intåg. Detta gäller inte minst frågan om HYBRIT, järnsvampproduktion med vätgas. Den behöver placeras i närhet av malmbrytningen men det är inte bestämt när den ska komma till Kiruna. Ett mycket stort elbehov och ett stort värmeöverskott kan förändra situationen drastiskt när detta sker. I denna studie behandlas lösningar som kan appliceras effektivt på befintligt system, utan HYBRIT, på grund av de stora osäkerheterna som är förknippade med projektet. Kirunas Krafts målsättning om klimatneutralitet till 2025 ligger långt före en eventuell etablering inom HYBRIT projektet.

## 1.2 Syfte

Projektet utreder hur Kirunas energisystem kan ställas om för en optimerad restvärmeåtervinning med hjälp av ett säsongslager, vilket bidrar till stadens mål om klimatneutralitet. Genom att skapa en helhetsbild av restvärmelösningen i Kiruna från samspel till teknik genereras ny kunskap om effektiv energiomställning till hållbara städer med restvärmeåtervinning.

Projektet modellerar hur Kirunas energisystem bör ställas om för en optimerad restvärmeanvändning och tar fram underlag till ett säsongsenergilager och en handlingsplan för att underlätta nästa steg i Kiruna, att ta resultaten i projektet vidare till implementation. Den strukturen som tillämpats i projektet för att ta fram ett optimerat fjärrvärmesystem med restvärmeutnyttjande och säsongsenergilager beskrivs i rapporten för att kunna utgöra struktur för andra energibolag och städer som vill integrera restvärme i sin värmeförsörjning. Det långvariga restvärmesamarbetet i Kiruna gör det till intressant fall för att studera samspelsfaktorer vid etablering och utveckling av ett restvärmesamarbete. I projektet identifieras vilka framgångsfaktorer som har varit rådande i samarbetet i Kiruna samt hur parterna har överkommit de förekommande barriärerna under samarbetets mer än 25 år. I kapitel 12 Diskussion och slutsatser diskuteras resultatens generaliserbarhet för att förtydliga vilka aspekter som är specifika för Kiruna och vilka som är direkt tillämpbara för andra städer.

## 2 Genomförande

---

Den stegvisa implementationen av projektets genomförande beskrivs kortfattat nedan. Under respektive resultatavsnitt i rapporten beskrivs metodik noggrannare. Det har redan definierats att man i Kiruna vill öka mängden restvärme som kommer till nytta i fjärrvärmesystemen och för att göra det krävs ett säsongsenergilager. För att avgöra vilken nytta och funktion ett energilager har ur ett systemperspektiv och vilken energilagerlösning som är relevant att gå vidare med i fallet Kiruna har följande aspekter beaktats: tillgänglig restvärme (vilken temperatur och när på året),

teknikens mognad, geologiska och hydrologiska förutsättningar, energilagrets långsiktiga roll i energisystemet, energilagrets samhällsmässiga nytta, energilagrets funktion i driftsystemet, temperaturer för laddning och urladdning, lagrets påverkan på samarbetet samt ekonomiska faktorer. När ett energilager definierats togs en handlingsplan fram för att bestämma nästa steg som behöver tas för att realisera nästa steg i Kiruna.

- I ett första steg kartlades den befintlig restvärme från LKAB:s processer och hur mycket av restvärmen som kan lagras från sommaren till vintern.
- Sedan följde en teoretisk översikt av säsongenergilagret utifrån en teknisk beskrivning, ekonomi, förutsättningar och erfarenheter från implementerade system. Den teoretiska översikten kombinerades med de termogeologiska förutsättningarna lokalt i Kiruna i en analys av för- och nackdelar med olika lagerlösningar i Kiruna. Detta resulterade i val av lagerlösningar att gå vidare med.
- De valda säsongslagerlösningarna inkluderades som investeringsalternativ i den energisystemmodell av Kirunas fjärrvärmesystem som togs fram i projektet. Syftet med energisystemmodellen var att undersöka den optimala mängden restvärme i fjärrvärmesystemet och vilken storleksordning det motsvarar på energilager genom scenarioanalys. Modellresultatet resulterade i några scenarier som är relevanta att gå vidare med i projektet utifrån uppsatta kriterier.
- De valda scenarierna utvärderades i en samhällsekonomisk nyttokostnadsanalys för att inkludera påverkan på externa effekter, utsläpp av växthusgaser och utsläpp till luft som påverkar folkhälsan, i beslutsunderlaget.
- Energilagarsimuleringar utfördes där värmelagret betraktades som en självständig produktionsenhet ute i fjärrvärmenätet som kan leverera värme vid önskad framledningstemperatur i kombination värmepanna eller värmepump. Energilagarsimuleringarna har skett i en iterativ process tillsammans med Kiruna Kraft för att få de olika driftfallen rätt.
- Baserat på de storleksordningar för energilager som framkom som optimalt i energisystemmodellen och de driftstrategier och driftfall som diskuterades med Kiruna Kraft togs investeringskalkyler för tre energilageralternativ fram som jämfördes med alternativet att i stället investera i biobränslepannor för att möta samma behov.
- Val av energilager baserat på det framtagna underlaget och framtagande av handlingsplan som beskriver vilka steg och i vilken ordning man behöver ta i Kiruna för en effektiv implementering av den valda lösningen. Vid framtagning av handlingsplanen har även diskussioner med kommunen initierats.
- En analys av samspelsfaktorer i restvärmesamarbetet i Kiruna inklusive en diskussion kring hur ett energilager kan påverka samarbetet.

Projektet har haft stort fokus på lärdomar för andra städer. Dels processen med att avgöra behovet av ett energilager, dels val av teknik och dimensionering av lagret. För att ett restvärmesamarbete



ska realiseras behöver många barriärer överkommas, projektet har därför identifierats framgångsfaktorer i samarbetet i Kirunas samt lösningar på de förekommande barriärerna för att underlätta för etablering av restvärmesamarbete i andra städer. Restvärmeintegrering som en del av en hållbar stadsomvandling kan ha stor betydelse givet den existerande potentialen i Sverige och Europa. Projektet har därför genomfört en jämförande studie kring effektiv stadsomvandling med restvärmeåtervinning genom att studera beslutsprocessen vid valet av fjärrvärmeteknik för restvärmeåtervinning till Nya Kirunas Centrum och Brunnsberg i Lund.

## 3 Restvärmepotential

---

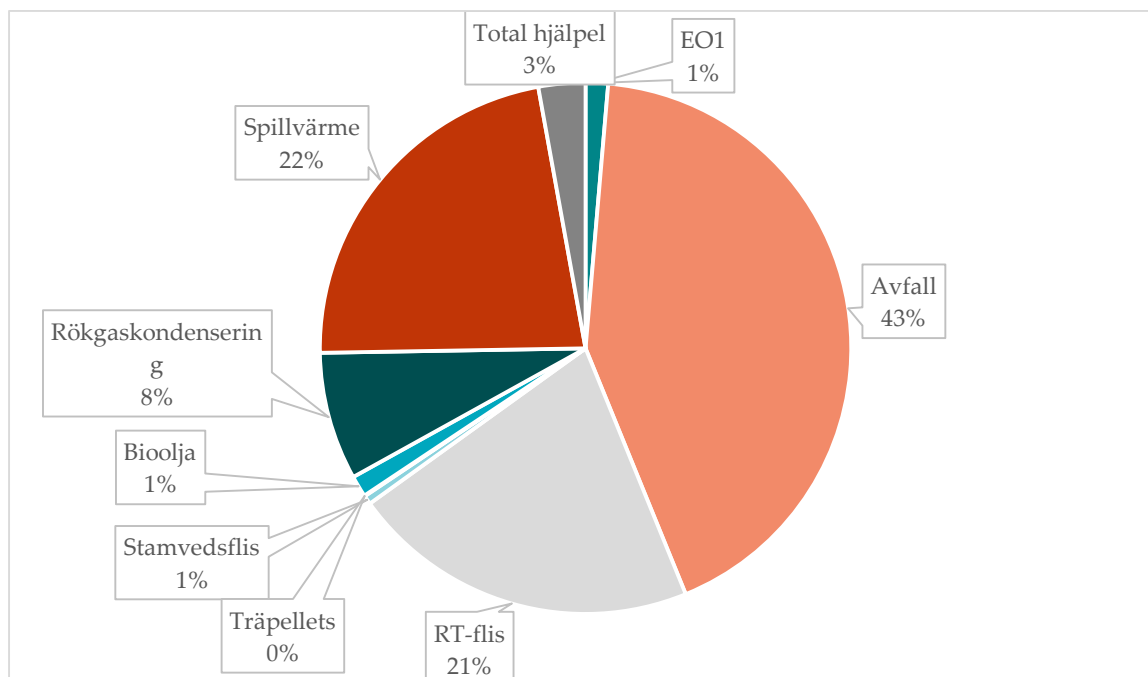
I detta kapitel beskrivs dagens leverans av restvärme från LKAB till Kiruna Kraft, och en bedömning av möjlighet till ökad leverans görs. Omfattningen av värmeöverskott sommartid som skulle kunna sparas i ett geotermiskt lager beskrivs för dagens situation och för ett möjligt framtida scenario.

Det bör redan här påpekas att bedömningen av restvärmeleveransens storlek och säsongsberoende har utvecklats något under projektets gång och därmed påverkat förutsättningar för de olika simuleringarna som genomförts, vilket får anses vara en normal progression i ett större projekt.

### 3.1 Dagens värmesystem

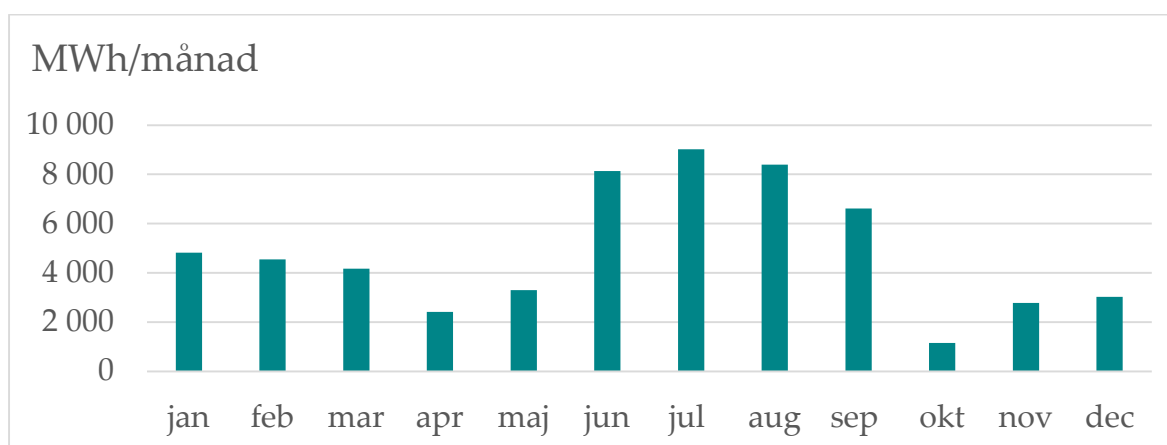
Redan i dag levereras högtempererad värme, ca 120 °C, från LKAB till Kiruna Kraft. Värmen har sitt ursprung i kulsinterverkets tre avgaspannor. Totalt är den installerade effekten i avgaspannorna ca 60 MW. Kulverten mellan LKAB och Kiruna Kraft begränsar dock leveransen till 18 MW. Avgaspannorna försörjer även LKAB:s interna värmenät. LKAB:s interna värmebehov på ca 224 GWh per år tillgodoses genom två värmenät. Den främsta värmekällan som används är avgaspannor i kulsinterverken, men dessa kompletteras tidvis med oljepannor. Cirka hälften av LKAB:s värmebehov utgörs av uppvärmning av gruvventilation och hälften av uppvärmning av processer och lokaler. År 2020 levererades totalt 58 GWh från LKAB till Kiruna Kraft. Detta motsvarar 22 % av total tillförd energi till fjärrvärme som var 260 GWh år 2020. I Figur 1 visas tillförd energi till fjärrvärmerna i Kiruna per bränsle år 2020.





Figur 1 Tillförd energi år 2020 till Kiruna Krafts fjärrvärmeproduktion. Totalt tillfördes 260 GWh. Av detta var 58 GWh restvärme från LKAB. Källa: Energiföretagen Sverige (2022)

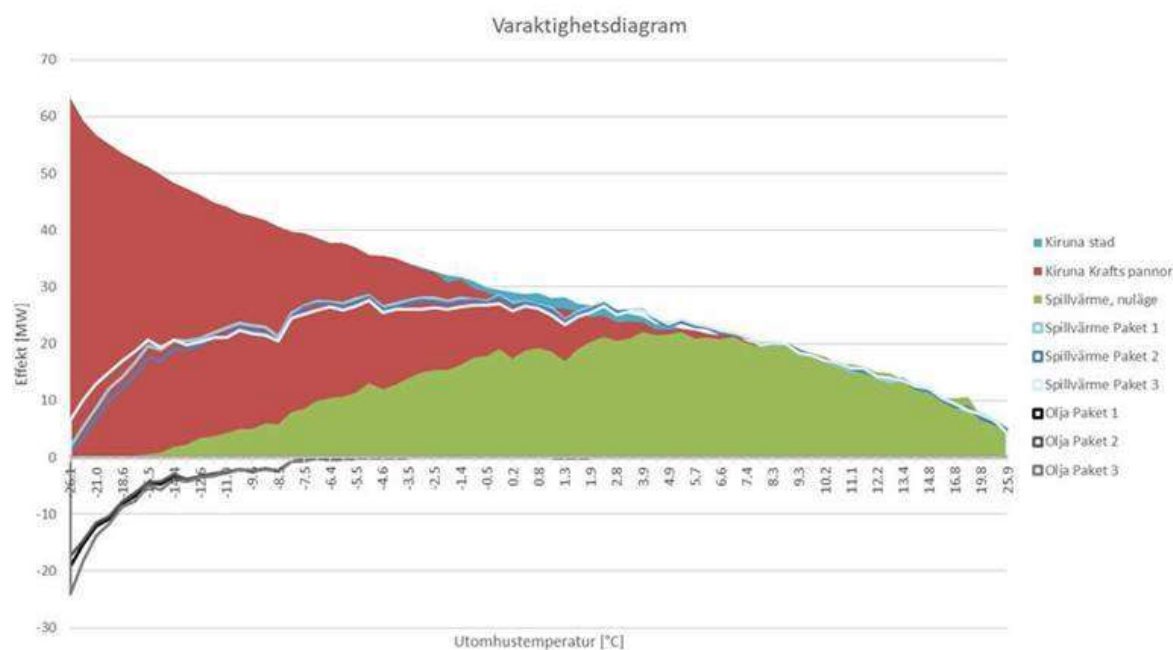
År 2020 levererades 58 GWh från LKAB till Kiruna Kraft. Leverans per månad visas i Figur 2. Under sommarmånaderna täcktes hela värmebehovet av LKAB.



Figur 2 Tillförd värme från LKAB till Kiruna Kraft år 2020. Källa: Kiruna Kraft

I Figur 3 visas restvärmeleverans som kan ske i dagens system baserat på utomhustemperatur (gröna ytan). Under sommarmånaderna täcks hela värmebehovet av värme från LKAB, men med

kallare utomhustemperatur avtar möjligheten för LKAB att sälja värme. Den kallaste perioden, från utomhus ca  $-15^{\circ}\text{C}$ , kan inget levereras på grund av LKAB:s interna värmebehov.



Figur 3 Fjärrvärmebehov i Kiruna vid olika utomhustemperaturer. Grönt fält är möjlig restvärmeleverans från LKAB i dagsläget.  
 Källa: Green Exergy (2019)

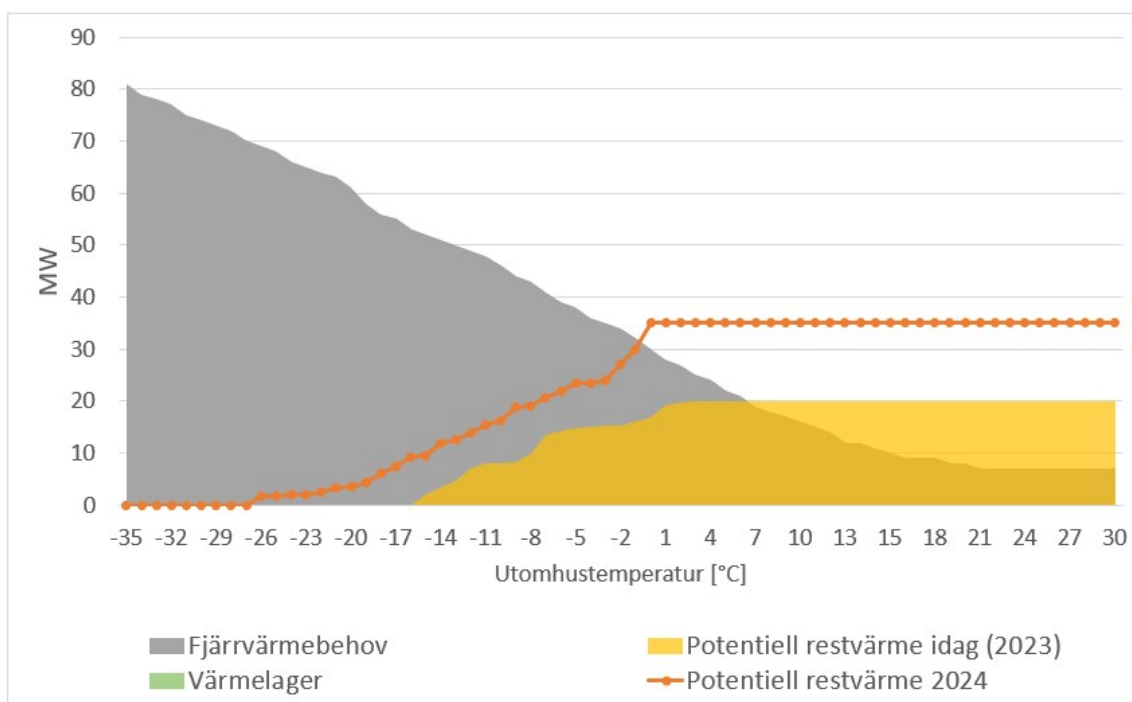
## 3.2 Potential för ökad restvärmeleverans

LKAB har genom ett flertal studier undersökt möjligheten till ökad intern värmeintegrering och ökad leverans av värme till Kiruna Kraft. I dagsläget kyls en stor mängd värme bort under sommarhalvåret då det varken finns ett stort internt värmebehov eller stort behov av värme i stadens fjärrvärmenät. För att frigöra värme även vintertid, då dels staden har ett stort värmebehov och LKAB själva önskar minska behovet att elda olja, har studier genomförts angående sätt att minska flaskhalsar mellan de två interna värmenätet, ökad värmeåtervinning i gruvventilationen, dels ytterligare en avgaspanna i kulsinterverken.

Den luft som förs ned i gruvan behöver vara minst  $+1^{\circ}\text{C}$ . Det behövs inte högt tempererad värme för att åstadkomma detta utan lågt tempererad överskottsvärme kan användas. Från rökgaserna finns även möjligheter att ta tillvara på lågt tempererad värme i spannet  $50\text{--}55^{\circ}\text{C}$ . Genom ett förslag på detta som studerats av Kiruna Kraft skulle 42 GWh värme kunna ersättas. Samma mängd högvärdig värme, ca  $120^{\circ}\text{C}$ , skulle därmed frigöras och kunna levereras till Kiruna Kraft under den kalla säsongen. Det finns även möjlighet att återvinna värmen i frånluften som är  $+9^{\circ}\text{C}$  året runt. Detta görs i dagsläget två av de sju ventilationsstationerna, men skulle kunna göras i flera.

Avgaserna i kulsinterverken har temperatur ca 300–400°C. I dagsläget har tre av de nio avgaskanalerna avgaspannor installerade. Den sammanlagd effekt på dessa tre är 60 MW. I avgaspannorna kyls avgaserna till ca 150°C. LKAB har undersökt möjligheten att installera ytterligare en avgaspanna, med kapaciteten 8 MW, vilket ger total kapacitet 68 MW. Denna kapacitet är tillgänglig året runt. Övriga avgaskanaler har inte möjlighet till avgaspannor. I enlighet med beslutet i november 2021 om det utvidgade samarbetet mellan LKAB och Kiruna kraft, kommer LKAB öka möjligheten till restvärmeleveranser till Kiruna Kraft genom tre huvudsakliga åtgärder:

1. Installera ytterligare en avgaspanna i kulsinterverket för att utvinna mer högvärdig restvärme.
2. Frigörande av kapacitet för högvärdig restvärme genom värmeintegrering i gruvventilationen. Detta får särskilt betydelse under den kalla perioden.
3. Öka överföringskapaciteten mellan LKAB och Kiruna Kraft genom ökning av värmeväxlarkapaciteten. 40–45 MW ska kunna erhålls som kortare toppar, men normal blir kapaciteten närmare 21 MW.



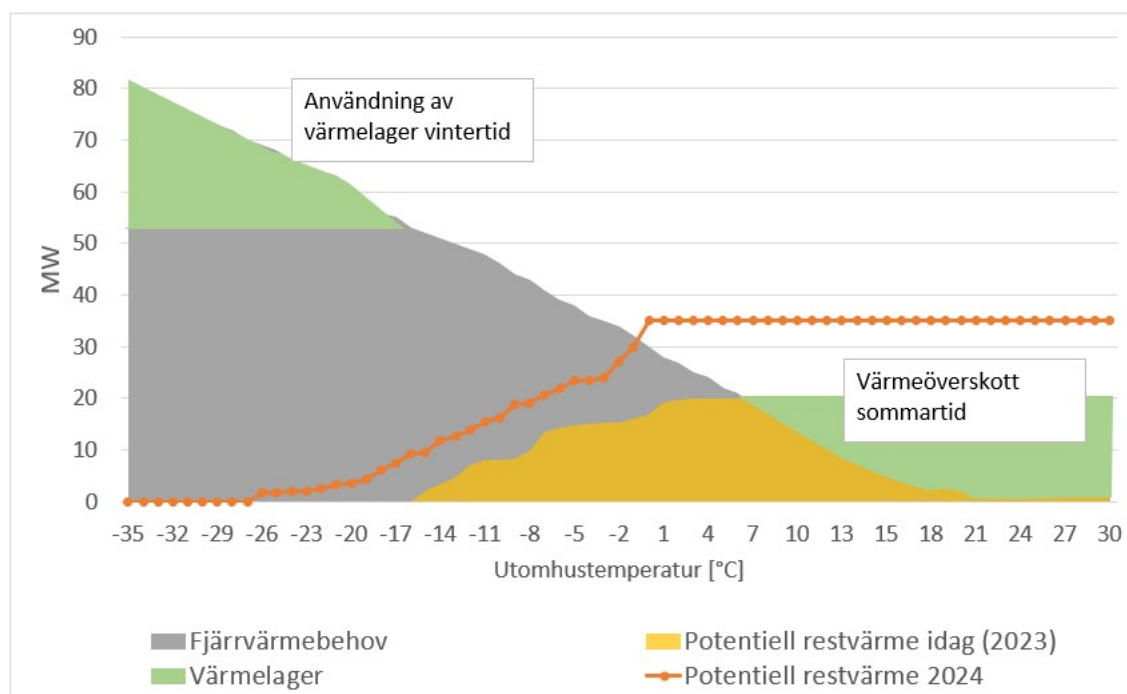
Figur 4 Fjärrvärmebehov i Kiruna vid olika utomhustemperaturer. Grönt fält visar restvärme från LKAB vid kapacitetsökning i kulsinterverket, kapacitetsökning i kulvert mellan LKAB och Kiruna Kraft, samt mer intern värmeåtervinning inom LKAB.

Den ökade leveransmöjligheten illustreras av den orangea prickade linjen i Figur 4. Till skillnad från idag (se den gulmarkerade ytan) kommer mer restvärme att kunna levereras även vid lägre temperaturer. Med dessa förändringar skulle ca 180 GWh av Kiruna Krafts behov kunna tillgodoses. Effekten blir dock kraftigt avtagande vid kallare temperaturer.

### 3.3 Överskott på sommaren

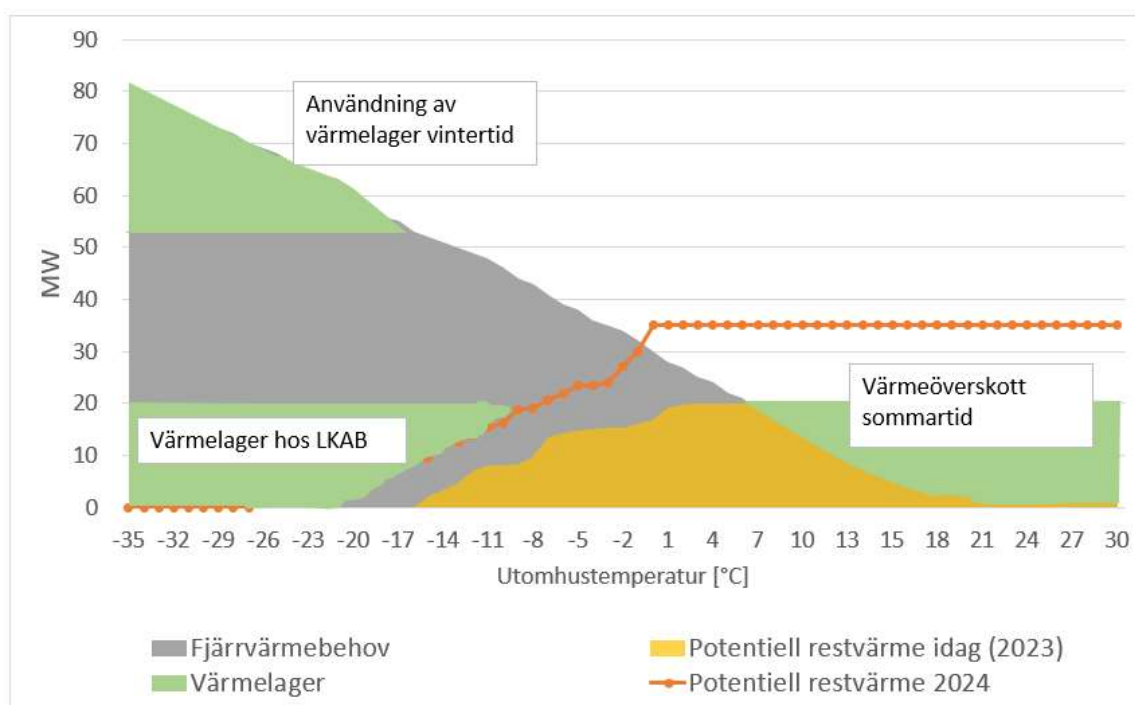
I dagsläget finns en ackumulatortank på 750 MWh för korttidslagring i Kiruna Krafts nät. Men det saknas möjlighet att lagra värme en längre tidsperiod.

Om ett säsonglager anläggs, skulle den restvärme som finns i överskott på sommaren kunna lagras och användas under vintern. Efter att Kiruna Krafts behov tillgodosetts, kan ett värmeöverskott på ca 22 GWh per år (5–15 MW i 3 månader) skickas till staden sommartid. Detta är antaget en överföringskapacitet på ca 20-25 MW, såsom illustrerat i Figur 5. Denna värme har temperatur ca 105–110 °C och skulle kunna ladda ett säsonglager. I Figur 5 visas även hur den lagrade värmen kan användas för att kapa effekttopparna vintertid. Detta gör att man kan investera i mindre pannkapacitet för toppar i värmebehovet. Behovet av toppeffekt i pannor minskar från ca 80 MW till 55 MW.



Figur 5 Varaktighetskurva för värmebehovet i Kiruna för olika utomhustemperaturer. Det röda fältet visar storleken på värmeöverskottet från LKAB sommartid, som skulle kunna lagras till vintern. Det lila fältet visar hur värmen som har lagrats kan användas vintertid.

För att ytterligare minska behovet av pannkapacitet vintertid skulle ett lager på LKAB:s sida av värmekulverten kunna anläggas. Då kan den ytterligare överskottsvärme som inte är möjlig att skicka till staden sommartid, på grund av kulvertens kapacitetsbegränsning, kunna lagras. Detta illustreras principiellt i Figur 6. Om ca 10 GWh värme lagras kan behovet av topp effekt i pannor minska ytterligare 20 MW.



Figur 6 Varaktighetskurva för värmebehovet i Kiruna, vid olika utomhustemperaturer. Den mörkgröna ytan illustrerar hur ett geotermiskt lager på LKAB:s sida av kulverten kan användas vintertid.

### 3.4 Expansion av Kiruna

I Kiruna väntas en företagsexpansion under de närmsta decennierna. LKAB utökar sin gruvbrytning, rymdbasen EsRange har planer att utöka verksamheten till att även omfatta uppskjutning av satelliter, och LKAB-SSAB-Vattenfall-samarbetet Hybrit planerar att förlägga ny

stålproduktion till Kiruna. I och med detta förväntas befolkningen i Kiruna öka. År 2021 var antalet invånare 22 675 personer, varav 16 420 personer i tätorten.

Med utgångspunkt från den preliminära bedömning som regeringens samordnare för samhällsomställning i Norrbotten och Västerbotten gjort, att befolkningen i de två länen kan växa med mellan 50 000 och 100 000 invånare till 2030 (Dagens nyheter 2021), har ett antagande gjorts att Kirunas befolkning kan öka med 5000 – 10 000 invånare. Ett antagande utifrån detta är att bostäder för 2 500 personer kommer byggas inom fjärrvärmenätets område. Med den genomsnittliga bostadsytan per person som i Sverige är 42 kvadratmeter, skulle detta innebära nya bostäder på totalt 105 000 kvadratmeter inom fjärrvärmenätet. Antaget att dessa bostäder har ett värmebehov enligt BBR, 107 kWh per kvadratmeter, blir det ökade värmebehovet totalt ca 11 GWh per år, och effektbehovet ökar med ca 4,5 MW.

### 3.5 Möjligheter att sänka temperaturen i existerande högtemperaturnät

Genom att sänka temperaturerna i fjärrvärmenäten kan en högre grad av nya värmeresurser, exempelvis restvärme med lägre temperaturer, tas om hand i fjärrvärmesystemen. Ett säsongslager kan även utformas på ett mindre kostsamt sätt om uttaget på vintern kan ha en lägre temperatur. Vanligtvis sker sänkning av fjärrvärmeparametern i samband med en nyinvestering i ett fjärrvärmenät. Möjligheten att göra det i ett existerande nät där både fastigheter, undercentraler och nät dimensionerats för högre temperaturer beror i hög utsträckning på de specifika förutsättningarna i nätet.

I Albertslund kommun utanför Köpenhamn demonstreras inom Horizon2020-projektet REWARDHeat (REWARDHeat 2022) genom segmentering sänka temperaturen i delar av nätet för att minska distributionsförlusterna. Byggnaderna i området är villor uppförda på 60- och 70-talet och har genom gått olika mycket renoveringar. Temperaturen i nätet innan projektstart var 85 °C, vilket även fortsättningsvis kommer att vara temperaturen i huvudledningen, medan temperaturen i segment via ventiler, sänks till cirka 60 °C genom att blanda framledning och returledning. Ambitionen är att alla bostäder inom fjärrvärmenätet ska få lägre temperatur i nätet (Danish Energy Agency 2014).

I ett äldre fjärrvärmenät i Brescia i norra Italien har försök gjorts att växla ned temperaturen inom ramen för Horizon2020-projektet TEMPO (TEMPO 2020). Fjärrvärmenätet sektionerades av med hjälp av en värmeväxlare för att testa olika värmenivåer i en del av nätet. Framledningstemperaturen sänktes i den första fasen i steg om 5 grader från 110 – 120 °C ned till 90 °C, dvs totalt 20 – 30 graders sänkning. Under sänkningen hade man kontinuerlig övervakning av framför allt kundsidan, såsom delta-T, men även av olika parametrar i nätet, exempelvis

tryckhöjd och flöde. I vissa fall klarade inte de äldre fastigheterna som var anslutna till nätet av denna sänkning, de blev inte tillräckligt varma även med fullt öppna ventiler. Vid dynamisk styrning av framledningstemperaturen, med mätning på kundsidan för att kunna anpassa flödet, underlättades dock detta.

Viktigt i sammanhanget är den termiska trögheten i de anslutna fastigheterna, med nybyggnation kan trögheten förmodligen vara större (Johansson 2021). Därtill är det av vikt att förlusterna i nätet inte är så stora att fastigheterna utsätts för legionellarisk i tappvarmvattnet, även om temperaturen skulle ligga så lågt som på 65 °C ut från fjärrvärmeproduktionen. Elpatroner kopplade till tappvarmvattnet kan hjälpa till att minska denna risk. Ett vattenburet radiatorsystem, och därtill vattenburen golvvärme, underlättar för att sänka temperaturerna i näten. Om det är dags att byta undercentralerna i fjärrvärmenätet finns också större möjligheter att anpassa fastigheterna till lägre temperaturer.

För Kiruna kan nya stadsdelar såsom nya centrum vara särskilt lämpligt för att testa möjligheten med lägre fjärrvärmetemperatur, eftersom nya hus som byggs är mindre effektkrävande. Nya Kiruna centrum är byggd enligt gällande energistandard för nya byggnader och därmed blir värmebehovet lägre än i den befintliga staden. Enligt preliminär uppskattning gjord av Sweco (Plahn 2021). för nya centrum samt området Jägarskolan, kommer behovet av installerad värmeeffekt bli ca 62 MW för nya Kiruna centrum, och 3 MW för Jägarskolan. Årligt energibehov blir cirka 156 GWh/år för nya Kiruna centrum och 8 GWh/år för Jägarskolan. 30 % av värmebehovet är till tappvarmvatten.

Tidigare studier har gjorts på att implementera lågtempererade nät (fjärde generationens fjärrvärme) för delar av de nya bostäderna i Kiruna. För området Jägarskolan 2 bestående av 20 villor undersöktes 2019 skillnaden i kostnader och förluster mellan att investera i ett traditionellt fjärrvärmesystem och ett lågtemperaturnät. Kostnaden för installation uppskattade vara cirka 1 miljon lägre för ett lågtempererat system och förlusterna cirka 40% lägre. Utmaningen ansågs i studien ligga i integreringen mot högtemperatursystemet men slutsatsen var att det är möjligt att bygga mindre områden med lågtempererad fjärrvärme i Kiruna (RISE 2019).

## 4 Möjliga energilagerlösningar

---

I detta kapitel ges en introduktion till möjliga termiska säsongsenergilager i Kiruna, dess för- och nackdelar, teknikens mognad samt deras lämplighet utifrån de lokala termogeologiska och geohydrologiska förutsättningar.

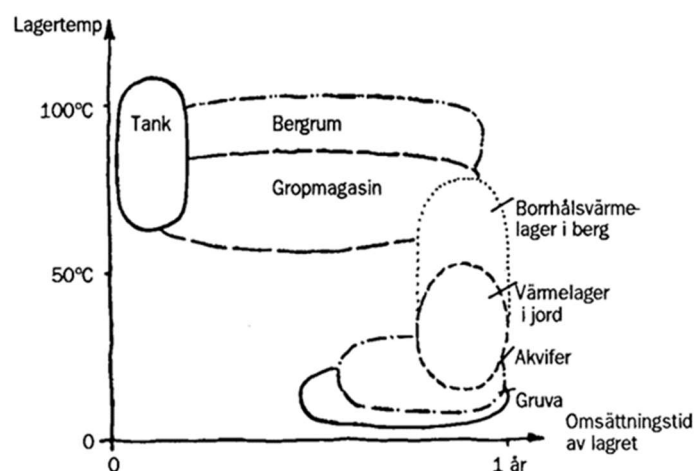
## 4.1 Introduktion termiska energilager

Inom området termisk energilagring eller *thermal energy storage* (TES) finns många olika teknologier. Termisk energi kan lagras som sensibel värme, latent värme och kemisk energi (dvs. termokemisk energilagring) med kemiska reaktioner. För närvarande är TES-system baserade på sensibel värme kommersiellt tillgängliga medan termokemisk och fasomvandlingsbaserade lagringssystem mestadels är under utveckling och demonstration (Holgersson, Räftegård et al. 2019).

Det mest populära och kommersiella värmelagringsmediet är vatten, som har flera kommersiella och industriella applikationer. Varmvattentankar är en välkänd teknik för kortvarig lagring av termisk energi, till exempel ackumulatortankar i fjärrvärmesystem. Underjordisk lagring av termisk energi (UTES) är en mycket använd lagringsteknik som använder marken som ett lagringsmedium för både värme- och kylförvaring och är fokus i denna rapport som säsongenergilagring. UTES-teknik inkluderar bergrumslager (CTES), groplager (PTES), borrhålslager (BTES) och lagring i akviferer (ATES) (Holgersson, Räftegård et al. 2019) samt gruvlager (MTES) som kan vara aktuellt på en ord som Kiruna. Vilken av dessa tekniker som väljs beror starkt på de lokala geologiska förhållandena, vilket beskrivs i 4.3, samt systemkrav.

Potentialen för att använda en viss lagerteknik 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 7 (Rydell, Lundin et al. 1988), där även lämpligt tillämpningsområde avseende temperaturnivå och omsättningstid antyds. För lager med lång omsättningstid (få omsättningar per år) bör anläggningskostnaden per MWh lagringskapacitet vara relativt låg för nå en rimlig ekonomi. Vid säsongslagring krävs dessutom stor värmekapacitet, vilket medfört att stora markvolymer framstår som det mest intressanta alternativet för lagring av värme och/eller kyla.





Figur 7: Åskådliggörande av tillämpningsområde med avseende på temperaturnivå och omsättningstid (Rydell, Lundin et al. 1988).

## 4.2 Översikt energilager

Värmelagring i mark är en särskilt intressant teknik för långtidslagring av stora energimängder i mark då det är relativt billigt och tillgängligt för byggnation. I detta avsnitt görs en översiktlig genomgång av olika typer av markvärmelager med avseende på teknik, ekonomi, förutsättningar och erfarenheter från nordiska projekt och anläggningar.

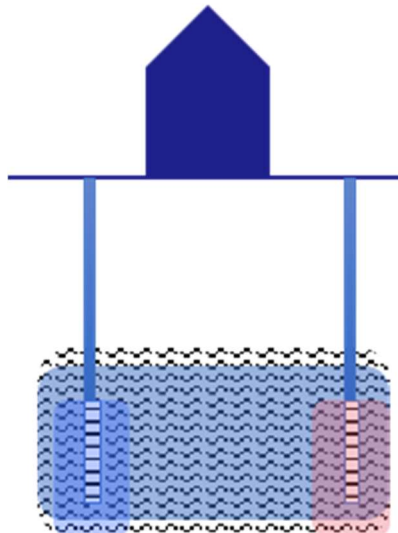
### 4.2.1 ATES – Akvifer

*Teknikbeskrivning:*

Lagring i akvifer använder sig av ett naturligt vattengenomsläppligt lager i marken som lagringsmedium. Överföringen av värmeenergi uppnås genom massöverföring (dvs. extrahera/åter injicera vatten från/in i det underjordiska skiktet) (Erlström, Mellqvist et al. 2016). De flesta applikationer handlar om lagring av vinterkylning som sedan användas för kylning av stora kontorsbyggnader och industriprocesser på sommaren. En viktig förutsättning för denna teknik är tillgången på lämpliga geologiska formationer (Erlström, Mellqvist et al. 2016).

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 återinjektionsbrunnar som är belägna ett stycke därifrån, se Figur 8 )(Plahn, 2021). Vid lagring av värme pumpas kallt vatten från den vänstra brunnen upp till energicentralen där värme tillförs och återförs sedan 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 8: ATEs – Värmelagring i akvifer (grundvattenmagasin) (Plahn, 2021).

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. 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.

#### *Ekonomi:*

Investeringskostnaden är relativt låg eftersom en stor lagringsvolym kan åstadkommas med ett mindre 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.

#### *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 (till exempel 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:*

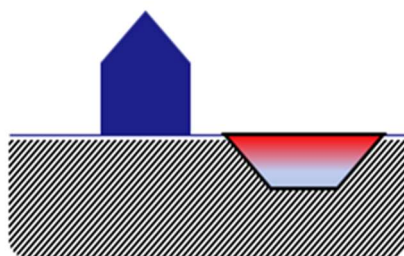
Värmelagring i grundvattenmagasin är en teknik som använts sedan mitten av 1960-talet i Kina.

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 framför allt i Holland där det finns mer än 1500 anläggningar bland annat då gynnsamma geologiska förutsättningar råder (Lee 2013). I Sverige finns ca 190 anläggningar med en effekt högre än 100 kW företrädesvis i södra Sverige. Applikationerna avser huvudsakligen låg temperatur (Holgersson, Räftegård et al. 2019). 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 densitetsskillnader mellan varmare och kallare delar av 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. De svenska akviferernas geologiska förutsättningar är typiskt inte lämpade för högtemperaturlagring (Eriksson and Melin 1986).

## 4.2.2 PTES – Groplager

*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 9 (Geoenergicentrum 2023). Sidorna och botten kläs med en tätande duk av polymer såsom polypropylen eller polyetylen (Schmidt, Pauschinger et al. 2018, Xiang, Xie et al. 2022).



Figur 9: PTES – Värmelagring i gropmagasin, blockfylld berggrop eller sjö (Geoenergicentrum 2023).

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.

*Ekonomi:*

Erfarenheter från Danmark (State of Green 2014, Holgersson, Räftegård et al. 2019) 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 är utformat för att flyta på vattnet. Regnvatten samlas upp och leds bort. En bärande lockkonstruktion anses vara alltför kostsam.

*Förutsättningar:*

Groplager kan anläggas där det är möjligt att gräva till ett djup av 10 - 15 m eller där man av någon anledning anlagt större hålighet i marken. Kostnaden är relativt låg om man slipper borrhings- och sprängarbeten, dvs. i okonsoliderad mark (lera, morän, jord).

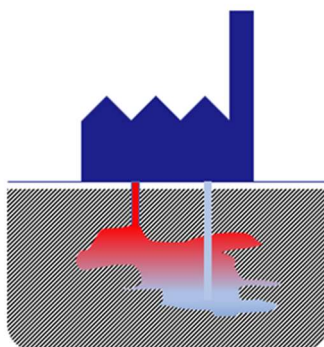
*Erfarenheter:*

Tekniken med gromagasin är väl utvecklad i Danmark där ett flertal groplager har anlagts med en volym upp till 200 000 m<sup>3</sup> (State of Green 2014). Utvärdering av gromagasin 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 lockets isolering.

## 4.2.3 MTES – Gruvor

*Teknikbeskrivning:*

Värmelager i gruvor utnyttjar den grundvattenvolym som naturligt finns i gruvan som lagringsmedium. Gruvans geometri och hydrauliska täthet är avgörande för om den ska kunna användas för energilagring vid hög temperatur, se Figur 10 (Geoenergicentrum 2023). 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.



Figur 10: MTES – Värmelagring i gruva (Geoenergicentrum 2023).

#### *Ekonomi:*

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 samt en geometri som möjliggör uttag och återföring av vatten på ett energieffektivt sätt.

#### *Erfarenheter:*

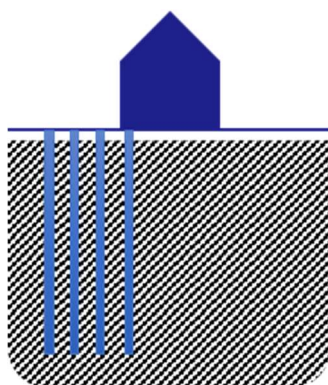
I början 1980-talet genomfördes en förstudie av säsongslagring av värme i den nedlagda gruvan vid Ljusnarsberg i Kopparberg (Söderman and Windelhed 1982). Gruvan är 460 m djup och har volym av 89 000 m<sup>3</sup> mellan nivåerna 113 och 310 m. Naturlig vattentemperatur i gruvan uppmättes till 5,5 °C mellan 68 m (vattenytan) och 300 m djup. Avsikten var att injektera vatten med 40 °C under sommaren och sedan använda detta som energikälla för en värmepump under vintern. Den årliga värmeförlusten uppskattades till 50 %. Utländska studier har främst varit inriktade på möjligheter till värmelager i djupa gruvor med relativt hög naturlig omgivningstemperatur.

## 4.2.4 BTES - Borrhål

#### *Teknikbeskrivning:*

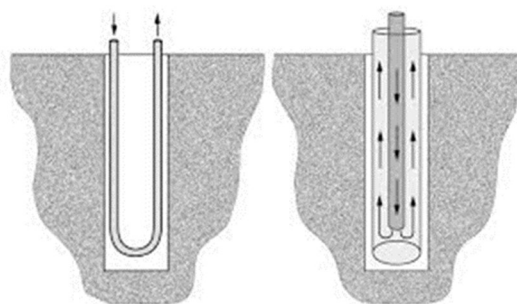
Den grundläggande funktionen för ett energilager av borrhålstyp är att ladda in och ur energi i berggrunden med hjälp av lämplig värmeväxlare i ett borrhål. Värmeväxlingens effektivitet mot berg beror på bergets värmeledande egenskaper, borrhålens geometri och värmeväxlarens funktion och egenskaper (Erlström, Mellqvist et al. 2016). Vid värmelagring i en bergvolym borras ett stort antal borrhål genom volymen, se Figur 11 (Geoenergicentrum 2023). I borrhålen installeras strömningskanaler som möjliggör att en värmebärande fluid kan strömma ned till borrhålens botten och upp igen. Under fluidens cirkulation genom borrhålsvärmväxlaren utbyts värme med omgivande berg. Värmetransporten i berget sker huvudsakligen genom ren

värmeledning. Vid värmeförsel värms bergsvolymen (lagret) upp och vid värmeuttag kyls bergsvolymen ned. För att överföra värme från eller till bergsvolymen krävs en temperaturdifferens mellan fluid och omgivande berg. Den temperaturdifferens som krävs för att överföra en specifik effekt (W/m) beror av borrhålsvärmeväxlarens egenskaper, borrhålets diameter, bergets värmeledningsförmåga och avståndet mellan närliggande borrhål. Lagring i borrhål baseras på vertikala värmeväxlare installerade under jord, vilket säkerställer överföring av termisk energi till och från marklagren (till exempel lera, sand, sten). Borrhål används också ofta i kombination med värmepumpar där borrhålen extraherar låg temperaturvärme från jorden.



Figur 11: BTES – Värmelagring i berg via borrhål (Geoenergicentrum 2023).

Det finns två typer av borrhålsvärmeväxlare – U-rör och koaxialrör, se Figur 12 (Gehlin 2002). 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. Borrhålsvärmeväxlare med U-rör bildar en sluten trycksatt strömningskrets där värmebärande fluiden inte kommer i direkta kontakt med bergväggen. Slutna koaxialrör utformas i princip som i Figur 12 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 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.



Figur 12: Typer av borrhålsvärmeeväxlare – U-rör (t.v.) och koaxialrör (t.h.) (Gehlin 2002)

Antal borrhål och avstånd mellan borrhål i en given bergvolym har således stor betydelse för temperaturskillnaden mellan laddningstemperatur och möjlig urladdningstemperatur. För ett energilagrar där man eftersträvar minimal skillnad mellan inladdnings- och urladdningstemperaturer önskar man att borrhål är tätt placerade. Ett litet avstånd mellan borrhål påverkar också den tid det tar att värma eller kyla energilagret då varje borrhålsvärmeeväxlare har mindre mängd berg att påverka. Vid design av borrhålslagret bestäms håldiametrar och borrhålsdjup vilket påverkar borrhålsmetodval och genomförandentreprenaden förutom givna förutsättningar. Vid lagring av värme med hög temperatur krävs värmeståliga plastmaterial. Dessa material är avsevärt dyrare än plastmaterial för låga temperaturer (<70 °C). Öppna koaxialrör kan inte trycksättas så denna utformning kan inte användas med ytligt belägen sugpump för cirkulation av värmebärande fluiden, såsom brukligt vid lågtemperaturlämpligheter, då sänkt tryck leder till kavitation (kokning).

#### *Ekonomi:*

Investeringskostnaden utgörs av borrhållning, material, installation av borrhålsvärmeeväxlare samt anslutande rör/kulvert till energicentralen. Energiborrhållning är en välutvecklad teknik med många verksamma entreprenörer. Fler borrhål ökar investeringskostnad och får beaktas mot önskad funktion och prestanda.

#### *Förutsättningar:*

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



Förutsättningar att förhålla sig till gällande geologi, hydrologi, lokala begränsningar och möjligheter:

- En stor del av anläggningskostnaden förutbestäms av design, systemlösning och placering av borrhålslagret.
- För genomförande finns ett begränsat antal metoder och potentiella genomförare.
- Kostnaden för borrhning beror på entreprenörers förmåga, utrustning, erfarenhet, riskbedömning, bergets egenskaper och jorddjup.
- 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 550 000 energibrunnar i Sverige och minst 720 anläggningar med flera borrhål. De första försöken med borrhålslager för hög temperatur startade omkring 1978 i Sverige och Frankrike (Geoenergicentrum 2023). Forskning kring detta startade några år senare vid Lunds universitet och vid Luleå Tekniska Universitet. I Luleå byggdes världens första högtemperaturlager med borrhål (Gehlin 2018). Detta demonstrationsprojekt togs i drift 1983 och följdes noga 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, Kanada 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 (Holgersson, Räftegård et al. 2019).

Under senare år har ett antal förstudier initierats för att använda borrhålslager i kombination med fjärrvärme i bland annat Linköping, Helsingborg och Oslo (Kretz 2022). Här har man varit intresserad av högre temperaturer upp mot 95 - 100 °C. Detta har medfört en utveckling av borrhålsvärmelager anpassade för att tåla drift på denna temperaturnivå.

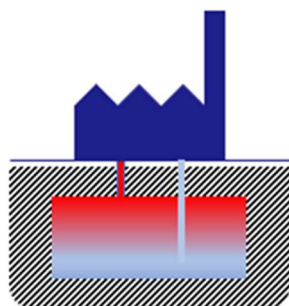
## 4.2.5 CTES - Bergrum

### *Teknikbeskrivning:*

Bergrumslager baseras på stora underjordiska vattenreservoarer som skapats i marken för att fungera som lagringssystem för termisk energi. Värmelager i bergrum utnyttjar en 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 13 (Geoenergicentrum 2023). När värme ska lagras i bergrummet pumpas vatten från lagrets kallare del upp till en värmelager 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 värmelagret där värme avges och det nedkylda vattnet återförs sedan på



lämplig nivå. Bergrumslagrets värmeöverförande kapacitet är god och bestäms primärt av pumpkapacitet och värmeväxlarens dimensionering. Värmeförlusterna från bergrummet sker genom värmeledning in i det omgivande berget men potentiellt även genom vattenläckage (konvektion) via eventuellt förekommande sprickor.



Figur 13: CTES – Värmelagring i bergrum (Geoenergicentrum 2023).

#### *Ekonomi:*

Bergrumslager begränsas på grund av de höga investeringskostnaderna som beror till stor del på geologin. Konvertering av gamla oljelager har gjorts och är betydligt lägre i investeringskostnaderna. Investeringskostnaden består till största delen av byggnation av själva bergrummet. Dock är anläggningstekniken välkänd. Kostnader för accesstunnlar, pumpar, värmeväxlare och röranordningar för att tillförsel och uttag av vatten på olika nivåer tillkommer.

#### *Förutsättningar:*

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

#### *Erfarenheter:*

Stiftelsen *Bergteknisk Forskning* initierade 1979 ett omfattande pilotprojekt för värmelagring i bergrum. Vid en sopförbränningsanläggning ansluten till fjärrvärmenätet i Avesta byggdes ett 15 000 m<sup>3</sup> stort bergrum där överskottsvärme från sopförbränningen lagrades under vardagar och användes sedan under helgerna. Bergrummet är trycksatt så att vatten vid 115 °C kan lagras in och 70 °C återförs vid uttag (Stiftelsen Svensk Bergteknisk Forskning 1995). År 1982 togs ett bergrumslager i drift i Uppsala/Lyckebo för säsongslagring av solvärme (ibid). I Stockholm/Hornsberg används sedan 2009 ett bergrum för lagring av kallt vatten anslutet till Stockholms fjärrkylanät (Stiftelsen Svensk Bergteknisk Forskning 1995). 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 stålcisterner byggts inne i bergrummen. Byggnationen skedde under perioden 1946–1990. Riksdagen beslöt 1994 att avveckla oljelagren. I Sverige har oljebergum konverterats till värmelager på tre orter: Oxelösund (1988; två bergrum) (Bergström and Ekengren 1993), Hudiksvall (2018; två bergrum) och Västerås (2022; tre bergrum) (Mårtensson 2021). Även i Finland har konvertering utförts på tre orter: Oulu (1989; två bergrum), Vaasa (2020; ett bergrum) och Helsinki/Mustikkamaa (2021; två bergrum) (Kurtén and Teir 2019).

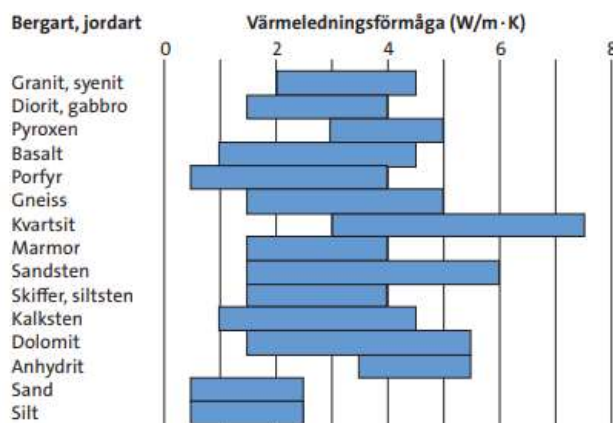
## 4.3 Termogeologiska förutsättningar i Kiruna

De termogeologiska förutsättningarna som är relevanta att inkludera för att bedöma lämpligheten för olika lagertekniker är bergart, jordart, jorddjup, grundvattennivå, nederbörd, bergets hydrauliska konduktivitet, vattenmagasin och markens begynnelsestemperatur.

### 4.3.1 Geologi

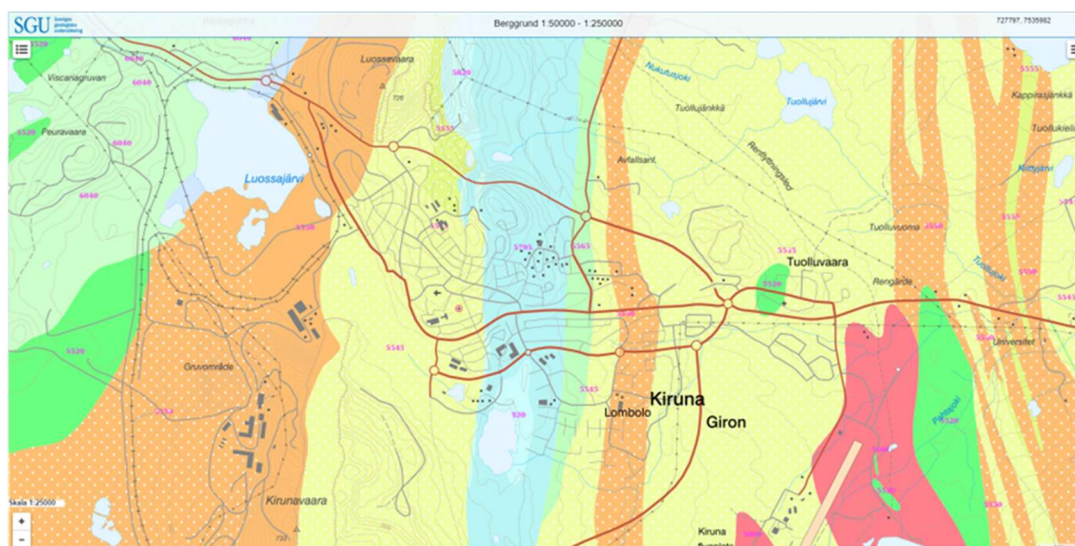
#### 4.3.1.1 Bergart

Markens förmåga att transportera värme är mycket betydelsefull för energibrunnars effektivitet. Värmetransporten i berggrunden är i huvudsak beroende av bergartstypens mineralsammansättning och struktur, men även av förekomsten av sprickor och spricksystem, grundvatten och grundvattensrörelse (Sundberg 1991). Bergarternas termiska egenskaper kan uppskattas från tillgängliga statistiska uppgifter. Värmeledningsförmågan för en bergartstyp varierar inom ett visst intervall. Se Figur 14 (Erlström, Mellqvist et al. 2016). I Sverige är de vanligaste bergarterna graniter och gnejser, och för dessa bergarter är värmeledningsförmågan angivet i ett intervall som varierar med ca 30% kring medelvärdet, till största delen beroende av kvartsinnehåll. Berggrundens värmetransporterande förmåga (effektiva värmeledning) påverkas även av grundvattenrörelser och vattenmättnadsgrad.



Figur 14: Värmeledningsförmåga för några vanliga bergarter i Sverige (Erlström, Mellqvist et al. 2016).

Vid dimensionering används vanligtvis medelvärdet för värmeledningsförmågan hos den aktuella bergarten. För små bergvärmeanläggningar är det i de flesta fall tillräckligt noggrant att använda de tabellerade värdena för den aktuella bergarten i området, men för större anläggningar är det viktigt med en noggrannare bestämning av de lokala termiska egenskaperna i berggrunden. I samband med detaljprojektering utförs normalt en eller flera s.k. termiska responstester för att klargöra såväl termiska egenskaper som hydrogeologiska och borrhstekniska förutsättningar. Figur 15 visar en översiktskarta för berggrunden i Kirunaområdet enligt SGU:s karttjänst (Sveriges geologiska undersökning 2022). Tabell 1 redovisar värden för värmeledningsförmåga hos de förekommande bergarterna.



Figur 15: Berggrund Kiruna (Sveriges geologiska undersökning 2022).

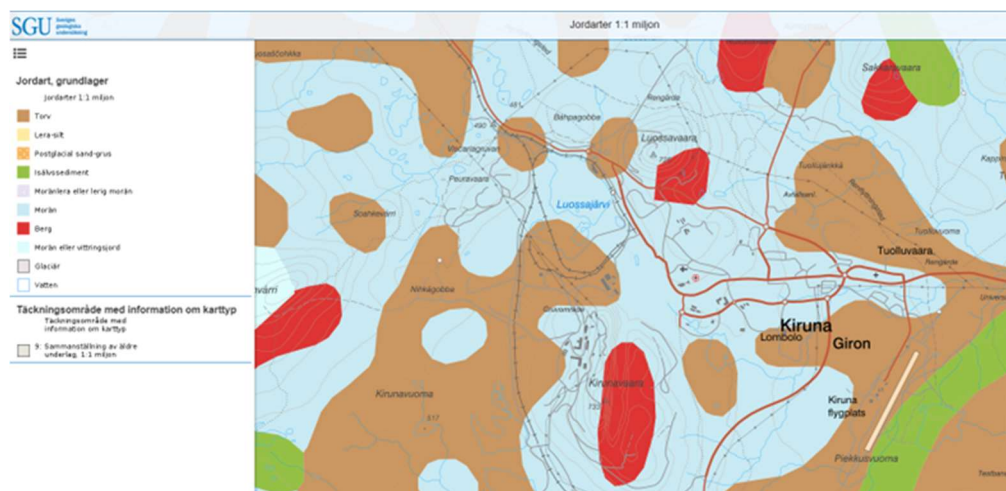
Tabell 1: Värmeledningsförmåga, medelvärde (TC) och standarddeviation (STDEVA), för förekommande bergarter. Omgjord med data från (Sundberg 1988)

Kod	Benämning	Ytbergart	Djupbergart	TC	STDEVA	min	max	Färg
5520	Gabbroid-Dioritid	Basalt	Gabbro Diorit	2,78	0,31	2,20	3,40	
5545	Ryolit	Ryolit	Granit	3,49	0,30	2,90	4,15	
5550	Trakytid Ryolit	Trakyt	Syenit	2,51	0,22	2,10	2,95	
5555	Dacit Ryolit	Dacit Ryolit	Tonalit Granit	3,19	0,40	2,70	4,00	
5565	Basalt Andesit	Andesit	Kvarts-monzo-diorit	2,69	0,19	2,30	3,10	
5795	Kvartsit Andesit	Andesit	Kvartsdiorit	2,64	0,18	2,30	3,00	
5820	Konglomerat							

Stora delar av området består av ryolit (gult) med relativt hög värmeledningsförmåga, men även betydande inslag av kvartsdiorit (ljusblått) kvartsmonzodiorit (ljusgrönt) och syenit (orange) förekommer med lägre värmeledningsförmåga. Låg värmeledningsförmåga är gynnsamt för värmelagring i bergrum eftersom det leder till lägre värmeförluster. För större borrhålslager är det gynnsamt med högre värmeledningsförmåga eftersom det förbättrar värmeöverföringskapaciteten mellan borrhål och omgivande berg i lagret. Däremot ökar värmeförlusten från lagret. För värmekällor som hämtar energi från berg eller gruva är det gynnsamt med högre värmeledningsförmåga.

#### 4.3.1.2 Jordart

Berggrunden i Kiruna täcks av ett relativt tunt jordskikt i utbyggnadsområdet. Enligt SGU:s karttjänst utgörs jordarten i centrala delar av morän. Se Figur 16 (Sveriges geologiska undersökning 2022). Torv, som förekommer perifert i området, är olämpligt för ytjordvärmesystem.

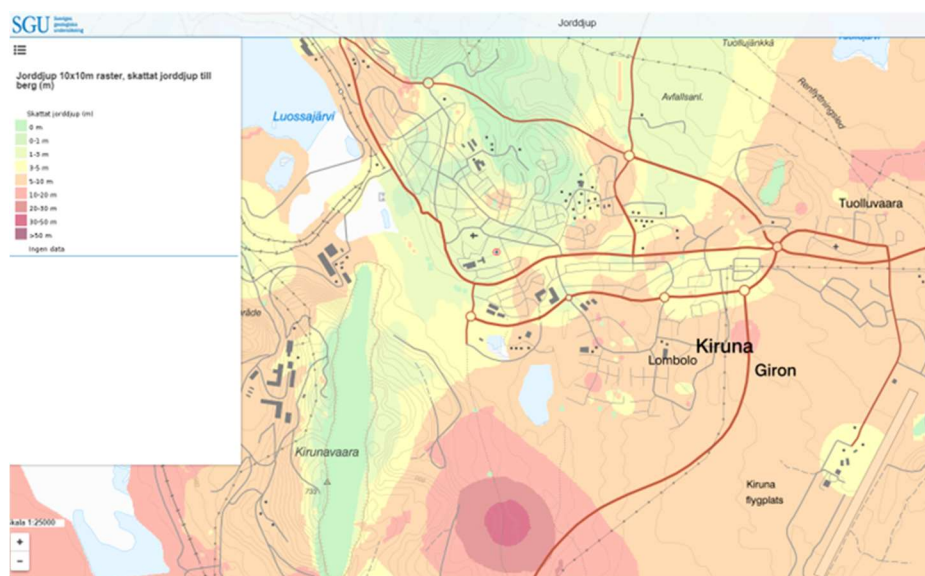


Figur 16: Karta över förekommande jordarter i Kirunaområdet (Sveriges geologiska undersökning 2022).

#### 4.3.1.3 Jorddjup

Jorddjupet har betydelse för utförandet av borrentreprenaden. Enligt svensk brunnsnorm ska borrhål och brunnar förses med ett permanent foderrör, vanligtvis av stål, som är minst 6 m djupt och som penetrerar minst 2 m in i fast berg. Det medför att jordborrning inklusive foderrör är ca

3 gånger dyrare per meter än borrhning i berg. Stora jorddjup medför därför en betydande kostnadsökning för anläggande av borrhålslager. Enligt SGU:s karttjänst (Sveriges geologiska undersökning 2022) är jorddjupet i stora delar av utbyggnadsområdet mindre än 5 m. Se Figur 17. I vissa områden i den södra delen når jorddjupet 5 - 10 m.



Figur 17: Jorddjup i Kiruna (Sveriges geologiska undersökning 2022)

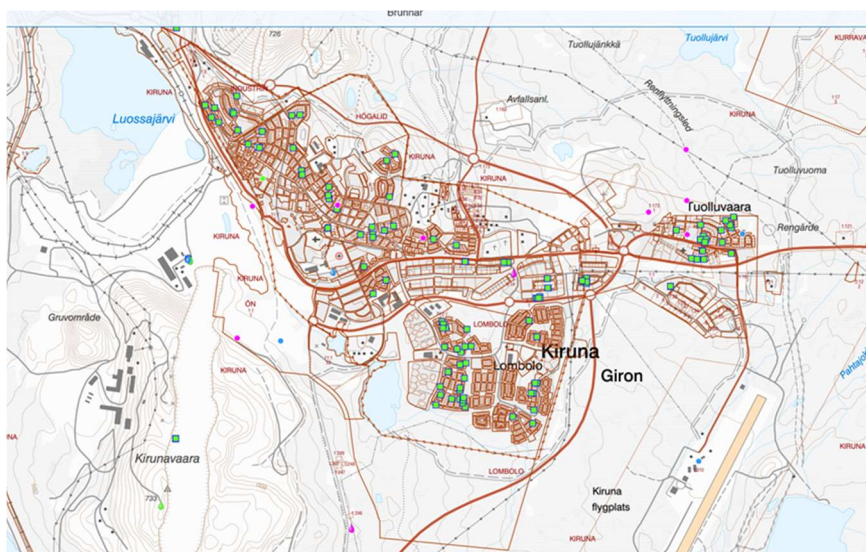
## 4.3.2 Hydrologi

Markvärmelager och markvärmekällor påverkas av grundvattennivåer samt naturliga och inducerade grundvattenflöde. För grundvattenfyllda borrhål i berg (borrhålslager och bergvärme) så sker värmeöverföringen mellan köldbärarfluid och berg endast i den vattenfyllda delen av borrhålet. Den luftfyllda delen ger ett obetydligt bidrag. Olika fyllnadsmaterial kan användas för täta borrhålet eller för att skapa termisk kontakt, men detta blir ofta relativt kostsamt (tätningsmaterial, injektionsslang, utförande). Den värmeöverförande delen av borrhålet benämns aktivt borrhålsdjup.

### 4.3.2.1 Grundvattennivå

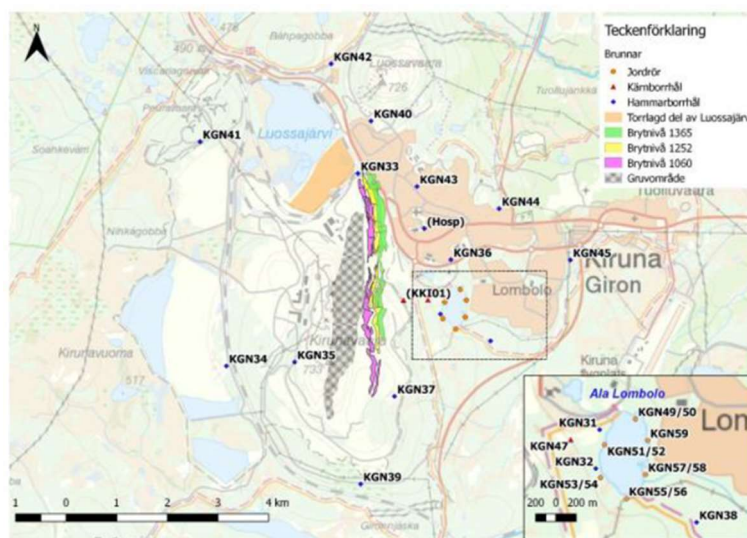
Figur 18 visar bergvärmebrunnar i Kiruna enligt SGU:s karttjänst brunnsarkiv (Sveriges geologiska undersökning 2022). För en del av dessa brunnar finns uppgift om grundvattennivå. I stora delar av området ligger nivåerna i intervallet 3 - 6 m, vilket är normala värden för svenska bergvärmeanläggningar.





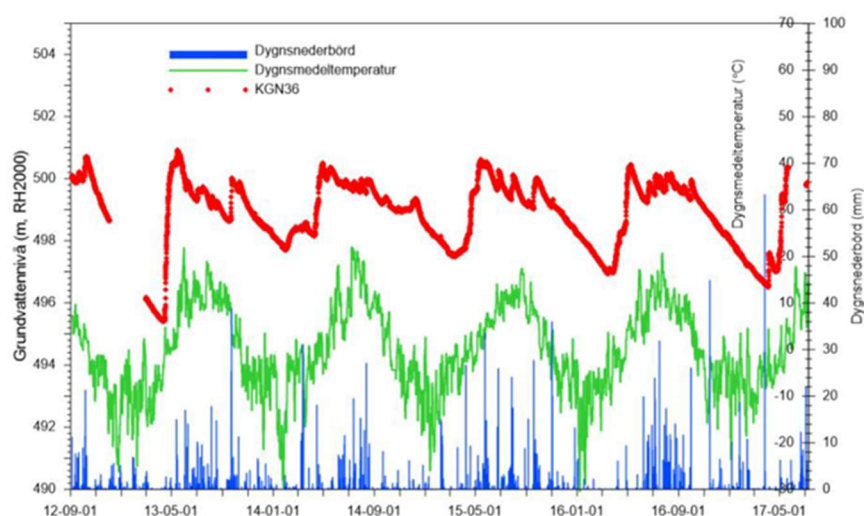
Figur 18: Bergvärmebrunnar i Kiruna (Sveriges geologiska undersökning 2022).

I Kiruna mäts grundvattennivån regelbundet i borrhål och grundvattentrör i jord. Se Figur 19 (Walger, Heinke et al. 2018).



Figur 19: Översiktskarta över Kiruna samt bergborrade brunnar och grundvattentrör i jord för kontrollmätning av grundvattennivåer (Walger, Heinke et al. 2018).

Grundvattennivåerna i Kiruna varierar enligt den nordliga grundvattencykeln där nederbörden under vintern binds i fruset tillstånd på eller nära markytan. Detta leder till grundvattenytan sjunker under vintern och sedan stiger kraftigt i samband med snösmältningen. Figur 20 visar grundvattennivåns variation i det centralt belägna borrhålet KGN36 under fyra årsacykler. Variation är ca  $\pm 2$  m kring medelvärdet.



Figur 20: Grundvattennivån i borrhål KGN36 samt dygnsmedeltemperatur och dygnsnederbörd under perioden 2012-09-01---2017-05-01 (Walger, Heinke et al. 2018).

LKAB:s verksamhet har pågått i mer än 150 år i Kiruna och påverkat omgivningen på olika sätt. År 2012 initierade LKAB en storskalig hydrologisk utredning runt Kiruna Underjordsgruva (KUJ) då 17 st hål borrades. Vissa hål är försedda med logger och tryckgivare. Syftet var att följa grundvattennivåernas utveckling i Kiruna med omnejd för att försöka detektera påverkan från gruvans potentiella dränering. Utvärderingen av de hydrauliska testerna är relativt samstämmiga och värden på transmissivitet som är typiska för kristallin berggrund i Sverige ( $T = 10^{-4} - 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ ).

Grundvattennivåer kan beskrivas enligt följande:

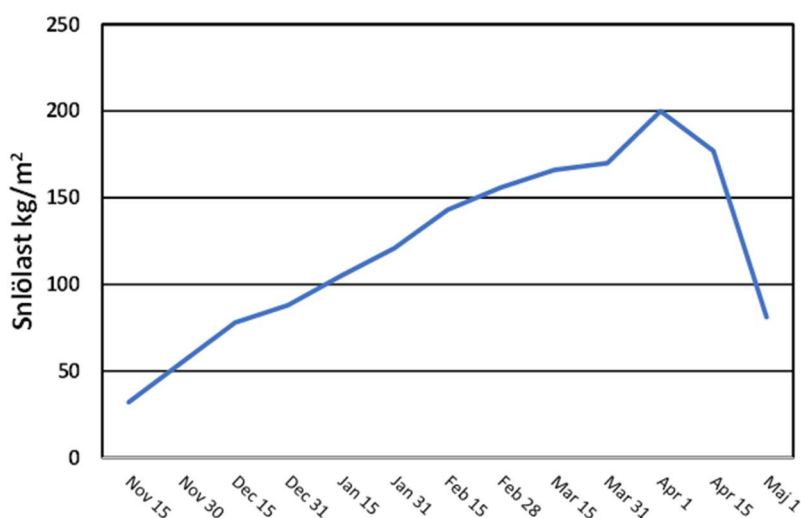
- Tydliga säsongsvariationer i både jord och berg. Nivå och dess amplitud har samband med topografiskt läge, och i många fall syns påverkan från gruvans dränerande funktion.
- Inga tydliga långtidstrender i något borrhål eller jordrör; tidsserierna är för korta för att tydligt se trender.
- Vissa borrhål visar påverkan året om, medan påverkan i andra syns endast säsongvis. På grund av årsvariationer är det för några av borrhålen svårt att avgöra om de påverkas av KUJ eller inte
- Vid full brytning av huvudnivån 1365 m, prognostiseras störst avsänkning öster om gruvan, nära Ala Lombolo liksom under centrala Kiruna nordost om gruvan. Luossajärvi bedöms inte dräneras av gruvan.

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.

#### 4.3.2.2 Nederbörd

En stor del av året (oktober-april) faller nederbörden som snö i Kiruna. Medelvärde för största snömängd är ca 200 kg per m<sup>2</sup> markyta och uppnås normalt omkring 1 april, se Figur 21 (VVS tekniska föreningen 2003).



Figur 21: Snöns tyngd per kvadratmeter (kg/m<sup>2</sup>) i Kiruna under vintern (VVS tekniska föreningen 2003).

#### 4.3.2.3 Berget hydrauliska konduktivitet

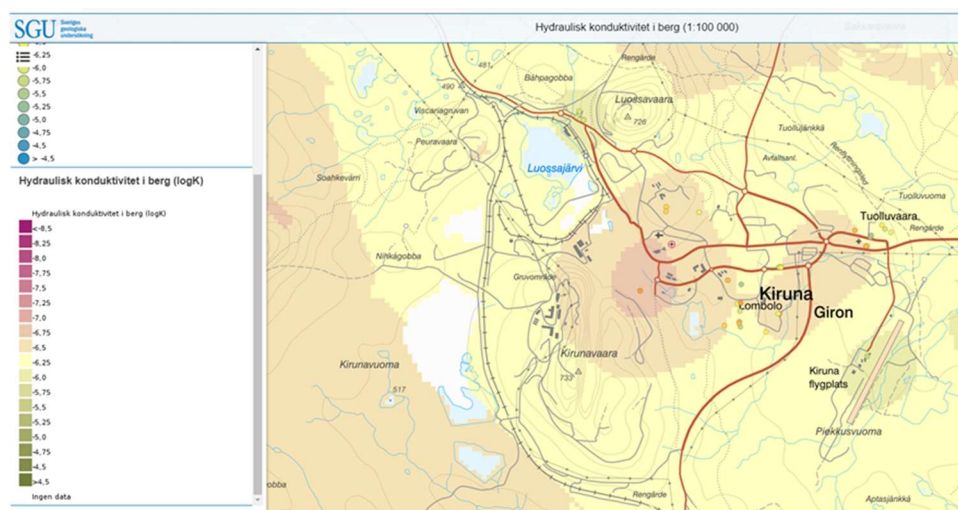
För markvärmelager såsom borrhålslager (BTES), berggrum (CTES) och gruvor (MTES) är det viktigt att berget är tillräckligt tätt för att inte grundvattenflöden ska medföra betydande värmeförluster från lagret. Då grundvattnet i borrhål, berggrum och gruva värms upp blir vattnets densitet lägre än det naturligt kallare vattnet i omgivande berg. Det uppstår då en skillnad i vattentryck som kan trycka in kallare vatten i lagrets undre del varvid varmt vatten i den övre delen strömmar ut. Flödets storlek beror på bergets hydrauliska konduktivitet.

Tabell 2: visar en sammanställning av resultat från utförda hydrauliska test i bergborrade brunnar placerade enligt översiktskartan (Figur 19 ovan) (Walger, Heinke et al. 2018).



Borrhål	Längd borrhål (m)	Längd casing (m)	Testsektion (m)	Sektionslängd (m)	Transmissivitet (m <sup>2</sup> /s)	Testmetod
KGN31	100	9	9-100	91	9.2E-06	Pumpning
			9-17.5	8.5	9.0E-06	Manschetter
			17.5-100	78.5	2.3E-07	Pumpning
KGN32	79	12	12-79	67	4.2E-05	Pumpning
			46-49	3	4.2E-05	Flödesloggning
KGN33	100	12			-	
KGN34	100	30	30-100	70	2.7E-05	Pumpning
			47-48.9	1.9	2.5E-05	Flödesloggning
			74-74.7	0.7	1.9E-06	Flödesloggning
KGN35	100	15	15-100	85	5.0E-05	Pumpning
			15-21.5	6.5	3.2E-06	Manschetter
			21.5-26	4.5	2.7E-05	Flödesloggning
			44-45	1	7.4E-06	Flödesloggning
			53-54	1	1.2E-05	Flödesloggning
KGN36	100	15	15-100	85	1.7E-05	Pumpning
			15-18.5	3.5	1.2E-06	Manschetter
			65-67	3	1.6E-05	Flödesloggning
KGN37	100	15			-	
KGN38	100	9	9-100	91	4.8E-07	Pumpning
KGN39	100	9	9-100	91	1.4E-04	Pumpning
			9-17.5	8.5	6.9E-06	Manschetter
			33-34	1	6.3E-05	Flödesloggning
			45.5-46	0.5	4.5E-05	Flödesloggning
			54-55.2	1.2	2.8E-05	Flödesloggning
KGN40	100	18	18-100	82	8.5E-05	Pumpning
			18-50	32	1.7E-06	Manschetter
			63-64	1	5.9E-05	Flödesloggning
			76-78.4	2.4	1.9E-05	Flödesloggning
			85.9-86.2	0.3	4.8E-06	Flödesloggning
KGN41	100	24	24-100	76	1.5E-05	Pumpning
			24.5-25	0.5	9.3E-06	Flödesloggning
			34.5-35	0.5	1.5E-06	Flödesloggning
			64-65	1	7.9E-07	Flödesloggning
			70-72	2	2.0E-06	Flödesloggning
			84-84.5	0.5	9.9E-07	Flödesloggning
KGN42	76	24	24-76	52	1.5E-04	Pumpning
KGN43	150	12	21.99 – 150	128.01	5.7E-05	Pumpning
KGN44	100	9	9-100	91	6.6E-05	Pumpning
KGN45	100	18	18-100	82	5.2E-06	Pumpning
			106.73-			
(KKI01)	188.7	6	188.7	81.97	2.6E-04	Injektion
KGN47	300	7.5	7.5-300	297.8	4.1E-06	Injektion

Figur 22 visar bergets hydrauliska konduktivitet i Kiruna (Sveriges geologiska undersökning 2022). Värdena för logaritmen för hydraulisk konduktivitet ligger i intervallet -7,0 till -6,25, vilket motsvarar intervallet 1,0x10<sup>-7</sup> m/s till 5,6x10<sup>-7</sup> m/s.



Figur 22: Hydraulisk konduktivitet i berg (Sveriges geologiska undersökning 2022).

Åberg and Johansson (1988) har simulerat ett borrhålslager med 468 borrhål som placerats med 4 m inbördes avstånd. Lagrets diameter är 100 m och borrhålsdjupet är 100 m. En simulering för småsprickigt berg indikerar att den hydrauliska konduktiviteten inte bör överstiga ca  $3 \times 10^{-6}$  m/s för att undvika betydande inverkan av inducerat grundvattenflöde. Enstaka sprickor bör inte vara större än 0,4 mm.

I Tabell 3 jämförs uppmätt hydraulisk konduktivitet för några borrhålslager med angivna värden för Kiruna. Berget i Kiruna framstår som relativt tätt med något gynnsammare värden mellan Lombolo och Kirunavaara.

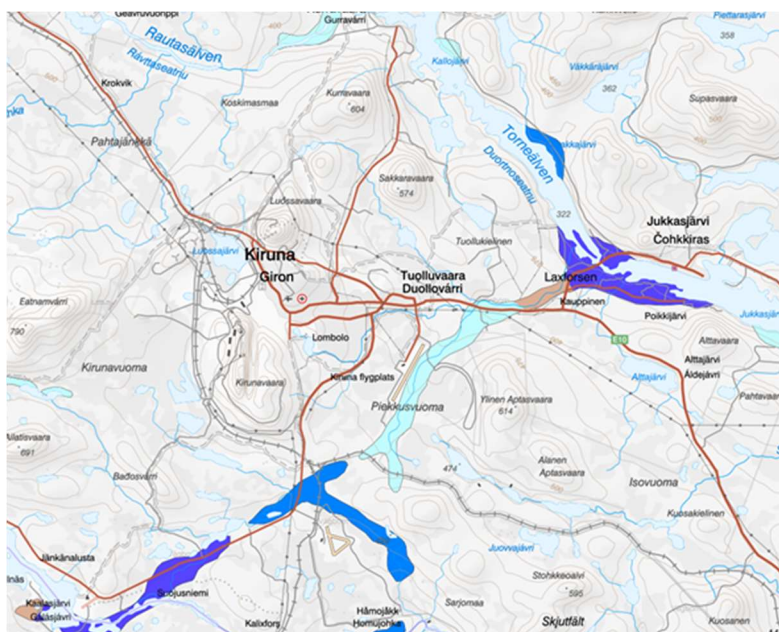
Tabell 3: Uppmätt hydraulisk konduktivitet för några borrhålslager med angivna värden för Kiruna.

	<b>K</b>	<b>logK</b>
<b>Gränsvärde</b>	<b>3,0E-06</b>	<b>-5,5</b>
Luleå	7,0E-08	-7,2
Sigtuna	1,0E-07	-7,0
Södertuna	2,0E-07	-6,7
Furuset	6,0E-07	-6,2
<i>Kiruna</i>	<i>5,6E-07</i>	<i>-6,25</i>
<i>Kiruna</i>	<i>3,2E-07</i>	<i>-6,50</i>
<i>Kiruna</i>	<i>1,8E-07</i>	<i>-6,75</i>

#### 4.3.2.4 Vattenmagasin

Förekomsten av grundvattenmagasin kan indikera en möjlighet att använda någon typ av akvifervärmelager (ATES) eller grundvattenvärme. Figur 23 visar en karta över vattenmagasin

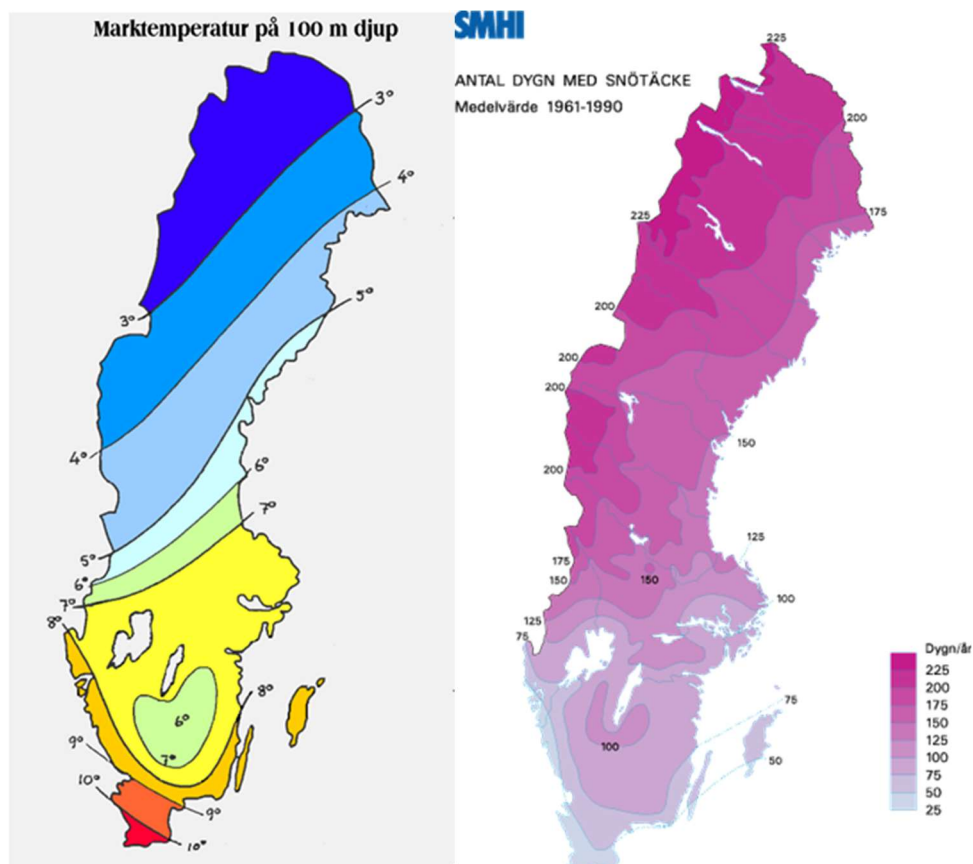
(blå markering) i Kirunatrakten (Sveriges geologiska undersökning 2022). Det framgår att det inte finns några vattenmagasin i närheten av utbyggnadsområdet.



Figur 23: Karta över vattenmagasin (blå markering) i Kirunatrakten (Sveriges geologiska undersökning 2022)

### 4.3.3 Markens begynnelsestemperatur

Luftens årsmedeltemperatur i området är enligt SMHI:s statistik (SMHI 2022) (1931 - 1960) lika med  $-1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Området är i medeltal snötäckt under ca 200 - 225 dagar. Se Figur 24 (SMHI 2022). En grov tumregel för uppskattning av markytans temperatur är enligt "Svenskt klimat" att med utgångspunkt från luftens årsmedeltemperatur lägga till  $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  för varje 100 dagar med snötäcke. (Snötäcket isolerar marken under vintern). Erfarenheter från andra mätningar tyder på att värdet snarare bör vara  $1,2 - 1,3\text{ }^{\circ}\text{C}$  per 100 dagar snötäcke. Detta medför en årsmedeltemperatur vid markytan på ca  $+1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Temperaturen i marken stiger i svenskt urberg normalt med ca  $1,3 - 1,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  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 ett 200 m djupt borrhål bör då ligga kring intervallet  $+2,8\text{ }^{\circ}\text{C}$  till  $+3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Vid mätning i en 170 m djup energibrunn vid Esrange öster om Kiruna uppmättes en medeltemperatur på  $+3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , vilket stödjer denna uppskattning.



Figur 24: Uppskattad bergtemperatur på 100 m djup (vänster) och antal dagar per år med snö (höger) (SMHI 2022).

## 4.4 Val av energilagerteknik att gå vidare med för Kiruna

### 4.4.1 Akvifer och groplager

I Kiruna finns inga akviferer som är lämpliga för värmelagring i närheten av fjärrvärmenätet. Det begränsade jorddjupet i fjärrvärmeområdet omöjliggör anläggning av groplager. Erfarenheterna från Danmark indikerar att kostnadseffektiv utformning förutsätter att det går att använda flytande lock. I Kiruna ger vinterns ackumulering av snö en dimensionerande snölast på över 200 kg/m<sup>2</sup>, vilket medför betydande kostnadsökningar.

➔ Projektet har därför valt att inte gå vidare med akvifer- och groplager.

## 4.4.2 Gruvlager

I anslutning till Nya Kiruna Centrum finns den nedlagda Tuolluvaaragruvan, vilket skulle kunna vara ett möjligt lageralternativ med rimlig kostnadsbild. Idag finns inga beräkningar på rumsvolymer för gruvgångar och schakt. Över tiden har det även varit en del ras och delar har även kollapsat in. Idag är grundvattennivån ca 40 meter under marknivån för gruvområdet som även är avspärrat på grund av rasrisk.

Ytterligare ett ort i området är en påbörjad med en snedbana som var tänkt för att forsla malm från fortsatt brytning. Då malmen bedömdes innehålla för mycket fosfor togs beslutet att stoppa utbyggnaden. Snedbanan är ca 1 km lång med en tvärsnittsarea på 30 m<sup>2</sup>, lutning 1:10 och sträcker sig från norra gruvområdet österut till nivån 270 m. Uppskattat volym är ca 63 000 m<sup>3</sup>.

Bedömningen är att varken att Tuolluvaaragruvan i sig eller den på började snedbanan är lämpliga såsom restvärmelager för distribution till fjärrvärmenätet. Huvudsakliga skäl är osäkerheter kring det skick gruvorterna har, ogynnsam geometri för energilagring och kostnader för ombyggnation. Dessutom löper en förkastning genom gruvområdet som kan påverka vattennivåer. Området ägs av LKAB vilket skulle behöva regleras i det fall Kiruna Kraft skulle bygga om den gamla gruvan.

I diskussioner med LKAB har inga andra berggrum eller gruvgångar som skulle kunna nyttjas som bergrumslager identifierats.

→ Projektet har därför valt att inte gå vidare med gruvlager

## 4.4.3 Borrhålslager (BTES)

God förekomst av tätt berg med lämpliga termiska egenskaper. Låg hydraulisk konduktivitet begränsar konvektiva värmeförluster p.g.a grundvattenrörelser i bergsmassan. Hög värmeledningsförmåga medför god värmeöverföringskapacitet från borrhål till omgivande berg. Förutsättningarna och kännedomen om bergets beskaffenhet (borrbarhetsegenskaper) och geohydrologiska förhållanden är goda. Borrhålslagrets stora fördel är att en stor värmelagringskapacitet kan byggas till en relativt låg kostnad. Stor erfarenhet finns för både design och genomförande. Det finns lokala aktörer med lång erfarenhet av liknande anläggningsentreprenader.

Borrhålslagret kan, till skillnad från till exempel berggrum och groplager, beskrivas som relativt trögt med avseende på effektöverföring vilket medför en viss förlust av temperaturnivå i samband med uttag.

→ Projektet har därför valt att gå vidare med borrhålslager



En fördjupning kring BTES inklusive exempelprojekt finns att tillgå i bilaga A: Fördjupning kring valda lagertekniker

#### 4.4.4 Bergrumslager (CTES)

God förekomst av tätt berg och lämpliga geohydrologiska förhållanden begränsar värmeförluster genom vattenläckage till och från bergrumslagret. Bergrumslager har utmärkta termiska prestanda, beroende på skiktning där vatten med hög temperatur finns tillgänglig under en stor del av uttagsperioden, liknade funktionen hos en ackumulatortank. Lagertekniken medger även högt effektuttag under kortare perioder.

Anläggningskostnad är relativt hög då bergrummet behöver anläggas då det innebär en förhållandevis stor undermarksentreprenad. Om möjlighet finns att konverteras befintliga oljebergum så blir investeringen avsevärt lägre.

→ Projektet har därför valt att gå vidare med bergsrums lager

En fördjupning kring CTES inklusive exempelprojekt finns att tillgå i bilaga A: Fördjupning kring valda lagertekniker

#### 4.4.5 Kombinationslager (BTES/CTES)

Kombinationslagret består en mindre del bergrum (CTES) och en större del borrhåls lager (BTES). Förutsättningar och egenskaper för dessa lagertyper har beskrivits i avsnitt 4.4.3 och 4.4.4. Grundtanken är att kombinera de goda egenskaperna hos de två lagertyperna för att åstadkomma en kostnadseffektiv utformning med god funktionalitet. Idag finns ingen erfarenhet av kombinationslager, dock finns det ett fåtal genomarbetade studier som visar på lagertypens fördelar.

→ Projektet har därför valt att gå vidare med kombinationslager

En fördjupning kring kombinationslager inklusive exempelprojekt finns att tillgå i bilaga A: Fördjupning kring valda lagertekniker

## 5 Modellering av Kirunas energisystem

---

Kapitlet presenterar metoden och resultatet från modelleringen av Kirunas fjärrvärmesystem som genom scenarioanalys optimerats fram till 2040. Utifrån givna förutsättningar kan modellen svara på om man i Kirunas fjärrvärmesystem bör investera i ett säsongsenergilager, där de alternativen

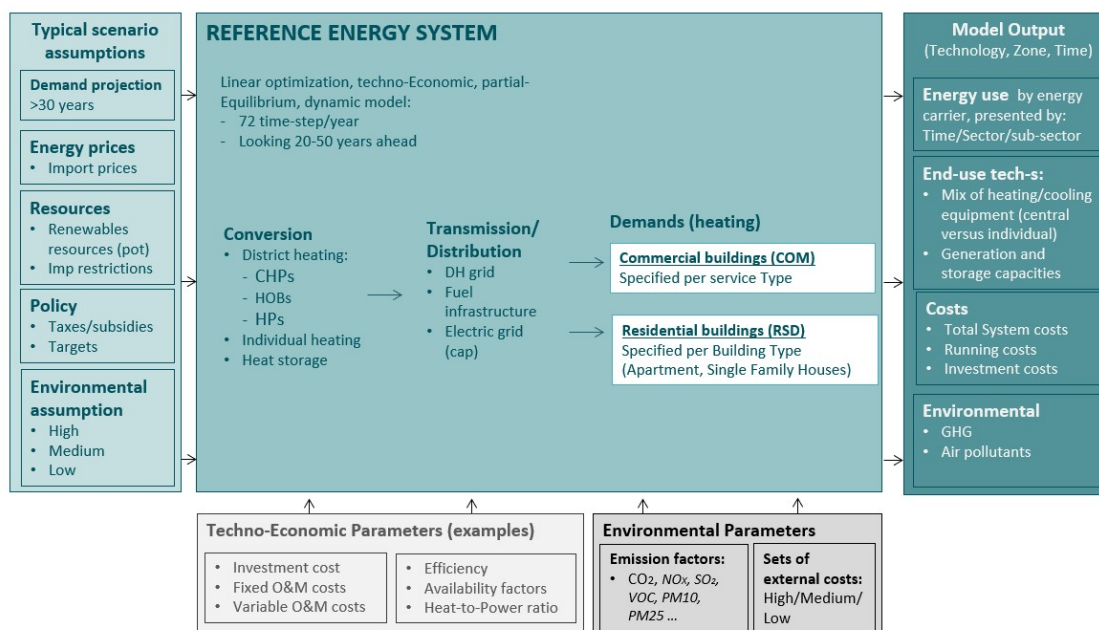


som valdes ut i kapitel 4 (borrhålslager, berggrumslager eller en kombination av teknikerna) inkluderas som alternativ, och i så fall vilken storlek det bör ha.

## 5.1 Beskrivning av modellen

TIMES-city\_heat är en modell utvecklad i TIMES, som är ett bottom-up, tekniskt variationsrikt ramverk. TIMES-city\_heat är en linjär teknoekonomisk modell som beräknar kostnadseffektiva utvecklingsvägar för ett givet energisystem utifrån satta begränsningar.

Figuren nedan representerar TIMES-city\_heat modellen som har vidareutvecklats för att anpassas till behovet i Kiruna. Tidshorisonten för modellen är mellan 2019 och 2040, där 2019 är basåret. Varje år delas upp i mindre intervall, så kallade tidssteg, och fångar variationer i energiförsörjning och efterfrågan. I modellen finns det 72 tidssteg som tar hänsyn till: kalenderårets månader; arbetsdagar och helgdagar; dag, natt och höglasttider. Data över det befintliga värmesystemet i Kiruna har samlats in både från projektpartners och andra statistiska datakällor. Den indata som är relevant för att modellera det framtida energisystemet beskrivs närmare under avsnittet "Indata och antaganden".



Figur 25: Illustration över TIMES-city\_heat modellen

## 5.2 Fallstudie – Kiruna stad

Fjärrvärmebolaget vill uppnå klimatneutralitet till 2025 och värmesektorn kommer att spela en bidragande roll för att nå målet. Produktionen av fjärrvärme består för närvarande av värme som produceras från fjärrvärmeanläggningar samt restvärme från LKAB. Fjärrvärmenätet i Kiruna omfattar ett avfallseldat kraftvärmeverk, biomassapannor (HOBs), pelletspanna (HOB), olja (HOB) samt tillförsel av restvärme från LKAB. År 2024 kommer det avfallseldade kraftvärmeverket att renoveras för att endast drivas på biomassa. Staden vill dessutom undersöka möjliga sätt att med hjälp av säsongsenergilager utnyttja mer restvärme från LKAB:s processer i fjärrvärmenätet. Ett ökat nyttiggörande av mängden restvärme i nätet minskar mängden värme som måste produceras, vilket även bidrar till minskade växthusgasutsläpp från värmeproduktion. Av detta skäl modelleras Kirunas värmesystem och möjliga vägar för det framtida energisystemet analyseras.

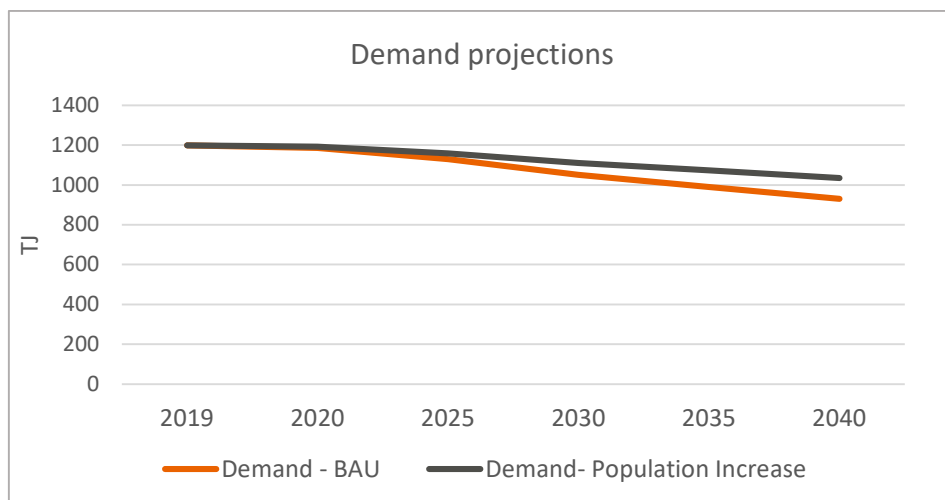
Följande framtidsplaner, som är beslutade idag, har inkluderats i modellen:

- Kiruna Kraft kommer att överge avfallsförbränningen år 2024 och kommer att renovera kraftvärmeverket för att bränna biomassa (träflis; RT flis).
- Tillförsel av restvärme från LKAB kommer att öka i samband med kulvertändringar år 2024.

## 5.3 Inmatningsdata och antaganden

Inmatningsdata som har antagits i modellen för existerande värmeteknologi och bränslemix har hämtats från statistik (öppna källor) och projektpartners. Parametrarna som beskriver potentiella investeringsalternativ har hämtats från Danish Technology catalogue (Danish Energy Agency u.å.), de tekniska parametrarna och kostnaden för värmelagringsystem (TES) har tagits fram inom projektet.

Prognostiseringen av värmebehovet utgörs av exogena inmatningsdata till modellen, vilka har tillhandahållits av projektpartners. Det finns två alternativ för värmebehovet, i.) Prognostisering av efterfrågan baserat på business as usual (BAU), ii.) Prognostisering av efterfrågan med en befolkningsökning vilken visas i 26. Efterfrågan på värme inkluderar både uppvärmning av ytor och varmvatten.



Figur 26: Prognostisering av värmebehov.

Bränslepriserna erhöles från ON-TIMES modellen som utvecklades och tillämpades inom projektet Nordic Clean Energy Scenarios (Nordic Energy Research 2021). Elpriserna (timvisa) och utsläppsfaktorer för koldioxid relaterade till elproduktion och -konsumtion har hämtats från NordPools marknad för el (Nordpool u.å.) och från modellresultat från Balmorel som har genomförts av Ea Energianalyse (Ea Energianalyse a/s u.å.).

Två typer av värmelagringssystem har inkluderats som investeringsalternativ i modellen: Borrhålslager (BTES) och bergsrumslager (CTES). Alternativen kommer från analysen i kapitel 4 gällande olika säsongsenergilagers lämplighet i Kiruna.

## 5.4 Scenarier och känslighetsanalyser

Projektet ville undersöka effekten av två efterfrågeprofiler, två olika restvärmeprofiler och att ha, samt att inte ha, värmelagringssystem som ett framtida investeringsalternativ. Resultatet blev således 8 scenarier vilka beskrivs i Tabell 4.

Tabell 4: Namnen på basscenerierna och deras beskrivning.

Namn på scenario		Beskrivning av scenario
Efterfrågan - BAU	Inget TES, ref värme	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Efterfrågan - BAU:</b> Efterfrågeprognosen följer nuvarande situation;</li> <li>- <b>Inget TES:</b> Inget TES finns tillgängligt för investering i staden;</li> <li>- <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)</li> </ul>

	<b>Inget TES, mer värme</b>	- <b>Efterfrågan - BAU:</b> Efterfrågeprognosen följer nuvarande situation; - <b>Inget TES:</b> Inget TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>mer värme:</b> Mer restvärme finns tillgängligt från LKAB (med antagandet att lagring sker hos LKAB)
	<b>TES i staden, ref värme</b>	- <b>Efterfrågan - BAU:</b> Efterfrågeprognosen följer nuvarande situation; - <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)
	<b>TES i staden, mer värme</b>	- <b>Efterfrågan - BAU:</b> Efterfrågeprognosen följer nuvarande situation; - <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>mer värme:</b> Mer restvärme finns tillgängligt från LKAB (med antagandet att lagring sker hos LKAB)
<b>Efterfrågan - Befolkningsökning</b>	<b>Inget TES, ref värme</b>	- <b>Efterfrågan - Befolkningsökning:</b> Efterfrågeprognosen reflekterar befolkningsökningen; - <b>Inget TES:</b> Inget TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)
	<b>Inget TES, mer värme</b>	- <b>Efterfrågan - Befolkningsökning:</b> Efterfrågeprognosen reflekterar befolkningsökningen; - <b>Inget TES:</b> Inget TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>mer värme:</b> Mer restvärme finns tillgängligt från LKAB (med antagandet att lagring sker hos LKAB)
	<b>TES i staden, ref värme</b>	- <b>Efterfrågan - Befolkningsökning:</b> Efterfrågeprognosen reflekterar befolkningsökningen; - <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)
	<b>TES i staden, mer värme</b>	- <b>Efterfrågan - Befolkningsökning:</b> Efterfrågeprognosen reflekterar befolkningsökningen; - <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; - <b>mer värme:</b> Mer restvärme finns tillgängligt från LKAB (med antagandet att lagring sker hos LKAB)

Vidare modelleras och undersöks 3 känslighetsanalyser på baserat på intresse och bedömd relevans från projektpartners. Från basfallen, har "TES i staden, ref värme"-scenariot valts ut för en vidareanalys med avseende på tre känslighetsparametrar med tillämpning av båda efterfrågeprognoseerna, Efterfrågan – BAU samt Efterfrågan – Befolkningsökning. Resultat blev således 6 ytterligare scenarier, vilka beskrivs nedan tillsammans med känslighetsparametrarna:

- **Efterfrågan – BAU/Efterfrågan – Befolkningsökning, TES i staden, ref värme, pris på biomassa:** Priset på biomassa år 2040 har dubblats i jämförelse mot 2019 års värde, med en linjär ökning mellan 2019 och 2040  
**Efterfrågan – BAU/Efterfrågan – Befolkningsökning, TES i staden, ref värme, Elpris:** En annan elprisprognos i jämförelse med den ovannämnda från Ea Energianalyse (Ea

Energianalyse a/s, u.å.) används för att utvärdera hur volatiliteten i priserna påverkar systemet. I det här fallet är elpriset även högre på tidsstegsnivån (på delårsnivå) jämfört med priserna i basfallet.

**Efterfrågan – BAU/Efterfrågan – Befolkningsökning, TES i staden, ref värme, inget Re-CHP:** I det här scenariot har det avfallseldade kraftvärmeverket lagts ned och genomgår ingen renovering under 2024.

## 5.5 Resultat

I följande sektion presenteras en överblick av modellresultaten. Resultaten visar att det framtida värmesystemet i Kiruna kommer att bestå av samma uppsättning teknologier för värmeproduktion i båda scenariogrupperna för Business-As-Usual (BAU) och Befolkningsökning. De installerade kapaciteterna av värmeproduktions- och värmelagringstekniker skiljer sig på grund av skillnader i efterfrågeprognoserna. För att undvika upprepning i denna sektion av rapporten, sätts fokus främst på Efterfrågan – BAU scenarierna. Scenarioresultaten för Efterfrågan – Befolkningsökning finns tillgängligt som bilaga.

### 5.5.1 Resultaten från Basscenerierna – Efterfrågan BAU

Resultaten presenteras som en jämförande analys av de modellerade scenarierna uppdelat på följande parametrar: total systemkostnad, fjärrvärmeproduktion och installerad kapacitet, värmelager, användning av restvärme och mängd koldioxidutsläpp.

#### 5.5.1.1 Systemkostnad

De totala systemkostnaderna för basscenerierna i Efterfrågan BAU presenteras i Tabell 5. De presenterade kostnaderna har en skillnad på mindre än 1%, vilket beror på en liknande värmeproduktionsmix i alla fyra scenarier. Den största andelen av värmen produceras från det biomassaeldade kraftvärmeverk, de totala systemkostnaderna består därmed främst av löpande och fasta kostnader förknippade med kraftvärmeverket. En mer utförlig beskrivning följer nedan med hjälp av Figur 27.

I scenariot "TES i staden, mer värme" är kapaciteten på värmelagringssystemet lägre än i scenariot "TES i staden, ref värme", eftersom i det förstnämnda scenariot finns det restvärme från LKAB tillgängligt under vintern för direktanvändning i fjärrvärmenätet. Detta innebär att det därför finns ett mindre behov att överföra värme från sommarsäsongen till vintersäsongen. Resultatet blir således lägre investeringskostnader i scenariot "TES i staden, mer värme", vilket visas i Tabell 5.

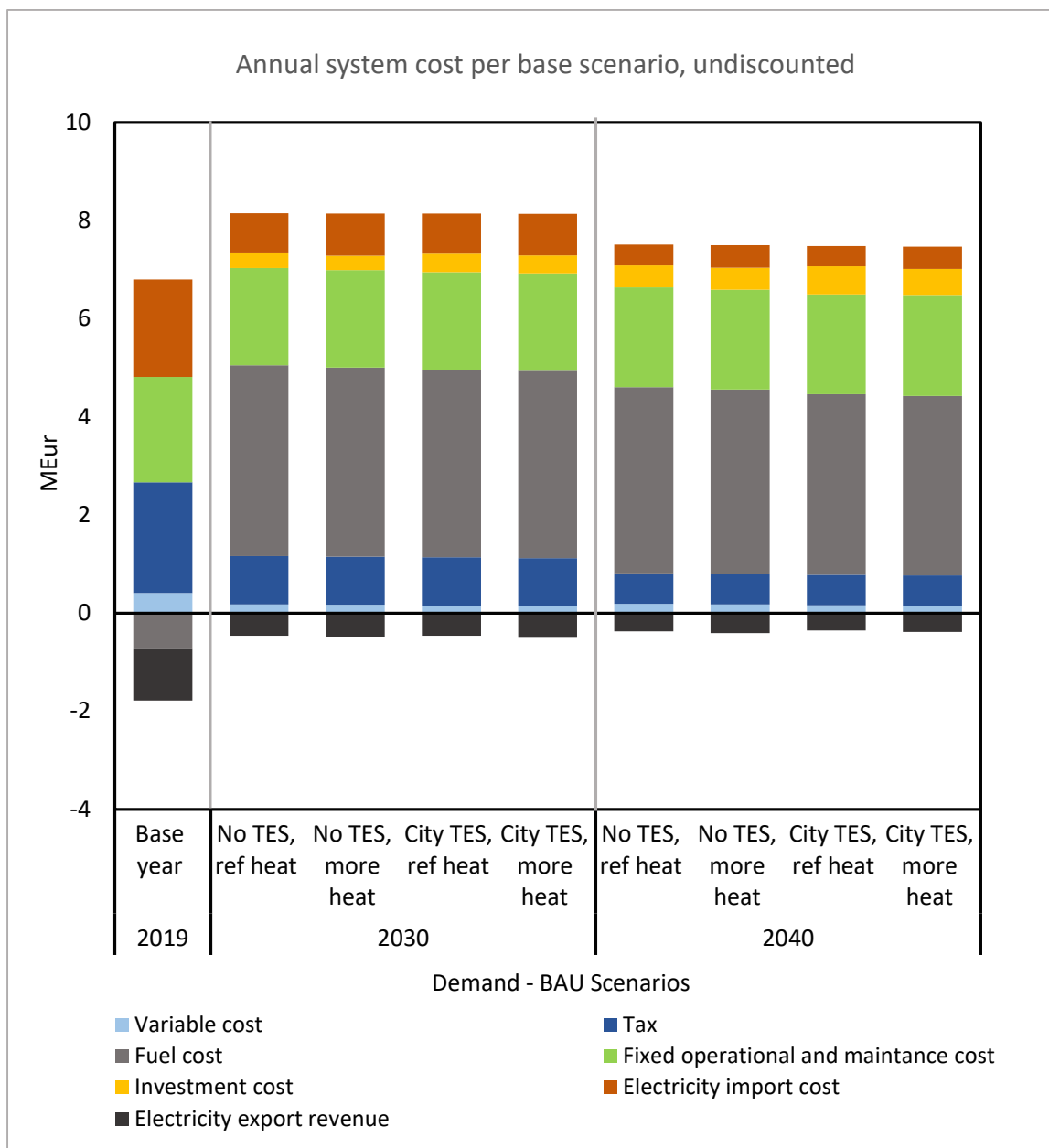
Tabell 5: Total systemkostnad och lagringskapaciteterna år 2040 för basscenerierna.

Scenarier Efterfrågan BAU	Total Värmekapacitet på TES i staden år 2040 (TJ/GWh)	Total Systemkostnad (MEur)
Inget TES ref värme	-	119.3
Inget TES mer värme	-	118.9
TES i staden, ref värme	49/13,6	119.2
TES i staden, mer värme	42/11,7	118.8

Från Figur 27 framgår det att de årliga fasta kostnaderna för drift och underhåll såväl som bränslepriserna är liknande i alla basscenerierna, med efterfrågeprognoserna som följer den nuvarande situationen (business-as-usual). Investeringskostnaderna i scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, mer värme" är högre i jämförelse med andra scenarier på grund av investeringarna på värmelagringsystemen (TES).

Under basåret är bränslepriserna negativa på grund av avfallsimport till det avfallseldade kraftvärmeverket. Mängden avfall som importerats är högre än andra bränslen som används i fjärrvärmenätet.



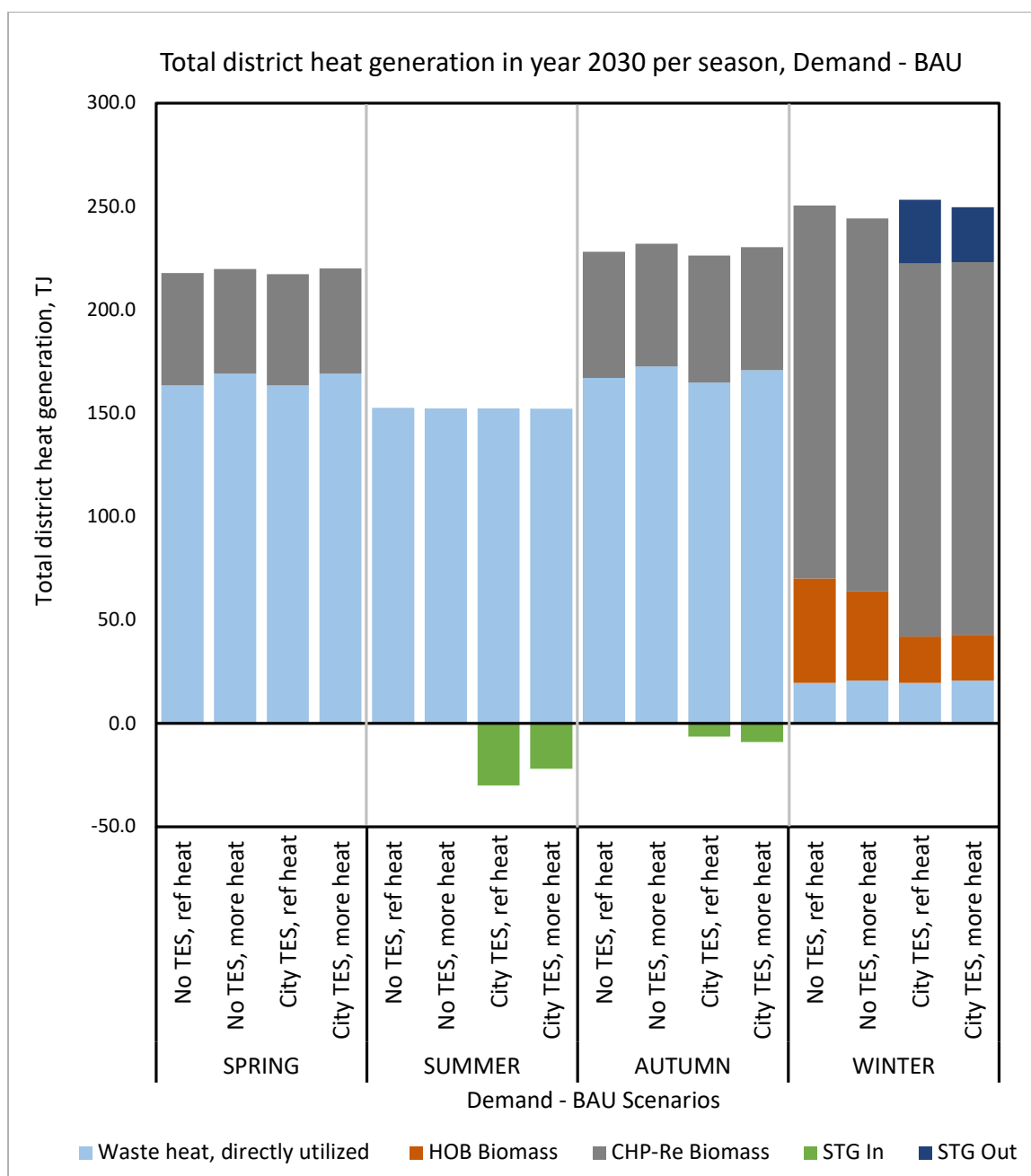


Figur 27: Årliga systemkostnader i basscenerierna med Efterfrågan BAU, uppdelat.

### 5.5.1.2 Fjärrvärmeproduktion och produktionsenheternas kapacitet

Resultatet för år 2030 används som exempel för att diskutera modellresultat i detta stycke. I Figur 28 presenteras fjärrvärmeproduktionen i Kiruna stad år 2030 per säsong, vilket inkluderar värmeproduktionen i samtliga fjärrvärmeverk, direktanvändning av restvärme samt laddning och urladdning av värmelagringsystem. Direktanvänd restvärme (i ljusblå färg) i fjärrvärmenätet visas separat från restvärmen som används via lagringen (STG-in, STG Out).

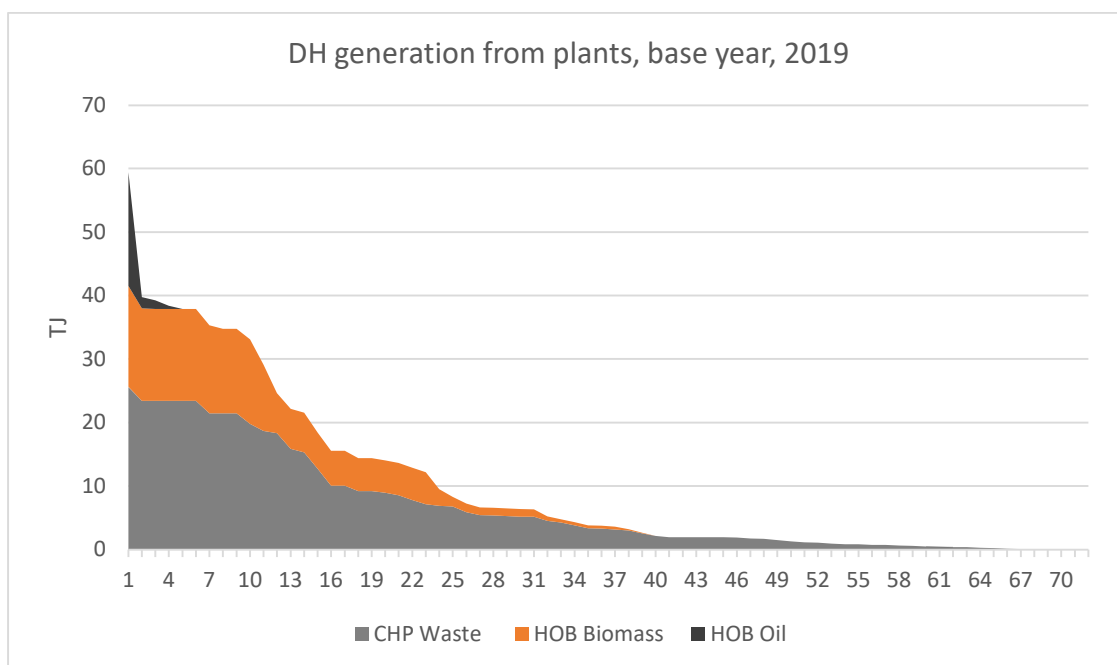
Restvärmen från LKAB lagras under sommaren och hösten, för att sedan användas under vintersäsongen. Det återstående fjärrvärmebehovet tillgodoses med hjälp av det renoverade kraftvärmeverket drivet på biomassa samt biomassapannorna i basscenerierna.



Figur 28: Total fjärrvärmeproduktion per säsong år 2030 för basscenerierna i Efterfrågan BAU.

För att vidareutveckla fjärrvärmeproduktionen från fjärrvärmeverken har varaktighetskurvor tagits fram för basåret (2019) och år 2030 för basscenerierna med Efterfrågan BAU. Figur 29 visar fjärrvärmeproduktionen från fjärrvärmeverk för varje tidssteg under år 2019 i fallande ordning.

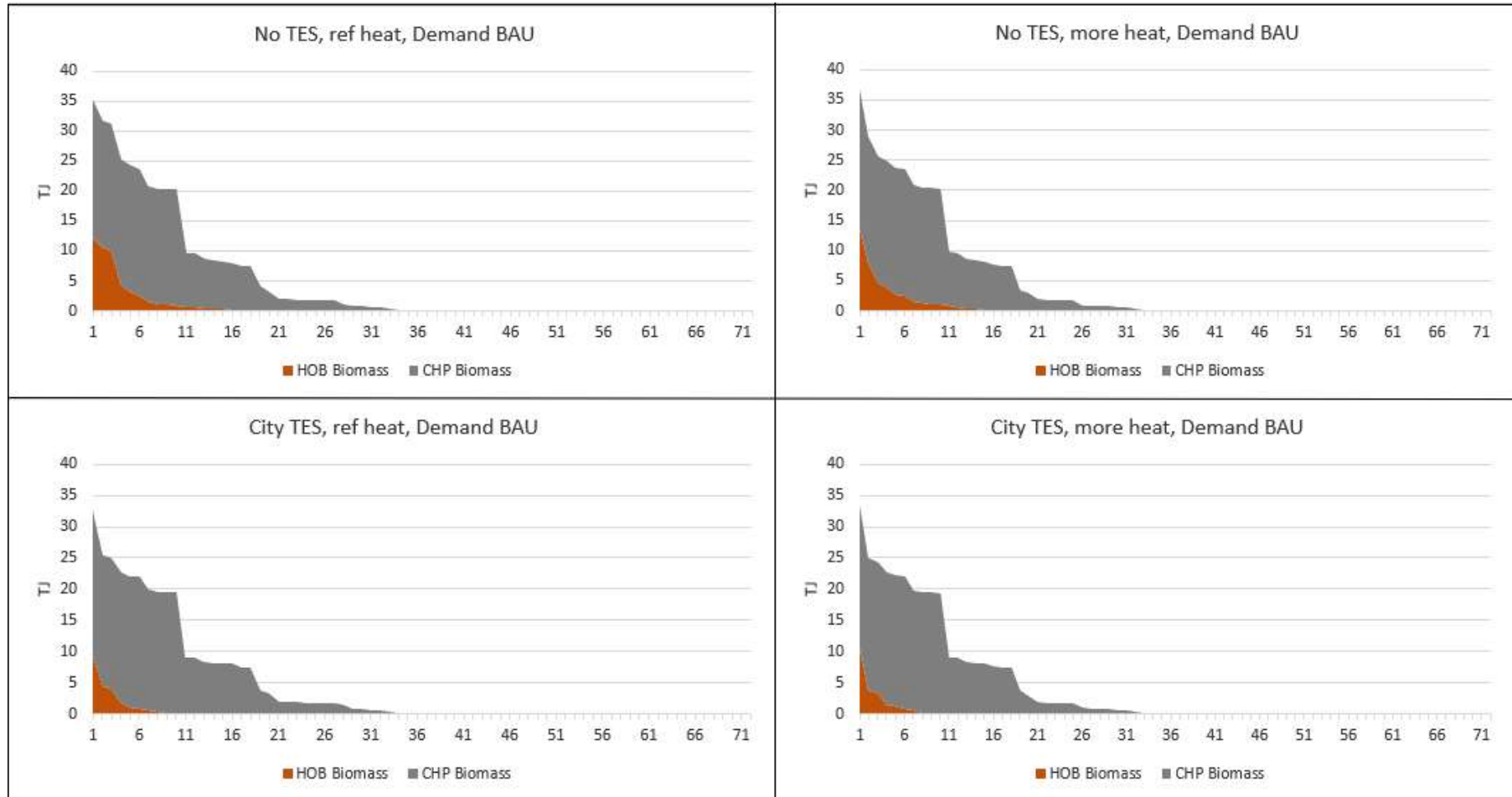
Detta möjliggör en jämförelse mellan nuvarande och framtida fjärrvärmeproduktion från kraftvärmeverken i basscenerierna, vilket visas i Figur 30.



Figur 29: Fjärrvärmeproduktion från kraftvärmeverk under basåret 2019, per tidssteg, i fallande ordning.

I Figur 30 visas fjärrvärmeproduktionen år 2030 för varje tidssteg i fallande ordning (från tidsteget med högst värmelast till tidsstegen med lägst värmelast) för alla fyra basscenerier med Efterfrågan BAU. I scenarierna som har värmelagring, "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, mer värme", är värmeproduktionen lägre under perioder med störst efterfrågan (vinter) än i scenarierna utan möjlighet att investera i värmelagring. Det resterande värmebehovet möts av värme som hämtas från värmelagringssystemet (se även Figur 28). Vidare visar Figur 30 att det inte finns någon värmeproduktion från kraftvärmeverken från mitten av våren (se tidssteg 37 i figuren). Efter detta tidssteg möts allt fjärrvärmebehov av restvärme från LKAB.

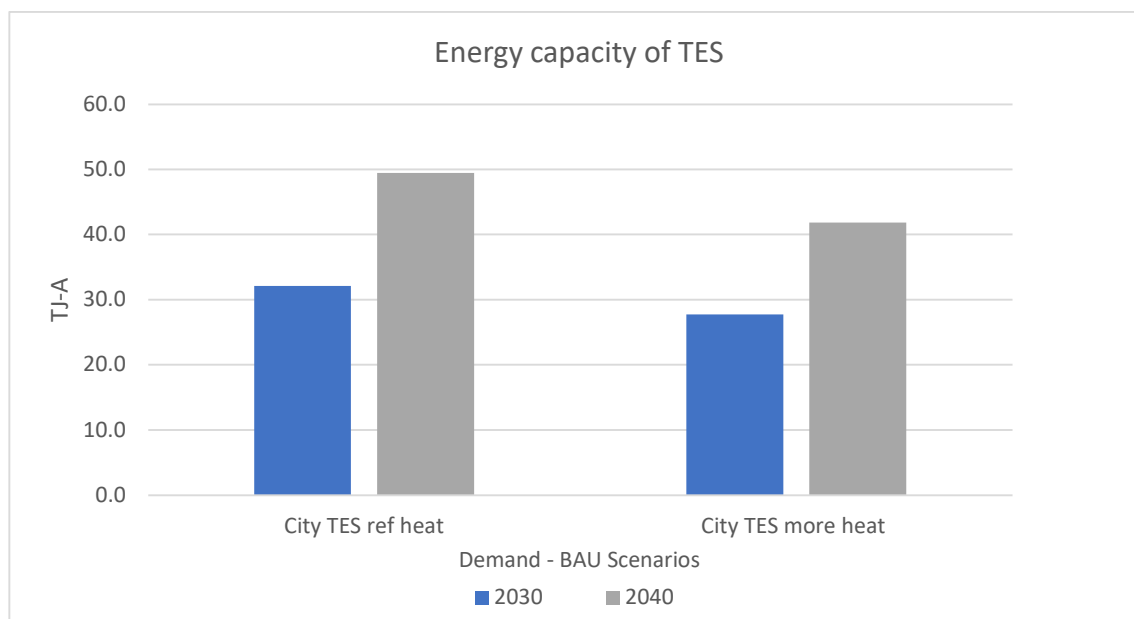
**ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA**
  
 Med hjälp av restvärme



Figur 30: Fjärrvärmeproduktion per basscenario med Efterfrågan BAU år 2030, per tidssteg, i fallande ordning.

### 5.5.1.3 Värmelagringskapaciteter

Värmelagringskapaciteterna under år 2030, 2035 och 2040 visas i Figur 31. En större investering i lagringskapacitet gör det möjligt att använda mer restvärme. I scenariot "TES i staden, mer värme" är kapaciteten på värmelagringen lägre än i scenariot "TES i staden, ref värme" eftersom mer restvärme från LKAB finns tillgängligt och kan användas direkt under vintern, därmed används ett mindre värmelagringssystem.



Figur 31: Värmelagringskapaciteter i basscenerierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, mer värme".

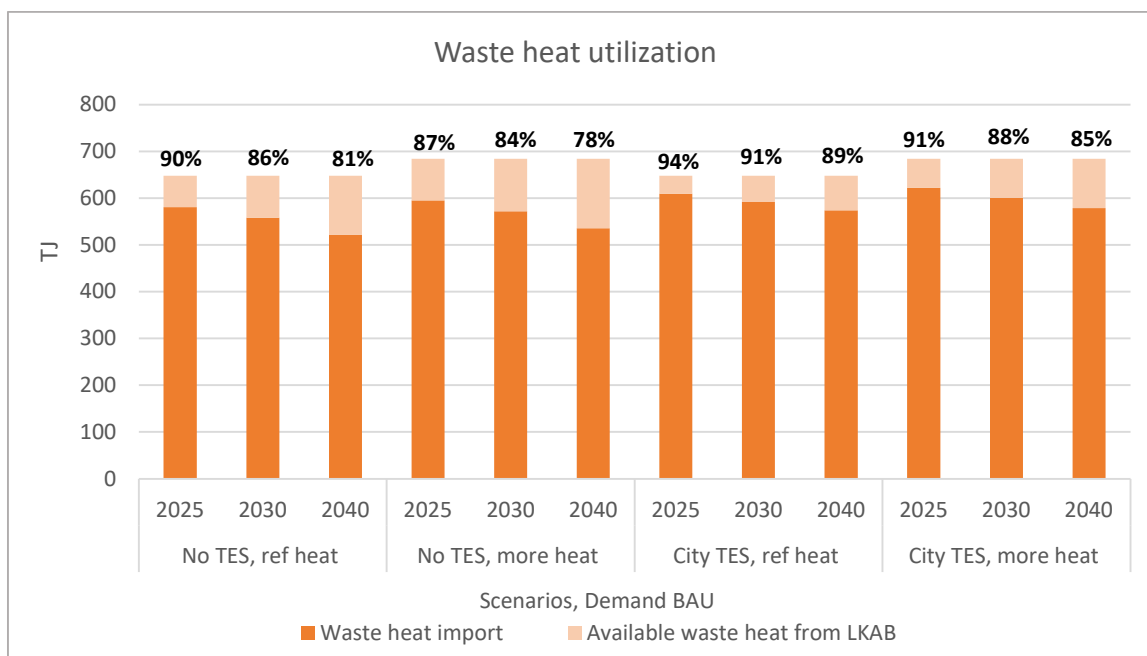
### 5.5.1.4 Användning av restvärme

Restvärmepotentialen från LKAB undersöktes i kapitel 3 och beräknas vara 648 TJ (180 GWh) efter kulvertändringen, vilket är inkluderat i "ref värme"-fallet. I "mer värme"-fallet uppgår den tillgängliga restvärmemängden till 684 TJ (190 GWh).

I Figur 32 visas användningen av restvärme inom fjärrvärmenätet i Kiruna för år 2025, 2030 och 2040. Ett antal observationer kan ses från figuren:

- i. I samband med att mer restvärme från LKAB finns tillgängligt, används mer värme i fjärrvärmenätet (jämfört med scenarierna "inget TES, ref värme" och "inget TES, mer värme");
- ii. Användningsgraden av restvärme är omkring 3% lägre i "mer värme" scenarierna jämfört med scenarier med "ref värme". Detta eftersom i "mer värme" scenarierna är den tillgängliga mängden restvärme högre än "ref värme" så den procentuella andelen som kan nyttjas minskar;
- iii. I scenarierna "TES i staden", är både mängden av använd värme och förhållandet mellan använd värme större än i scenarierna utan värmelagring. Detta beror på

möjligheten att lagra restvärme under perioder med lågt värmebehov till perioder med högt värmebehov.

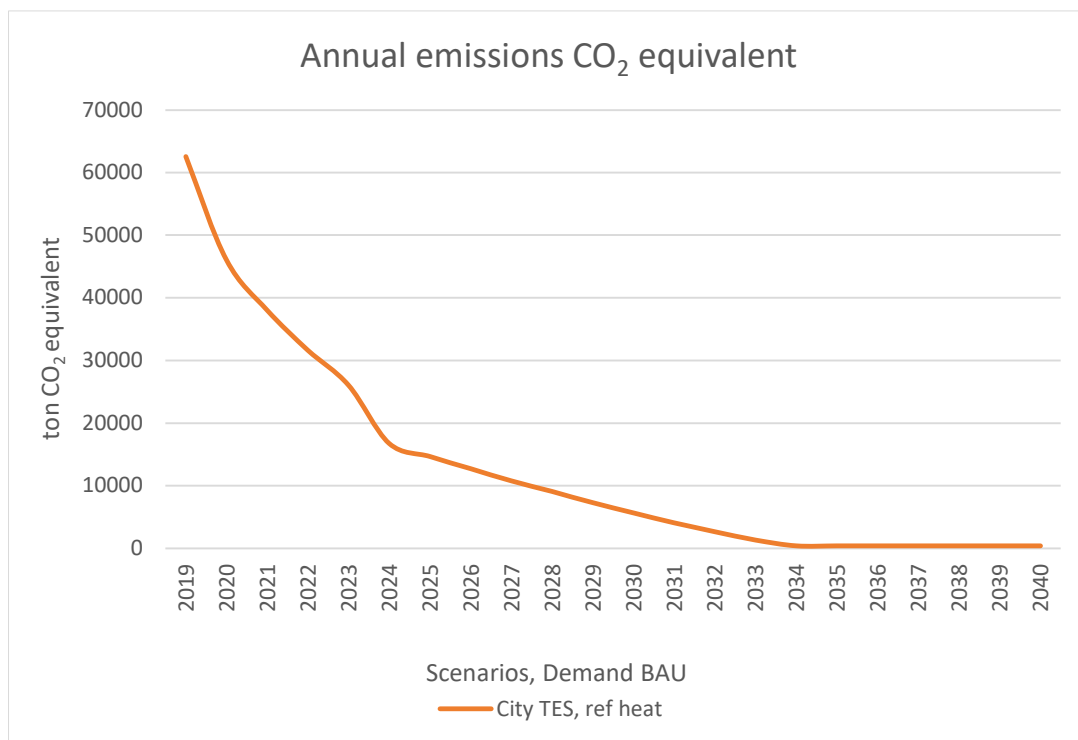


Figur 32. Andelar av restvärmes användning i basscenarierna, Efterfrågan BAU.

### 5.5.1.5 Koldioxidutsläpp

Koldioxidutsläppen minskar främst genom att byta ut bränslet i kraftvärmeverket från avfall till biomassa. I modellen tilldelas ingen utsläppsfaktor av koldioxid till förbränningen av biomassa. De årliga utsläppen är snarlika i basscenarierna; därmed väljs ett basscenario ut för att visualisera utsläppsminskningen av koldioxid från 2019 till 2040 (Figur 33). Utsläppen minskar drastiskt genom att frångå avfallsförbränningen.





Figur 33: Koldioxidutsläpp för scenariot "TES i staden, ref värme" med Efterfrågan BAU.

## 5.5.2 Resultaten från Känslighetsanalysen – Efterfrågan BAU

I följande sektion diskuteras resultaten från känslighetsanalyserna. Scenarioreultatet från "TES i staden, ref värme" presenteras tillsammans med känslighetsfallen. Beskrivningen av fallen och hur de skiljer sig från basscenerierna beskrivs i Tabell 6.

Tabell 6: Beskrivning av "TES i staden, ref värme" och känslighetsfallen med efterfrågeprognoserna från nuvarande situation (BAU).

Efterfrågan BAU		
TES i staden, ref värme		
<b>Efterfrågan - BAU:</b> Efterfrågeprognosen följer nuvarande situation; <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)		
Ingen Re-CHP	Biomassapriser	Elpriser
Det avfallseldade kraftvärmeverket läggs ned och genomgår ingen renovering år 2024.	Priset på biomassa år 2040 har dubblats i jämförelse mot 2019 års värde, med en linjär ökning mellan 2019 och 2040	Högre volatilitet i priserna och priset på tidsstegsnivå är något högre jämfört med priserna i basfallet.

### 5.5.2.1 Systemkostnad

I Tabell 7, listas de totala systemkostnaderna i scenarierna med känslighetsanalysen. I scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, ref värme, Elpriser" är den totala systemkostnaden snarlik, vilket beror på liknande investeringar och värmeproduktion (Figur 34 och Figur 35). Den totala värmelagringskapaciteten år 2040 per "TES i staden, ref värme"-scenario finns listade i Tabell 7. Den största kapaciteten och högsta investeringskostnaden återfinns i scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapriser", inom vilken all restvärme tillgängligt från LKAB används, vilket visas i sektionen "Användning av restvärme: Känslighetsanalys".

Tabell 7: Totala systemkostnader och värmelagringskapaciteter för känslighetsanalysen jämfört med scenariot "TES i staden, ref värme".

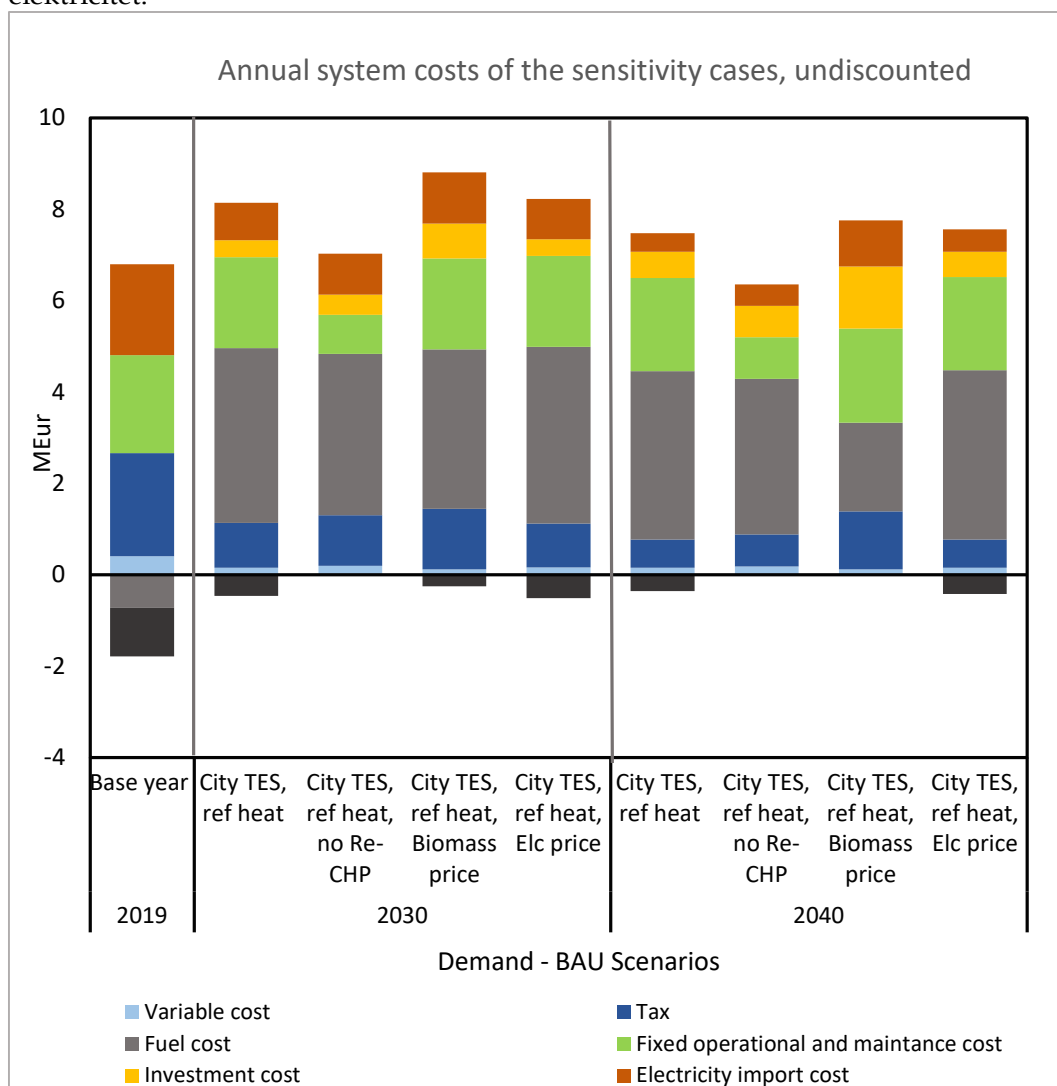
Scenarier, Efterfrågan BAU	Total Värmelagringskapacitet på TES i staden år 2040 (TJ/GWh)	Total Systemkostnad (MEur)
TES i staden, ref värme	49/13,6	119.2
TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP	112/31,1	110.5
TES i staden, ref värme, Biomassapris	204/56,7	128.7
TES i staden, ref värme, Elpris	45/12,5	119.6

Scenariot med de högsta kostnaderna utgörs av scenariot där biomassapriset fördubblas från år 2019 till 2040. I scenariot, resulterar det högre biomassapriset med tiden i högre rörliga kostnader för biomassaanläggningarna. Värmeproduktionen från det biomassaldade kraftvärmeverk minskar därmed för att sedan sluta producera när biomassapriset gör det olönsamt. För att möta behovet sker i stället investeringar i värmelagringsystem för att utnyttja mer restvärme samt luftvärmepumpar.

Resultaten visar att renoveringen av kraftvärmeverket och bytet av bränslet till biomassa, och därmed att värmeproduktion från verket bibehålls, kommer att resultera i en mer kostsam långsiktig lösning för fjärrvärmenätet än att en nedläggning av kraftvärmeverket sker. Scenariot "TES i staden, ingen Re-CHP" har de lägsta totala systemkostnaderna i jämförelse med alla scenarier som följer en efterfrågeprognos med nuvarande situation. I scenariot investerar modellen i ett värmelagringsystem och täcker det resterande värmebehovet med restvärme, biomassapannor, och luftvärmepumpar. I scenariot ökar även andelen individuella uppvärmningsalternativ i stadens värmeproduktionsmix. Värt att notera är att

avsaknaden av kraftvärmeverket innebär att fjärrvärmenätet i Kiruna tappar möjligheten att generera elektricitet, vilket kan ha en signifikant påverkan på energisystemet i regionen. Trots detta innebär avsaknaden av kraftvärmeverket den minst kostsamma lösningen som erhålls från modelleringen, vilket visas i Figur 34.

I samband med den drastiska ökningen i biomassapriset i scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapriser", minskar värmeproduktionen från kraftvärmeverket med biomassaförbränning över tiden, och från 2035 täcks fjärrvärmeproduktionen av luftvärmepumpar och restvärme från LKAB (direktanvändning samt lagring). Under åren utan värmeproduktion från det biomassaldade kraftvärmeverket genereras ingen elektricitet.



Figur 34: Årliga systemkostnader i känslighetsfallen med Efterfrågan BAU-prognos, scenariorisultaten för "TES i staden, ref värme" visas för jämförelse.

### 5.5.2.2 Fjärrvärmeproduktion och produktionsenheternas kapaciteter

Den totala fjärrvärmeproduktionen i Kiruna år 2030 visas i Figur 35 per säsong, vilket inkluderar värmeproduktion från fjärrvärmeverk, direktanvänd restvärme samt lagring och användning av värmelagringssystemen. Direktanvänd restvärme (ljusblå) och lagring och användning av värmelagringssystemen är separata.

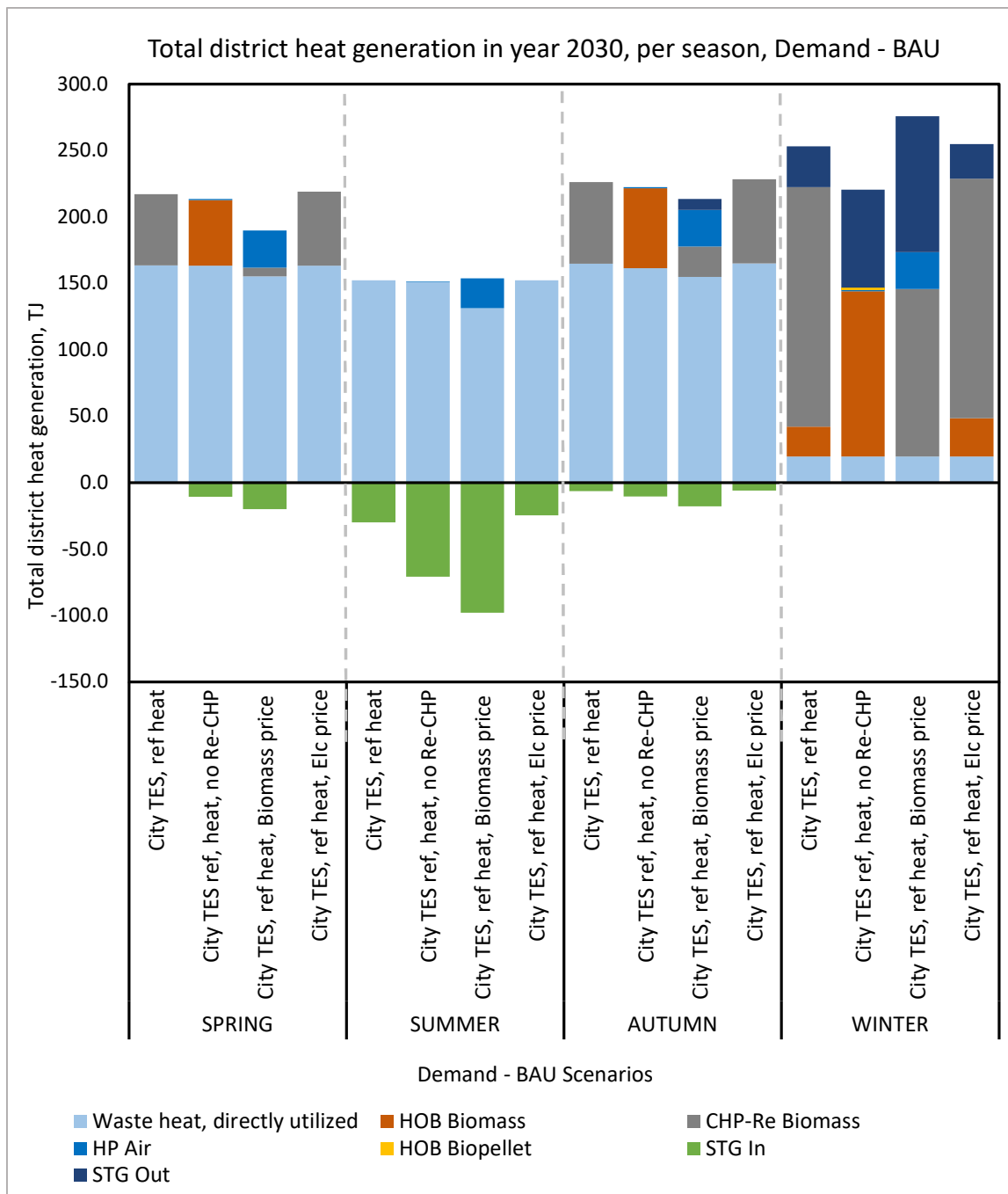
Till skillnad från scenarierna "TES i staden, ref värme", "TES i staden, ref värme, Elpriser", lagras värme inte bara under sommaren och hösten men även under våren i scenarierna "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP" och "TES i staden, ref värme, Biomassapriser".

I Figur 36 har varaktighetskurvor tagits fram för år 2030 för scenariot "TES i staden, ref värme" samt för känslighetsfallen. Produktionen visas i fallande ordning för att visa värmeproduktionen från fjärrvärmeverken när behovet är som störst.

I scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, ref värme, Elpriser" är fjärrvärmeproduktionen och restvärmeanvändningen snarlika under år 2030. Effekten av att en elprisändring eller skillnad i lagringskapacitet inte är synlig för det året bortsett från de tidsstegen där värmebehovet är som störst.

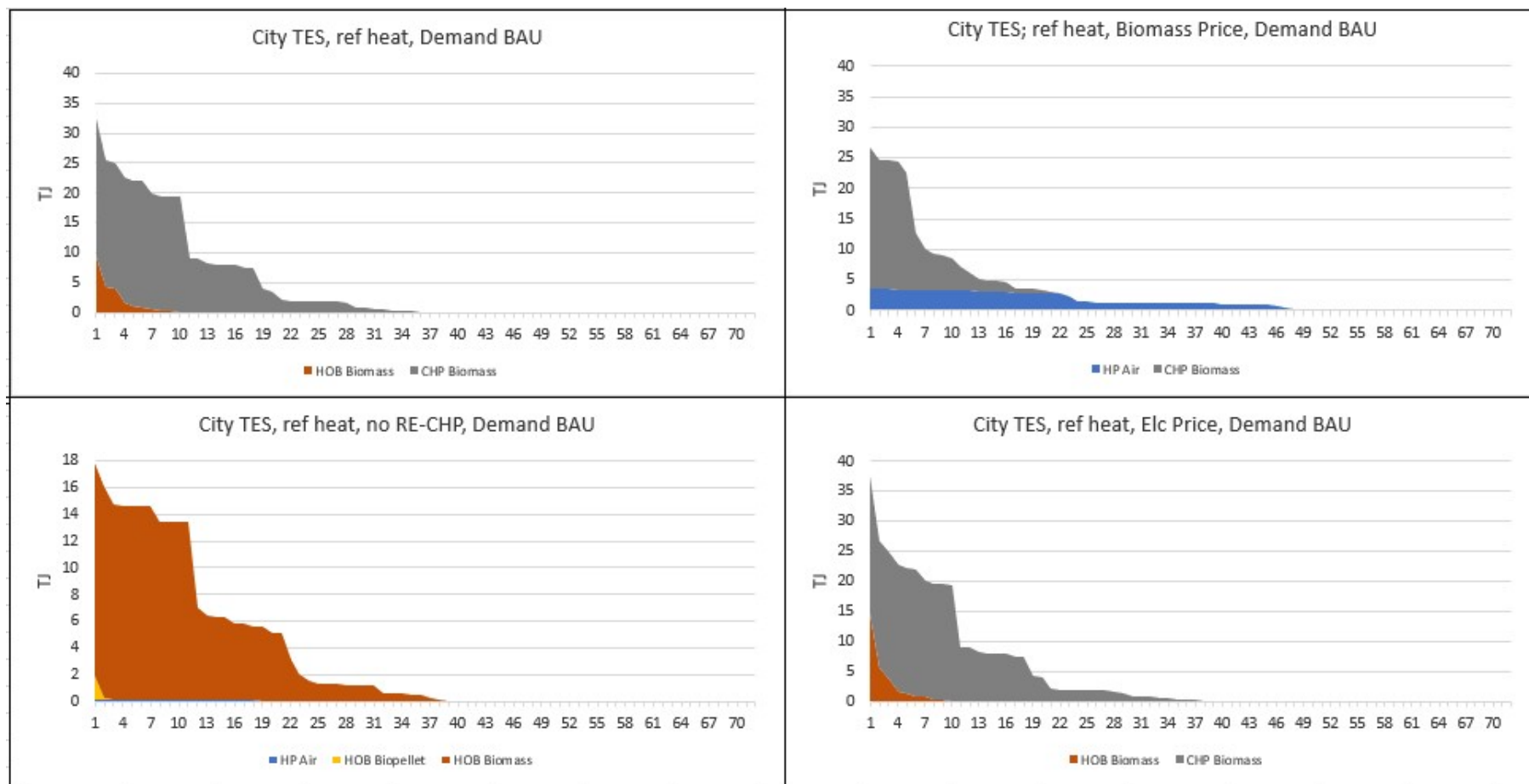
Fjärrvärmeproduktionen är 10 TJ lägre i "TES i staden, ref värme, Biomassapriser" jämfört med "TES i staden, ref värme, Elpriser", vilket beror på en större lagringskapacitet och en ökad användning av restvärme. Skillnaden mellan scenariot med höga biomassapriser jämfört med andra fall är att värmeproduktionen från storskaliga luftvärmepumpar fortsätter under varma månader för att kunna lagra mer restvärme under våren och sommaren.

I "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP"-scenariot är värmeproduktionen lägst under tidsstegen med störst värmebehov, eftersom värmelagret laddas ur under dessa perioder. Värmeproduktionen från biomassapannorna får stöd av urladdning av restvärme från värmelagret, vilket minskar behovet av spetslastproduktion.



Figur 35. Fjärrvärmeproduktion per säsong under år 2030 för scenariot "TES i staden, ref värme" (basscenario och känslighetsanalys) för Efterfrågan BAU.

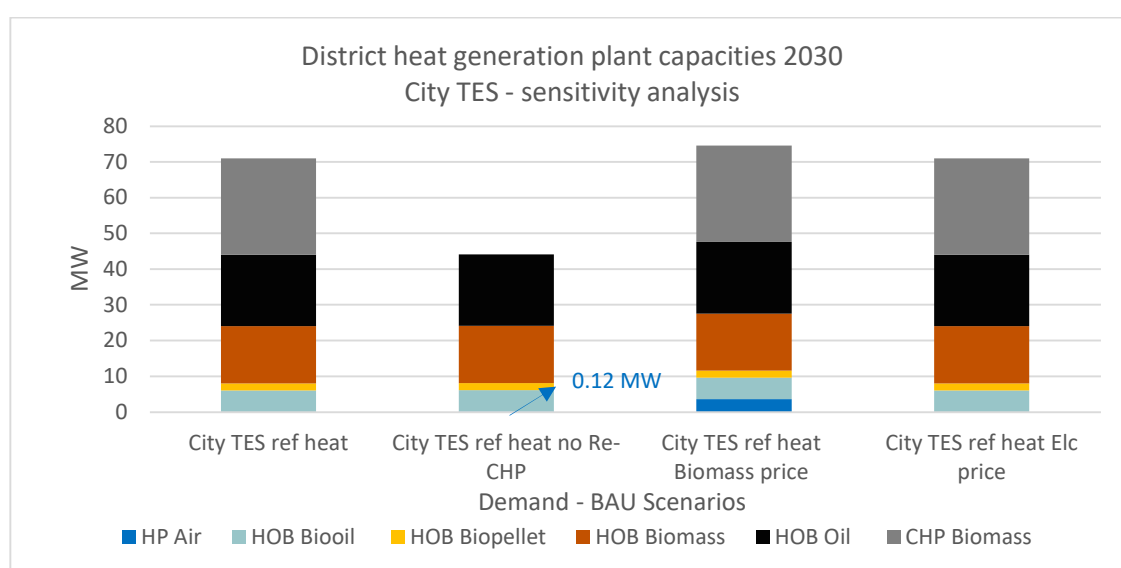
ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA  
Med hjälp av restvärme



Figur 36. Fjärrvärmeproduktion i scenariot "TES i staden, ref värme" samt för känslighetsanalyserna, för Efterfrågan BAU år 2030, tidsstegsnivå, i fallande ordning.



Fjärrvärmeverkens kapaciteter är identiska i basscenerierna (se Tabell 4 för beskrivning av scenarier). Fjärrvärmeproduktionens kapacitetsdistribution under år 2030 visas i Figur 37 från "TES i staden, ref värme"-scenariot. Vidare är fjärrvärmekapaciteterna i känslighetsfallen, som visas i figuren, snarlika scenariot "TES i staden, ref värme", förutom scenariot "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP". Anledningen till likheten mellan scenarierna beror på att alla kraftvärmeverk som för närvarande är tillgängliga i fjärrvärmenätet antas finnas kvar i systemet fram till år 2040. I "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP" har det avfallseldade kraftvärmeverket lagts ned år 2024.



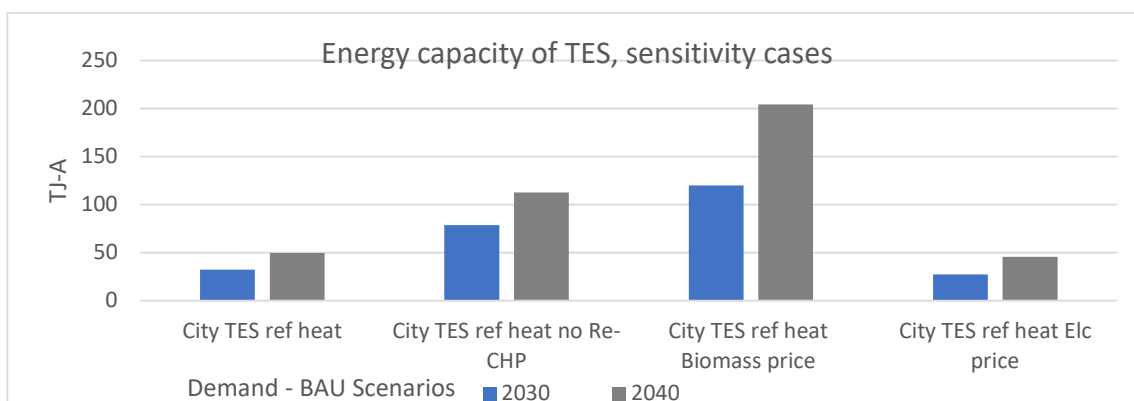
Figur 37. Kapaciteter i fjärrvärmeverket år 2030 i MW.

I "TES i staden, ref värme, Biomassapriser"-scenariot undersöks effekten av ett ökat biomassapris. Trots att biomassanläggningar finns tillgängliga i systemet minskar värmeproduktionen från anläggningarna över tiden på grund av högre priser, och en storskalig investering inom värmeproduktionen sker på luftvärmepumpar från år 2030. Scenariot har den största investeringen av lagringssystem (Figur 38) och all tillgänglig restvärme från LKAB används i systemet (Figur 41).

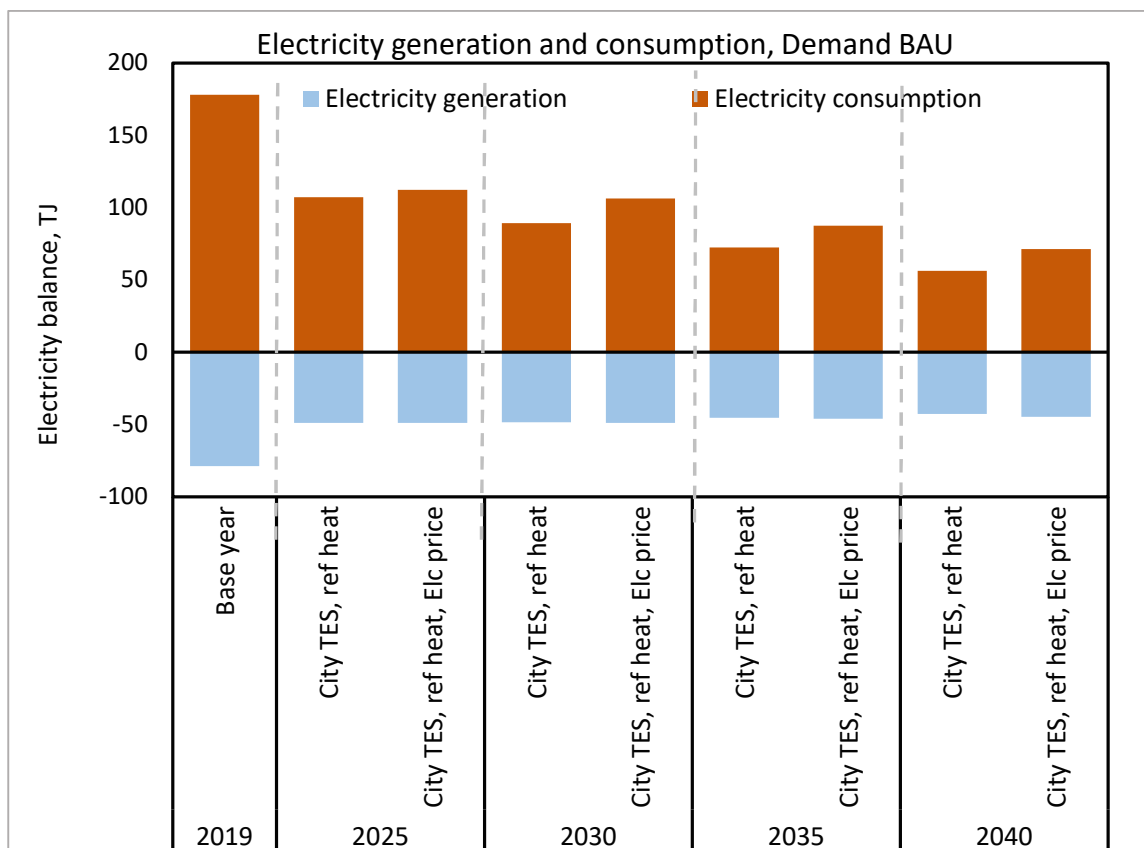
### 5.5.2.3 Värmelagringskapaciteter

Investeringen i lagringssystem är störst i scenariot där biomassapriset fördubblas till år 2040. Lagringskapaciteten ökar signifikant i samband med att biomassapriset ökar mer än 70% jämfört med 2019. I scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, ref värme, Elpriser" föredrar modellen att fortsätta med värmeproduktion från kraftvärmeverket drivet på biomassa i stället för att investera i en utökad lagringskapacitet. Vidare produceras även mer värme från det biomassaeldade kraftvärmeverket i scenario "TES i staden, ref värme,

Elpriser”, jämfört med ”TES i staden, ref värme”. Anläggningen genererar mer värme eftersom elproduktionen blir mer lönsam på grund av högre elpriser (Figur 39). I tillägg till detta är lagringskapaciteten lägre jämfört med scenariot ”TES i staden, ref värme” (Figur 38) eftersom mer värme genereras från det biomassaldade kraftvärmeverket.

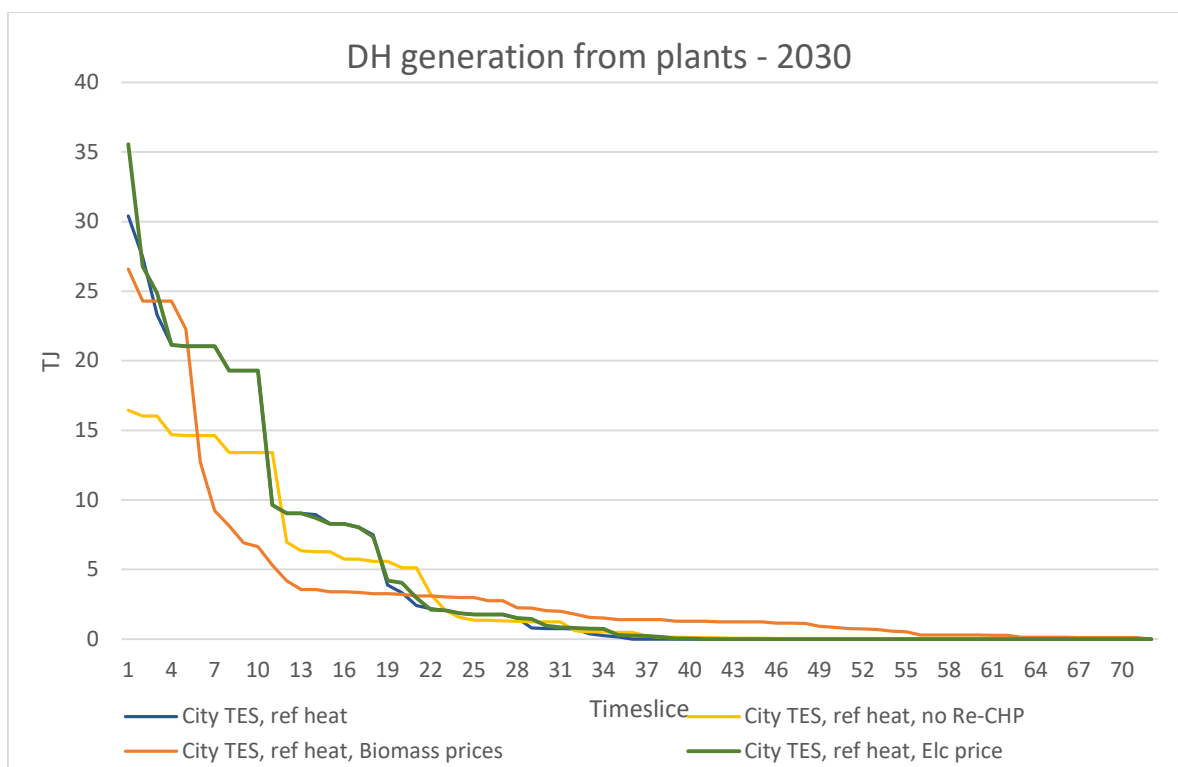


Figur 38: Värmelagringskapacitet år 2030, 2035 och 2040, i känslighetsfallen; ”TES i staden ref värme”-scenarierna.



Figur 39: Elproduktion och -konsumtion (TJ) för scenarierna ”TES i staden, ref värme” och ”TES i staden, ref värme, Elpriser”.

I scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapriser" syns en kraftig minskning i värmeproduktionen på grund av en stor urladdning från värmelagringsystemet under en vintermånad. I scenariot "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP" är urladdningsgraden per vintermånad snarlik. I scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, ref värme, Elpriser" är laddningen och urladdningen av lagringssystemet snarlik, därmed syns ett snarligt beteende i scenarierna.

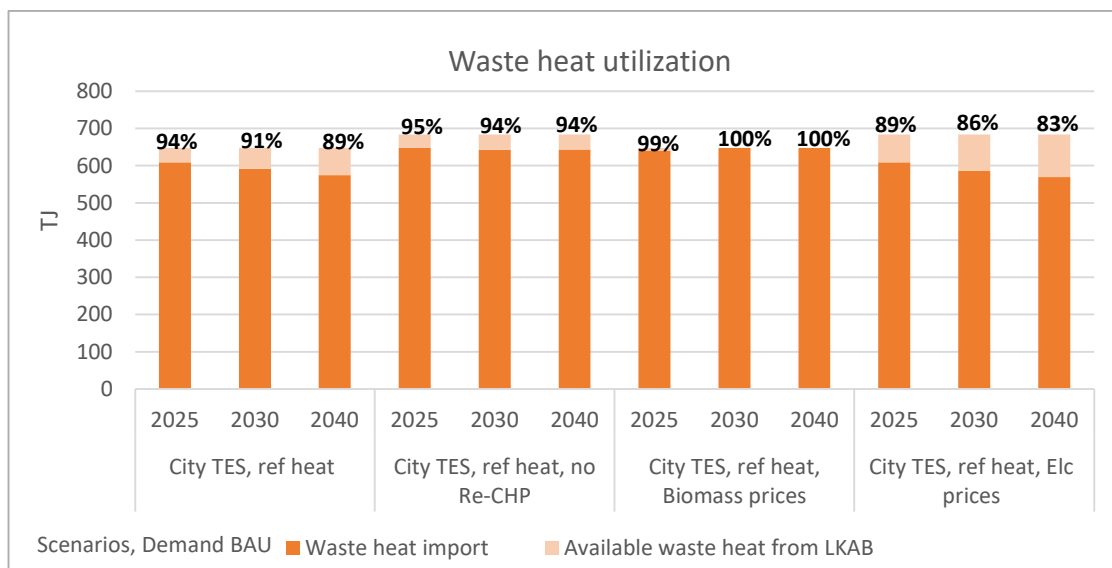


Figur 40: Varaktighetskurvor på fjärrvärmeproduktionen år 2030 per tidssteg, i fallande ordning. I tillägg till "TES i staden, ref heat"-scenarierna, är varaktighetskurvan för "Ingen TES, ref värme" inkluderad för att möjliggöra en bättre jämförelse av effekten av att ha värmelagring i systemet.

#### 5.5.2.4 Användning av restvärme: Känslighetsanalys

I känslighetsanalysen är användningen av restvärme i "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP" och "TES i staden, ref värme, Biomassapriser" högre jämfört med "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, ref värme, Elpriser" på grund av en högre kapacitet i värmelagringsystemen.

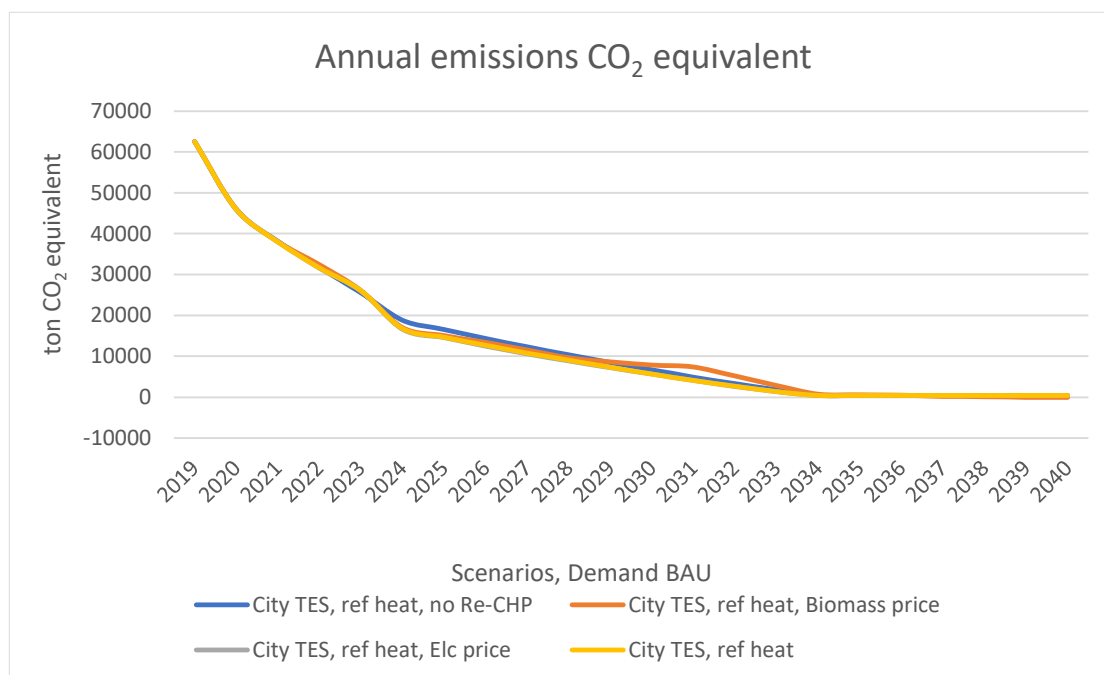
I scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapriser" används all värme som finns tillgängligt i systemet, värmen används antingen direkt eller lagras för att användas i ett tidssteg med ett större behov.



Figur 41. Restvärmeanvändning i känslighetsfallen, "TES i staden, ref värme" är inkluderad i figuren för jämförelse, Efterfrågan BAU.

### 5.5.2.5 Koldioxidutsläpp: Känslighetsanalyser

I känslighetsfallen minskar koldioxidutsläppen på grund av en ökad användning av restvärme och nedläggningen av det avfallsseldade kraftvärmeverket. I scenariot "TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP" är utsläppen något högre på grund av en ökad import av pellets (pelletsproduktion har indirekta utsläpp som är inkluderade i modellen).



Figur 42: Koldioxidutsläpp för scenariot "TES i staden, ref värme" med Efterfrågan BAU samt känslighetsfallen.

## 5.6 Slutsatser från energisystemmodellen

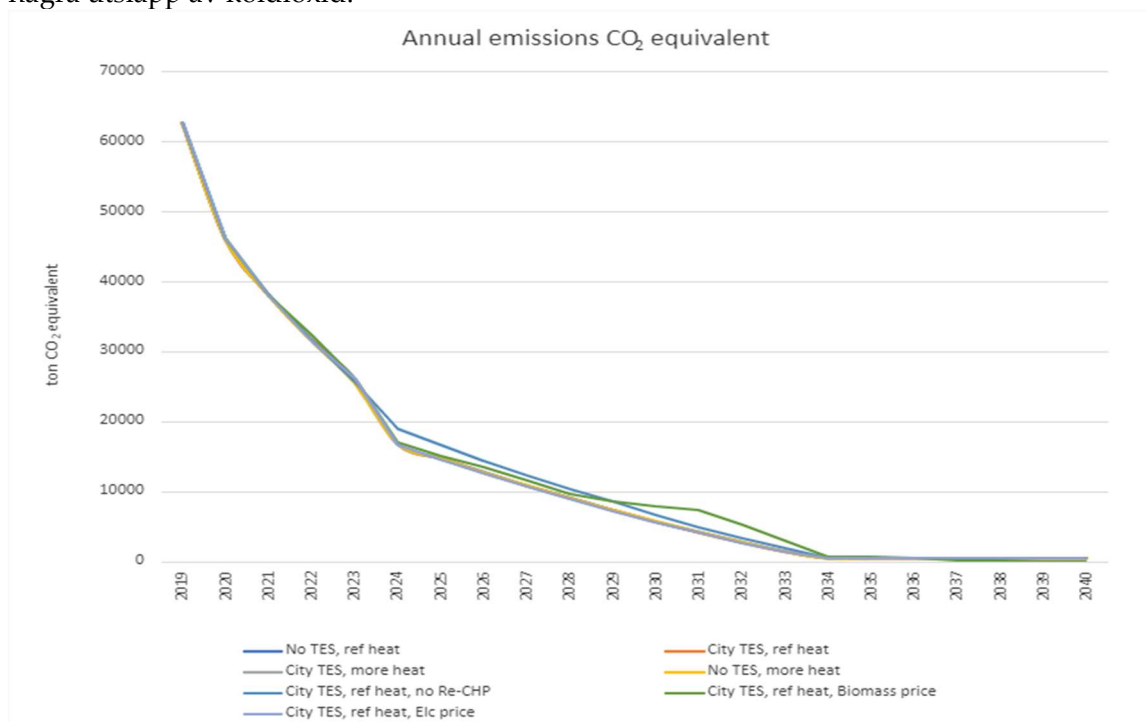
- Att uppföra ett energilagrar är kostnadseffektivt i Kirunas fjärrvärmesystem: i de fall modellen kan investera i ett energilagrar väljer den att göra det.
- I samtliga fall är energilagret ett borrhållslager (BTES), modellen investerar inte i berggrumslager (CTES).
- Fjärrvärmebehovet täcks av restvärme från mitten av våren till hösten i alla scenarier, förutom känslighetsfallet med dubbla biomassapriser. I det scenariot fortsätter fjärrvärmeproduktionen från luftvärmepumpar fram till sommaren, vilket möjliggör att mer värme lagras under våren.
- Från resultaten framgår det att en ökad användning av restvärme resulterar i en minskad värmeproduktion från fjärrvärmeverk under perioder med störst behov (vintermånader).
- I basscenariot med "mer värme" (LKAB har lagring och restvärme är tillgängligt för leverans till staden under vintern), minskar behovet av att lagra värme under sommaren till vintern eftersom restvärme finns tillgängligt under vintern från LKAB som kan användas direkt i systemet.
- Under sommaren och hösten lagras i basscenerierna den tillgängliga restvärmen, som inte behövs för att täcka stadens behov i ett energilagrar. Värmen används sedan under vintersäsongen. Det resterande fjärrvärmebehovet möts av genererad värme i det biomassaeldade kraftvärmeverket och biomassapannorna.
- Resultaten visar att den planerade renoveringen av kraftvärmeverket, och därmed ett byte från avfall till biomassa som bränsle, och en bibehållen el- och värmeproduktion från verket, kommer att resultera i en mer kostsam långsiktig lösning för fjärrvärmenätet än att en nedläggning av kraftvärmeverket sker. Detta trots minskade intäkter från elförsäljning.
- Den största totala systemkostnaden återfinns i scenariot med fördubblade biomassapriser ("TES i staden, ref värme, Biomassapriser"). Resultaten visar att det inte är kostnadsoptimalt att producera värme från biomassa i det ombyggda kraftvärmeverket från 2035 i scenariot. Modellen investerar i luftvärmepumpar och ett ökat värmelagringssystem för att täcka behovet. I scenariot finns därför heller ingen elproduktion från 2035. Restvärmeanvändningen och investeringen i lagringssystem är som störst i detta fall.
- I känslighetsfallet där det avfallseldade kraftvärmeverket läggs ned år 2024 och därmed inte renoveras, är totala systemkostnaden lägst. Modellen genererar värme med biomassapannorna (HOB) under perioder med större behov. Lagringskapaciteten och restvärmeanvändningen är näst störst jämfört med andra scenarier.
- Ökad befolkningsmängd och därmed en högre efterfrågan på värme har liknande slutsatser.

## 5.7 Val av scenarier att gå vidare med

Under projektets modelleringsfas har resultatet diskuterats med projektets parter vid flertalet tillfällen för att säkerställa modellresultatet. Resultaten färdigställdes i rapportform som skickades till samtliga i projektet inför ett beslutsmöte. Baserat på resultatet från energisystemmodelleringen valdes två scenarier ut för att analyseras vidare med avseende på samhällsnytta (i en nyttokostnadsanalys) och mer djupgående med avseende på den ekonomiska kalkylen. Valet baserades på tekno-ekonomiska och klimatmässiga data från modelleringsresultatet i kombination med förutsättningar i Kiruna samt en önskan att vald lösning skulle vara framtidssäkrad. Särskilda mål som beaktades i beslutet var:

- Pris mot kund får inte påverkas
- Kiruna ska gå mot klimatneutralitet
- Eftersträva en hög nyttjandegrad av restvärmen

Kiruna ska gå mot klimatneutralitet och utvecklingen av klimatutsläppen för de olika scenarierna var därför viktig att jämföra. Samtliga scenarier hade en snarlik utveckling, som kan ses i Figur 43, där den årliga mängden koldioxidutsläpp minskar för att 2035 nå nära noll nivåer. Beslutet att stoppa energiåtervinningen av avfall är det enskilt största för att minska koldioxidutsläppen, men även att undvika fossila bränslen helt i bränslemixen samt utvecklingen på elmarknaden där produktionen antas vara koldioxidfri till 2035. Nollnivåer på koldioxid till 2035 bygger på antagandet att biomassa i modellen inte är associerade med några utsläpp av koldioxid.



Figur 43: Koldioxidutsläpp för samtliga scenarier (basscenarier och känslighetsscenarier) med Efterfrågan BAU.

Lägst systemkostnad uppstår i känslighetsanalysen med lager på stadens sida och där ingen omställning till biomassa sker i kraftvärmeverket efter att avfallsförbränningen slutar. Högst systemkostnad uppstår i känslighetsanalysen där priset på biomassa ökar kraftigt, det är också i detta scenario värmekapaciteten i lagret är som störst. Resterande scenarier har snarlik systemkostnad (se Tabell 8). I basscenerierna är systemkostnaden marginellt lägre med ett lager än utan.

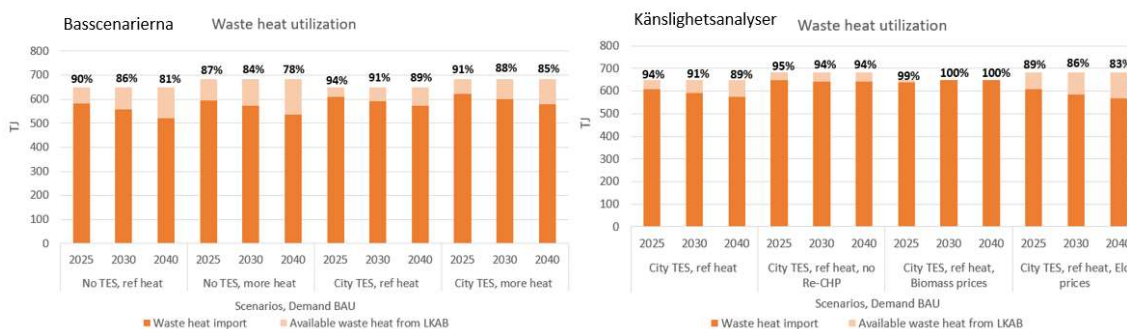
Tabell 8: Total systemkostnad och värmelagringkapacitet i energilagret för samtliga scenarier med efterfrågan BAU.

Scenarier, Efterfrågan BAU	Total Värmekapacitet på TES i staden år 2040 (TJ/GWh)	Total Systemkostnad (MEur)
Inget TES, ref värme	-	119.3
Inget TES, mer värme	-	118.9
TES i staden, ref värme	49/13,6	119.2
TES i staden, mer värme	42/11,7	118.8
TES i staden, ref värme, ingen Re-CHP	112/31,1	110.5
TES i staden, ref värme, Biomassapris	204/56,7	128.7
TES i staden, ref värme, Elpris	45/12,5	119.6

Scenariot utan energilagring (Inget TES, ref värme) har den lägst volymen tillgänglig restvärme och i det scenariot minskar utnyttjandegraden av tillgänglig restvärme från 90% 2025 till 81% 2040. Med ett lager på LKAB:s sida blir mer restvärme tillgänglig för att leveransen kan spridas ut över året. Av basscenerierna är det scenariot med lager på både LKAB:s och stadens sida som leder till den högsta volymen restvärme som används i fjärrvärmenätet. Den högsta utnyttjandegraden av tillgänglig restvärme i basscenerierna uppnås i scenariot med lager på stadens sida. I känslighetsanalyserna där ingen återinvestering sker i kraftvärmeverket samt scenariot med höga priser på biomassa så uppnås en hög och stabil utnyttjandegrad av restvärme. Ett högt pris på biomassa leder till 100% utnyttjandegrad av tillgänglig restvärme, se Figur 44.



## ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA Med hjälp av restvärme



Figur 44: Restvärmeutnyttjande i basscenerierna och i känslighetsanalyserna.

I modellen fanns alternativ med att uppföra ett energilager på LKAB:s sida om kulverten, på stadens sida eller på båda sidor för att modellen skulle ha samtidiga alternativ tillgängliga för att optimera systemet. I verkligheten är ett lager på LKAB:s sida om kulverten svårare att realisera än ett lager på stadens sida. LKAB har begränsat med tillgänglig yta och markåtgången skulle ställas i direkt konkurrens med kärnverksamheten. På grund av de givna förutsättningarna beslutades att inte gå vidare med de scenarier som inkluderade ett lager på LKAB:s sida. Därför valdes scenariot med energilager på stadens sida (TES i staden, ref värme).

Utvecklingen av energipriser har stor påverkan på vilket vägval som kommer vara mest lönsamt. För att framtidssäkra modellresultatet inkluderades de två känslighetsanalyserna som varierar el- respektive priset på biomassa. Elprisscenarioet innebar en ökad volatilitet i elpris och hade begränsad påverkan på resultatet. Ett annat alternativ hade kunnat vara att modellera kraftigt ökande elpriser, som skulle kunna bli ett resultat av till exempel HYBRIT, men vid en sådan etablering skulle samtidigt den tillgängliga mängden restvärme att öka och ett säsongenergilagring skulle vara mindre intressant. Intressantare för Kiruna kraft är därför att framtidssäkra projektets resultat mot höga priser på biomassa (se vidare diskussion nedan 5.7.1) och därför valdes även känslighetsscenarioet med kraftigt ökande pris på biomassa (TES i staden, ref värme, biomassapris) att gå vidare med i projektet.

Sammanfattningsvis har projektet valt att gå vidare med följande två scenarier:

Scenario 1: TES i staden, ref värme

- Utökad restvärmeanvändning genom att bygga energilager i fjärrvärmenätet

Scenario 2: TES i staden, ref värme, Biomassapris

- Utökad restvärmeanvändning genom att bygga energilager i fjärrvärmenätet
- Priset på biomassa dubblas över modelleringsperioden vilket leder till att bio-KVV fasas ut till förmån för ett större energilager och värmepumpar.

### 5.7.1 Risker med ett långsiktigt biobränsleberoende

Beslut som fattas av verksamheter i dag behöver ta hänsyn till förändringar som sker till följd av klimatförändringarna för att undvika inläsningseffekter. I Fransson (2021) identifierades att fjärrvärmesektorn i Sverige har stor exponering mot hur klimatförändringarna påverkar biomassa, både på grund av själva klimatet och än mer genom politiska beslut som påverkar bioekonomins utformning. Den största exponeringsfaktorn att beakta som fjärrvärmebolag innan man sätter sig i en långsiktig beroendesituation till biomassa är *Ambitiösare Klimatmål*. En av de viktigaste åtgärderna för EU för att nå koldioxidneutralitet till 2050 är utvecklingen av bioekonomin (European Commission). Det kommer att leda till ökad konkurrens om biomassa när allt fler sektorer med högre betalningsvilja behöver frångå fossila alternativ och till följd, prishöjningar. Fjärrvärmebranschen kommer då att drivas i högre grad mot biomassasortiment med lägre värde men även där kommer konkurrensen på sikt att öka och fjärrvärmens behöver övergå till andra bränslen. EU policy förordar att biomassa måste produceras hållbart för att bidra till klimatomställningen utan att negativt påverka andra aspekter och det finns en risk att hållbarhetskriterier minskar den totala tillgången på biomassa. Således finns risker både från ökad efterfrågan och minskad tillgång att ta hänsyn till. Risker relaterade till bränslepriset prioriteras högt av beslutsfattare inom fjärrvärmeföretag och risker till följd av framtida politiska besluts bedöms svåra att hantera (Fransson 2021). Att i högre grad övergå till restvärme minskar risk associerad med bränslepriser (Lygnerud, Klugman et al. 2022).

## 6 Samhällsekonomisk nyttokostnadsanalys

Kiruna Kraft är en del av Tekniska verken i Kiruna som är en samhällsaktör helägd av Kiruna kommun. Det finns därför ett särskilt intresse i att investeringar som görs kommer till nytta för samhällets medborgare och bidrar till en mer attraktiv kommun. En samhällsekonomisk nyttokostnadsanalys (NKA) har genomförts för att väga in de samhällsnyttor och kostnader som uppstår till följd av de investeringar som Kiruna Kraft väljer mellan, och inte enbart se de rent ekonomiska kostnaderna för olika vägval.

All verksamhet ger upphov till miljöpåverkan som medför en direkt eller indirekt kostnad för samhället, så kallade externa kostnader. Detta inkluderar till exempel förändringar i utsläpp av växthusgaser som orsakar klimatpåverkan eller luftföroreningar som påverkar allmänhälsan. Genom att utsläppen minskar undviks en kostnad för samhället. Förändringar i folkhälsa prissätts med hjälp av databaser där samhällskostnaden per utsläppsenhet i olika länder har beräknats. Förändringar i klimatpåverkan prissätts genom att sätta ett pris på koldioxid. De externa kostnaderna utvärderas tillsammans med de ekonomiska kostnaderna

som investeringskostnader, bränslekostnader och drift- och underhållskostnader. Genom denna metod till exempel kan investeringar med en högre ekonomisk kostnad motiveras om investeringen bidrar till minskade utsläpp.

## 6.1 Metod

Nyttokostnadsanalysen följer följande generella steg (anpassade från Boardman, Greenberg et al. (2001)):

1. En beskrivning över de alternativ som utvärderas.
2. Ett beslut kring vems kostnader och nyttor som avses.
3. Identifiering av konsekvenser och hur de kan mätas.
4. Förutsäga de kvalitativa förändringarna av konsekvenserna.
5. Prissätta förändringen.
6. Beräkna nettonuvärdet för samtliga alternativ genom att diskontera framtida kostnader och nyttor till basåret med en diskonteringsränta för att få jämförbarhet då pengars värde minskar över tid.
7. Genomföra känslighetsanalys.
8. Rekommendationer.

## 6.2 Scenarier

Två scenarier utvärderas mot referensscenariet i nyttokostnadsanalysen. Dessa baseras på resultatet från energisystemmodelleringen och val av scenarier motiveras i kapitel 5.7.

Referensscenario "Inget TES, ref värme" innebär att de redan beslutade förändringarna implementeras, både i Kiruna Krafts produktion samt i samarbetet med LKAB. De beslutade förändringarna är inkluderade även i scenario 1 och 2, där även nya möjliga investeringar inkluderas för att optimera systemet. Tabell 9 beskriver kortfattat de inkluderade alternativen och skillnaderna mellan dem. Scenarierna finns beskrivna i detalj i kapitel 5.4.

Tabell 9: Scenarier inkluderade i nyttokostnadsanalysen

Referensscenario	Restvärmeanvändning utökas enligt steg 2 i samarbetet.  Avfallspannan konverteras till biobränsle till vintern 2024
------------------	---

Scenario 1 "TES i staden, ref värme"	Utökad restvärmeanvändning med investeringar i energilager i fjärrvärmenätet
Scenario 2 "TES i staden, ref värme, Biomassapris"	Utökad restvärmeanvändning med investeringar i energilager i fjärrvärmenätet  Priset på biomassa dubblas över modelleringsperioden. I scenariot fasas biobränslen successivt ut till förmån för ett större energilager samt storskaliga värmepumpar.

## 6.3 Kostnader och nyttor

Enligt Kirunas Krafts Miljörapport (Kiruna Kraft AB 2021) orsakar verksamheten framför allt miljöpåverkan genom utsläpp till luft och vatten från värmeproduktionen och transporter till och från anläggningarna. Enbart utsläpp till luft är inkluderade i denna NKA. I analysen inkluderas hälsoeffekterna av luftföroreningar samt klimatpåverkan från utsläpp av växthusgaser.

Det är primärt Kiruna Kraft och LKAB som står för kostnaderna i de olika scenarierna genom sitt restvärmesamarbete. Kiruna Kraft och LKAB har ett gemensamt mål med restvärmesamarbetet och det är att slutkunden inte ska behöva betala ett högre pris för värmen. Det antas därför att kostnaden för slutkunden är samma för samtliga scenarier. Scenarier med ökade nyttor, som minskad klimatpåverkan och förbättrad allmän hälsa, är gynnsamt för hela samhället. Skillnaden mellan alla kostnader och nyttor som uppstår för samtliga aktörer i de olika scenarierna beräknas på årsbasis och diskonteras till basåret, 2020. 2019 som var basåret för energisystemmodelleringen har exkluderats i nyttokostnadsanalysen eftersom samtliga kostnader och nyttor är identiska i scenarierna.

Indata är strukturerade enligt följande övergripande punkter:

- Ekonomiska kostnader.
- Utsläpp av luftföroreningar (påverkan på hälsa) och växthusgaser (klimatpåverkan).

Indata till analysen är resultat från energisystemmodelleringen i kapitel 5. En samhällsekonomisk diskonteringsränta om 3,5 % tillämpas.

### 6.3.1 Ekonomiska kostnader

De ekonomiska kostnaderna består av investeringskostnader, bränslekostnader samt drift- och underhållskostnader. I scenariot "TES i staden, ref värme", består investeringskostnaden av energilager. I "TES i staden, ref värme, Biomassapris" är investeringen ett större energilager samt luftvärmepumpar.

I energisystemmodellen fördelades investering för energilager ut över många år (2024 till 2040) för att optimera allt eftersom ett behov av större lager uppstod. I verkligheten skulle ett energilager byggas mer samlat och det har antagits att lagret uppförs i två etapper (två lager), ett år 2024 och ett 2026. På samma sätt har investeringarna i storskaliga värmepumpar i scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapris" lagts på ett år i stället för att fördelas över många år (2029–2040).

Investeringskostnaderna ( $I$ ) annualiseras över livslängden ( $lt$ ) med diskonteringsräntan ( $q$ ) för att beräkna den annualiserade investeringskostnaden ( $I^{an}$ ) enligt Ekvation 1 (Klimont, Cofala et al. 2002).

*Ekvation 1: Annualisering av investeringskostnader*

$$I^{an} = I * \frac{(1 + q)^{lt} * q}{(1 + q)^{lt} - 1}$$

Bränslekostnader är primärt bränslen till förbränning samt import av el. Priset på restvärme är satt till noll (skiljer sig från energisystemmodellering där restvärmen är associerad med en kostnad). Anledningen till det är att oavsett hur mycket restvärme som nyttjas i fjärrvärmenätet kommer lika mycket restvärme att produceras på LKAB. Det kostar således samhället inget extra att värmen produceras.

Drift och underhållskostnaden består av en fast kostnad per anläggning samt variabel kostnad som beror av hur mycket anläggningen är i drift.

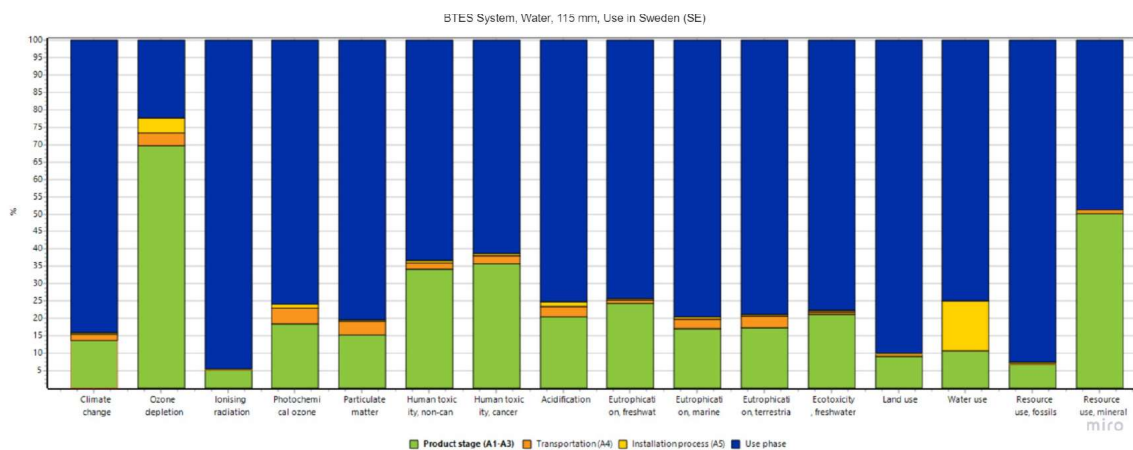
### 6.3.2 Utsläpp av luftföroreningar

Utsläpp av luftföroreningar beräknas per år i energisystemmodellen baserat på de tillförda bränslen som används för värmeproduktion i systemet. Inkluderade emissioner är koldioxid ( $\text{CO}_2$ ), metan ( $\text{CH}_4$ ), dikväveoxid/lustgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ), partiklar med en diameter mindre än 2.5 mikrometer ( $\text{PM}_{2.5}$ ), partiklar med en diameter mindre än 10 mikrometer ( $\text{PM}_{10}$ ), svaveldioxid ( $\text{SO}_2$ ), kväveoxider ( $\text{NO}_x$ ), flyktiga organiska ämnen (VOC) och ammoniak ( $\text{NH}_3$ ). Utsläppen vid förbränning som används är jämförbara med de faktiska värden som rapporterats i

miljörapporten för Tekniska Verken i Kiruna, för de emissioner som rapporterats. Utsläppen per producerad energimängd från anläggningar och deras bränslen antas i energisystemmodellen konstant över åren eftersom investeringar antas göras med god teknik och inte kommer att uppgraderas. Utsläppen från el varierar däremot över tiden, se kapitel 5.3.

Utsläpp till luft av PM<sub>2.5</sub>, O<sub>3</sub> och NO<sub>2</sub> (och dess föregångare) orsakar en försämrad allmän hälsa, till exempel med ökade fall av astma, lufrörskatarr och respiratoriska- och hjärtproblem. Samhället påverkas negativt genom uteblivet arbete, sjukvårdskostnader och förtidiga dödsfall. En fullständig lista över de kvantifierade hälsoaspekterna som inkluderas i de externa kostnaderna finns i Schucht, Real et al. (2020), tabell 2.

Utöver dessa, bränslerelaterade utsläpp kan uppförandet av ett energilager ge upphov till miljö- och hälsoutsläpp i närmiljön, som till exempel buller och partikelutsläpp. I en studie åt LKAB Wassara (Karlsson 2022) har påverkan från borrhålslager ur ett livscykelperspektiv studerats och olika teknikval har jämförts. Val av teknik för att anlägga lagret påverkar utsläppen och vattendriven borrhning är bättre ur alla perspektiv förutom vattenanvändningsaspekten och kan därför vara ett bra alternativ för att hålla nere utsläpp till luft. LCA-analysen (Figur 45) visar tydligt att det är under användningsfasen den primära påverkan på både klimat och partikelutsläpp sker (>80%). Påverkan kommer under användningsfasen huvudsakligen från den elförbrukning som går åt för att driva värme- och cirkulationspumpar. Installationsfasen har mycket liten påverkan och anses försumbar i den vidare analysen.



Figur 45: Den relativa miljöpåverkan från BTES uppförd med vattendriven borrhning i Sverige. Blått visualiserar – användningsfasen, gult – installationsfasen, orange – transporter och grönt – produktionsfasen. Källa: (Karlsson 2022)

### 6.3.3 Kostnad för externa effekter (externa kostnader)

Påverkan på hälsa till följd av luftföroreningar prissätts med data för Sverige från Schucht, Real et al. (2020) som beräknats på uppdrag av European Environmental Agency. För hälsa används Value of Statistical Life (VSL). Data hämtad från tabell 21–26.

Tabell 10: Kostnader för externa effekter. Källa: Schucht, Real et al. (2020).

[€/ton]	PM <sub>2.5</sub> and O <sub>3</sub> föregångare						NO <sub>2</sub> föregångare
	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2.5</sub>	PM <sub>10</sub>	SO <sub>2</sub>	VOC	NH <sub>3</sub>	NO <sub>x</sub>
<b>Hälsa (VSL)</b>	6307	53 538	34 765	20 025	899	17 332	12 056

Det finns två huvudsakliga metoder för att sätta ett pris på klimatpåverkan – skadekostnad (*eng: damage cost*) eller undvikandekostnad (*eng: avoidance cost*). Skadekostnaden är begränsad i vad den kan inkludera och skattar därför värdet av att reducera utsläppen av växthusgaser lägre än vad som görs i undvikandekostnaden. I denna rapport används Hänsel, Drupp et al. (2020) där koldioxidpriset ökar linjärt från 88 EUR 2020 till 184 EUR 2040.

Klimatpåverkan genom utsläpp av växthusgaser beräknas i koldioxidekvivalenter genom en sammanvägning av utsläpp av metan, lustgas och koldioxid utifrån deras uppvärmningspotential i GWP<sub>100</sub>, listade i Tabell 11.

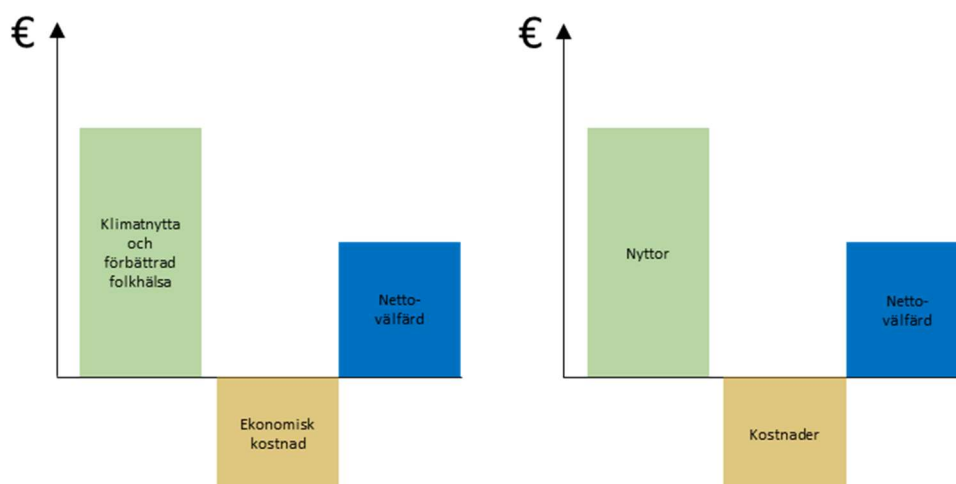
Tabell 11: Omräkningsfaktorerna kommer från IPCC:s fjärde utvärderingsrapport (AR4) och används i den nationella rapporteringen av växthusgaser. Källa: Naturvårdsverket (2022)

Växthusgas	Uppvärmningspotential (GWP <sub>100</sub> )
Koldioxid, CO <sub>2</sub>	1
Metan, CH <sub>4</sub>	25
Dikväveoxid, N <sub>2</sub> O	298



### 6.3.4 Sammanvägning kostnader och nyttor

Nyttokostnadsanalyser kan till exempel användas för att motivera en ekonomiskt dyrare investering om den samtidigt medför högre nyttor för samhället än alternativen. Om nyttorna då är större än den ökade kostnaden är så nettovälfärden positiv och investeringen anses lönsam ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, vilket visualiseras i Figur 46. Ett annat nyckeltal är nyttokostnadskvoten (*eng: b/c ratio*) som om den är större än 1 anses lönsam då fördelarna är större än kostnaderna.



Figur 46: Total samhällsnytta för ett alternativ beräknas genom att ta skillnaden, jämfört med referensscenariet, för de beräknade kostnaderna och skillnaden för de beräknade nyttorna.

## 6.4 Resultat

Tabell 12 visar skillnaden i ekonomisk kostnad (CAPEX, OPEX) och skillnad i externa kostnader (klimatpåverkan, hälsa) mellan referensscenariet och övriga scenarier. Det är tydligt att båda scenarierna som har utretts som alternativ till referensscenariet medför både ekonomiska kostnadsbesparingar samt minskade externa kostnader och innebär därmed lägre totala samhällsekonomiska kostnader.

Tabell 12: Skillnader i kostnader och nyttor för alternativen jämför med referensscenariet.

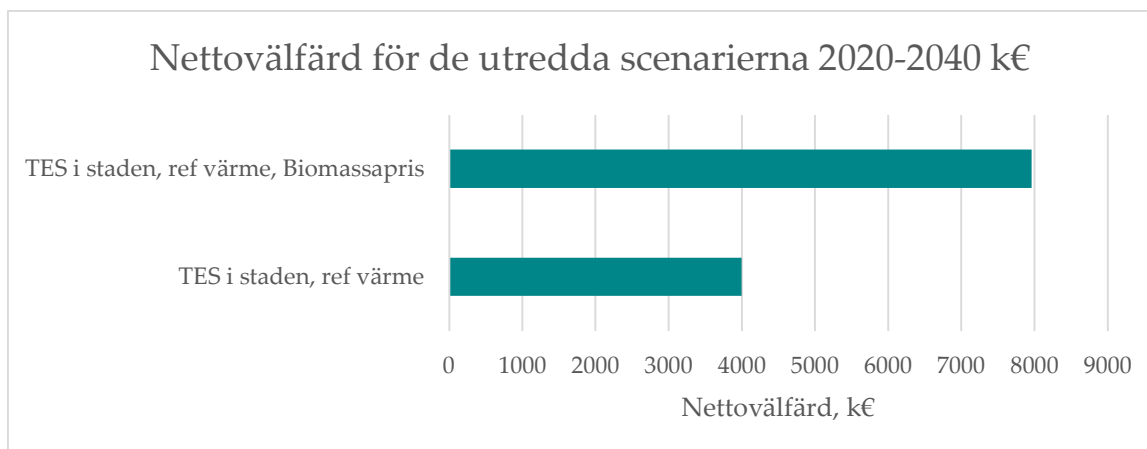
	TES i staden, ref värme	TES i staden, ref värme, Biomassapris

<b>Ekonomiska kostnader (k€)</b>	-5%	-6%
<b>Externa kostnader (k€)</b>	-3%	-19%
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Klimatrelaterade kostnader (k€)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -0,1%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15%</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Hälsorelaterade kostnader (k€)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -7%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -58%</li> </ul>
<b>Total samhällsekonomisk kostnad (k€)</b>	-5%	-10%

De ekonomiska kostnaderna är lägre i båda scenarier jämfört med referensscenariet. Detta beror framför allt på de lägre bränslekostnaderna och variabla drift- och underhållskostnaderna som minskar när restvärmeutnyttjanden ökar. Scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapris" har därför lägst ekonomisk kostnad, trots en högre investeringskostnad i både ett större energilager samt värmepumpar.

Efter avvecklingen av avfallspannan 2024 upphör de fossila utsläppen från förbränning i fjärrvärmeproduktionen. Import av elektricitet står därefter för merparten av klimatpåverkan i systemet men dessa utsläpp minskar i takt med att elsektorn blir fossilfri. I scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapris" importeras mer el än övriga scenarier i takt med att priset på biomassa ökar då modellen frångår det biomassaeldade kraftvärmeverket och i stället använder en ökad mängd restvärme samt värmepumpar. Den högre elanvändningen är anledningen till att de klimatrelaterade kostnaderna ökar jämfört med referensscenariet. De hälsorelaterade kostnaderna minskar för båda alternativen. Scenariot "TES i staden, ref värme" har lägre utsläpp till luft då energilagret möjliggör mindre värmeproduktion i förbränningsanläggningarna. Detsamma gäller även i scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapris" där de hälsorelaterade kostnaderna mer än halveras jämfört med referensscenariet. I det senare scenariot är den största bidragande faktorn att förbränningen av biomassa kraftigt minskar för att 2033 helt upphöra.

Nettovälfärden för de utredda alternativen jämför med referensscenariet visas i Figur 47. Nettovälfärden beräknas genom att ta skillnaden mellan förändringen i extern kostnad och förändringen i tekno-ekonomisk kostnad. Ett positivt värde på nettovälfärd tyder på att investeringen bör genomföras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.



Figur 47: Nettovälfärd för de utredda scenarierna 2020–2040 k€

För de utredda alternativen är de ekonomiska kostnaderna negativa samtidigt som fördelarna är positiva vilket innebär att scenarierna är gynnsamma ur båda perspektiven. En nyttokostnadskvot är därmed redundant att beräkna.

En diskonteringsränta på 3,5% har tillämpats i analysen. Två känslighetsanalyser genomfördes med diskonteringsränta på 2% samt 5% för att se påverkan på resultatet. I båda fallen gäller fortfarande att de ekonomiska kostnaderna minskar samt att externa kostnader för samhället minskar.

## 6.5 Slutsats

Syftet med nyttokostnadsanalysen är att väga in samhällsliga hållbarhetsaspekter för klimat och utsläpp till luft som påverkar folkhälsan i beslutsunderlaget för energilager i Kiruna. Här medför båda alternativen både ekonomiska kostnadsbesparingar samt minskade externa kostnader. Att ta tillvara på mer restvärme genom att bygga ett säsongenergilagrar är gynnsamt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv eftersom det innebär förbättrad folkhälsa, och därmed minskade externa kostnader för till exempel uteblivet arbete, sjukvårdskostnader och förtidiga dödsfall. Scenariot "TES i staden, ref värme, Biomassapris" innebär lägst total samhällsekonomisk kostnad, främst på grund av minskade bränslekostnader, mindre förbränning och förbättrad folkhälsa. Scenariot medför dock högre klimatrelaterade utsläppen än i övriga alternativ på grund av att scenariot importerar mer el som orsakar negativa klimatpåverkan så länge elproduktionen baseras på fossila bränslen.

Slutsatserna i denna nyttokostnadsanalys är i linje med tidigare studier. Delprojektet Systemintegration inom Kiruna Sustainability Centre publicerade 2020 en

samhällsekonomisk kostnadsanalys för fjärrvärmens i Kiruna. Alternativen som jämfördes var att investera i ny avfallsförbränningsanläggning eller ta tillvara på mer restvärme från LKAB (25% av värmebehovet). Slutsatsen från analysen var att alternativet med utökad andel restvärme var mest samhällsekonomiskt lönsamt. Minskade miljökostnader och minskad risk för ökade råvarukostnader i en framtid där konkurrensen om biobränslen ökar var andra identifierade fördelar med ökad restvärme (Nilsson, Sjöholm et al. 2020).

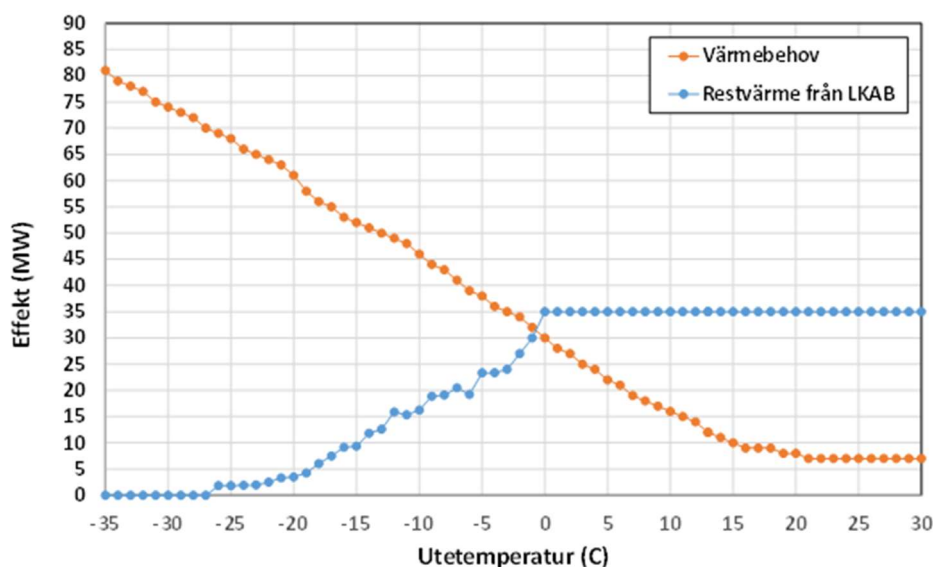
## 7 Fördjupad analys av utvalda lagertekniker

För att utvärdera och föreslå teknik och lämpligaste lösning för lagring av restvärme behövs en beskrivning av Kiruna Krafts driftsfall och strategi. Dagens överenskommelse om energileveranser ger inte tillräcklig effekt för att täcka fjärrvärmenätets behov under perioden med de lägsta utomhustemperaturerna, då restvärme även används internt för uppvärmning vid LKAB. En önskvärd egenskap vore att energilagret även hade potential att avge hög effekt under kortare perioder. Resultatet från energisystemmodellen (kapitel 5) visade att ett borrhålslager är mer kostnadseffektivt än ett bergrumslager. Osäkerheter kring energisystemmodellens möjligheter att representera de olika lagerteknikernas effektuttag gjorde att projektet valde att i detta kapitel simulera både borrhålslager och bergrumslagers prestanda i fjärrvärmenätet.

### 7.1 Beräkningsförutsättningar

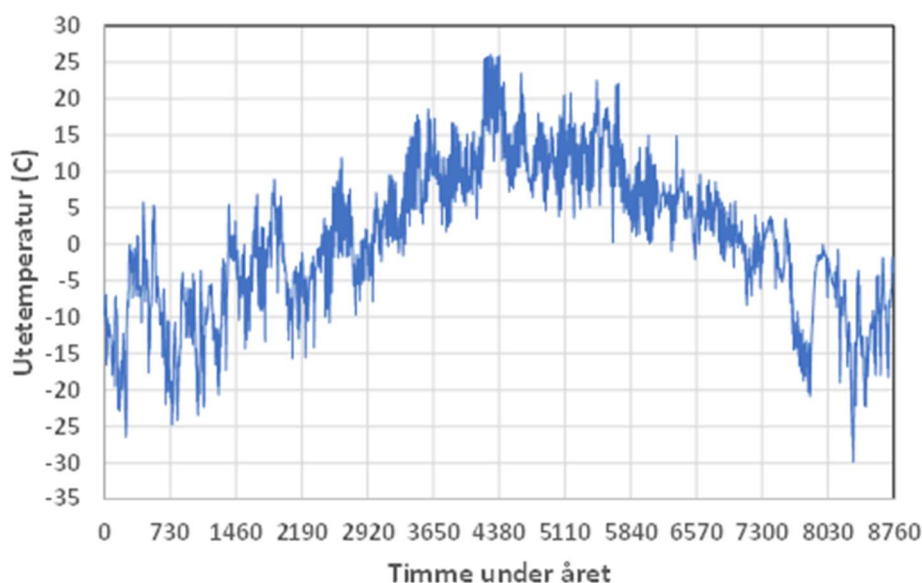
#### 7.1.1 Energilast

I syfte att göra en realistisk simulering av olika lageralternativ är det nödvändigt att ha en god beskrivning av fjärrvärmenätets värmebehov och tillgänglig restvärmeleverans från LKAB med timvis data. Kiruna Kraft har presenterat värmebehovets beroende av utetemperaturer baserat på driftsdata år 2022 samt prognos för förväntad tillgänglig restvärme från LKAB i närliggande framtid. Figur 48 visar variation av värmebehov och restvärmeleverans som funktion av utetemperatur. Restvärme från LKAB kan täcka hela värmebehovet (utan lagring) när utetemperaturer överstiger 0°C. Då finns även ett överskott av restvärme som kan lagras och användas för att täcka delar av värmebehovet då temperaturen är lägre än 0°C. Vid extremkylla med temperaturer under -26°C sker ingen leverans av restvärme samtidigt som värmebehovet är som störst, vilket medför stort effektkrav för tillgängliga produktionsenheter.



Figur 48: Variation av värmebehov baserat på driftsdata 2022 samt prognos för restvärme från LKAB. Data baseras på uppdaterad prognos från Kiruna Kraft under 2023.

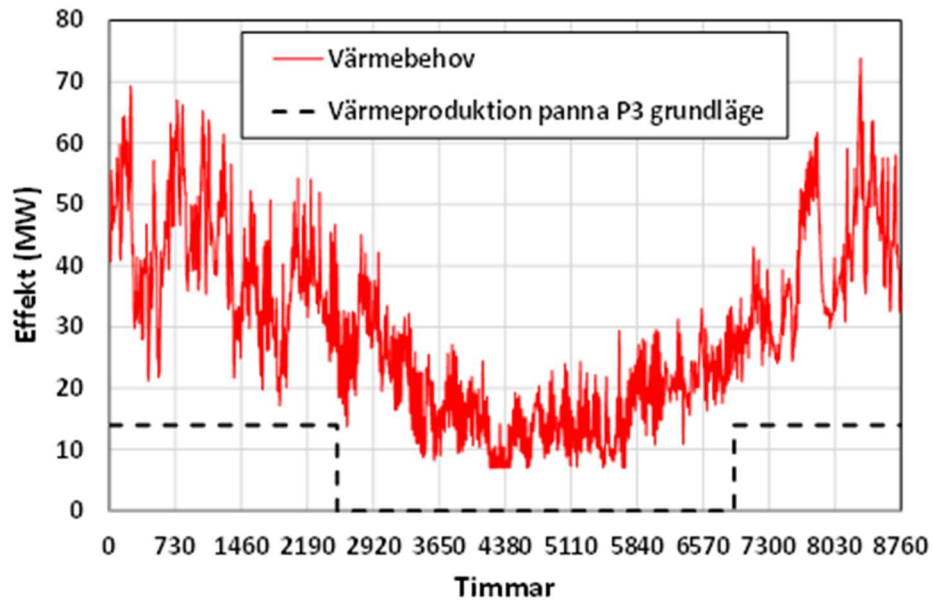
En timvis variation av värmebehov och tillgänglig restvärme skapas genom att kombinera de temperaturberoende profiler i Figur 48 med en lämplig klimatfil. Här används timvis temperaturdata enligt SMHI från Kiruna flygplats för år 2022. Se Figur 49.



Figur 49: Utetemperatur enligt klimatfil för Kiruna flygplats (2022).

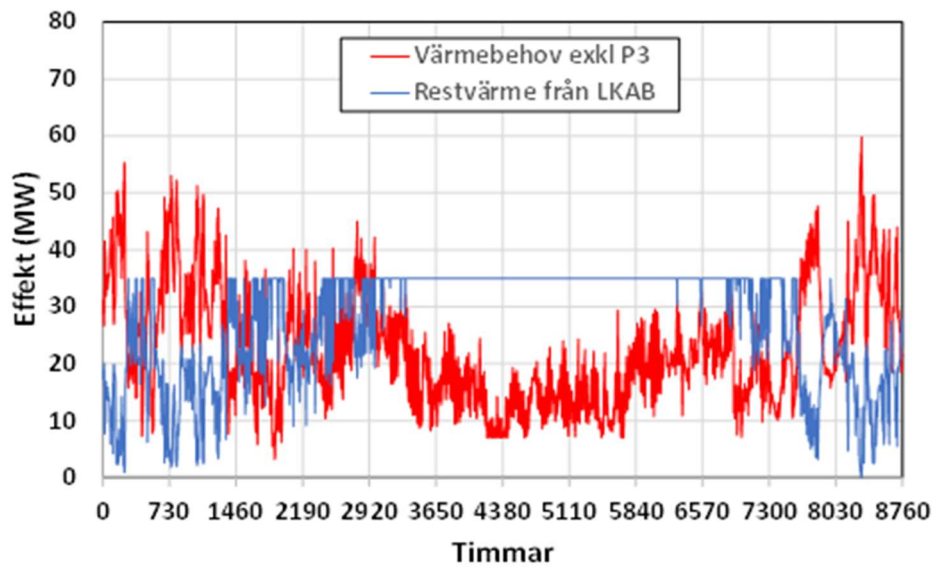
Den resulterande effektvariationen av värmebehovet under 2022 visas i Figur 50. Värmebehovet uppgår till 258 GWh/år. Produktionsenheten Panna P3 (i dag kraftvärmeverk med avfallsförbränning, grundläge 14 MW) vid fjärrvärmecentralen antas vara i drift 15

oktober – 15 april och producerar då 61 GWh/år. Under denna period täcker restvärme och panna 3 tillsammans hela värmebehovet utan värmelager ned till  $-4,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Panna 3 kan vid behov producera ytterligare 10 MW.



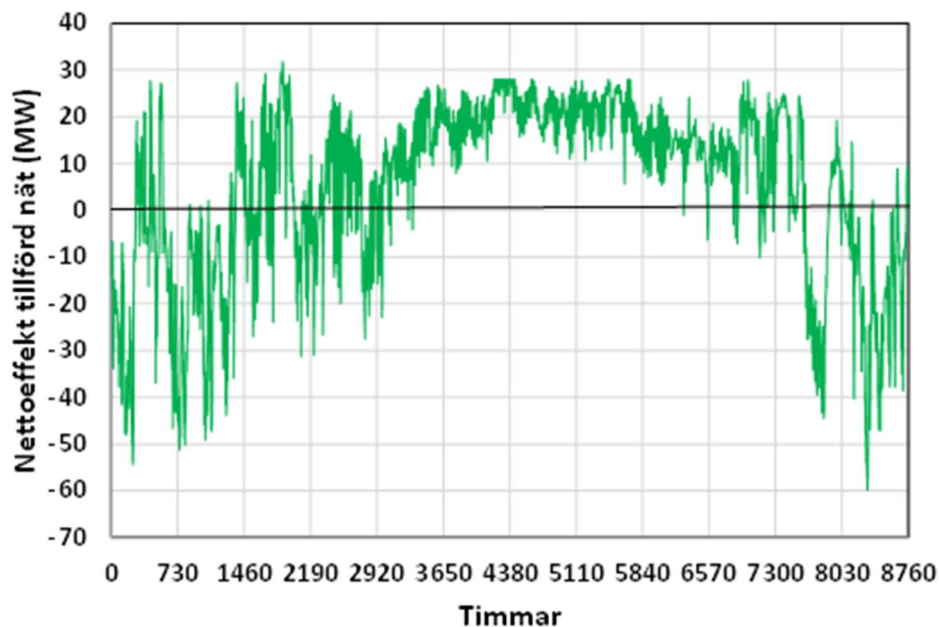
Figur 50: Beräknad effektvärmevariation av värmebehovet under 2022.

Det resterande värmebehovet (värmebehov exkl. värmeproduktion från panna P3) visas i Figur 51 (röd linje) och uppgår till 197 GWh/år. Figuren visar även möjlig restvärmeleverans (blå linje), totalt 243 GWh/år, under året.



Figur 51: Resterande värmebehovet (värmebehov exkl. värmeproduktion från panna P3)

Fjärrvärmenätets effektbalans, dvs skillnaden mellan tillförd effekt (restvärme och panna 3) och avgiven effekt (värmebehovet) illustreras i Figur 52.



Figur 52: Fjärrvärmenätets effektbalans, dvs skillnaden mellan tillförd effekt och avgiven effekt.

Energibalansen under året i fjärrvärmenätet kan sammanfattas enligt:



Värmebehov 258 GWh, varav:

- 61 GWh panna 3 (grundläge)
- 147 GWh restvärme används direkt
- 50 GWh resterande värmebehov

Utan lagring täcks värmebehovet till ca 80 % av restvärme och Panna 3 i grundläge.

Tillgänglig värmeproduktion, panna 3 och restvärme, 304 GWh, varav:

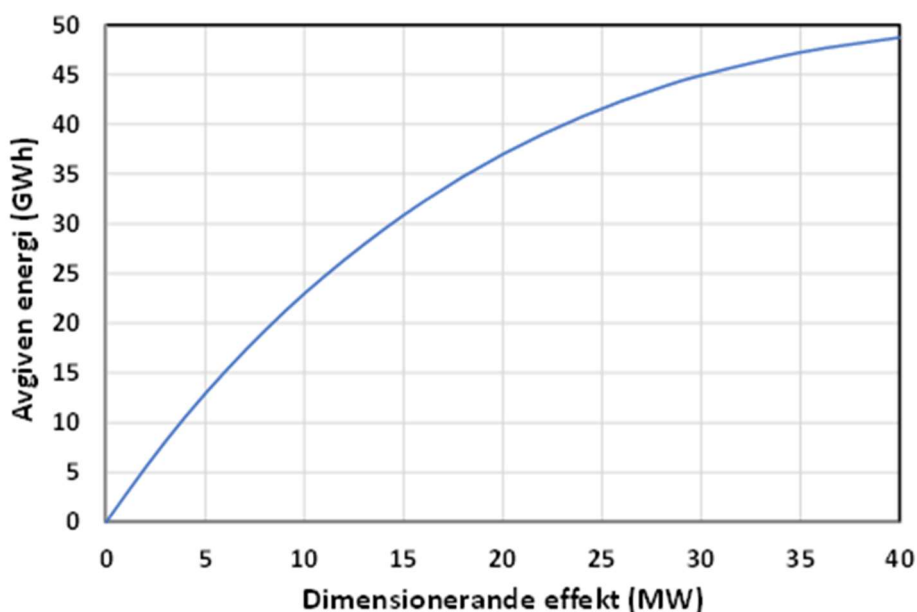
- 61 GWh panna 3
- 147 GWh restvärme används direkt
- 96 GWh restvärme tillgängligt för lagring

## 7.1.2 Värmelagrets prestanda

Kiruna Kraft anger att värmelagret ska kunna ingå som en självständig produktionsenhet i nätet, vilket innebär att lagret vid värmeuttag tillsammans med en värmepump eller en värmepanna ska kunna lyfta ett värmebärande flöde från returtemperaturen 50°C till framledningstemperaturen 95°C. Dessa temperaturnivåer antas vara fasta. Lagret laddas via fjärrvärmenätet vid värmeöverskott med en framledningstemperatur på 95°C.

Utifrån storleksordningarna på energilagrar som framkom i kapitel 5 då Kirunas fjärrvärmenät optimerades på lång sikt har Kiruna Kraft gjort bedömningen att dimensionerande prestanda för en värmelagringsenhet i fjärrvärmenätet skulle vara en avgiven energimängd på 30 GWh och att det behövs en avgiven effekt på 20 MW.

Med dimensionerande effekt avses här att lagret maximalt avger denna effekt när behov uppstår. I en verklig drift är det naturligtvis möjligt att lagret sparas till ett annat tillfälle om till exempel annan effekt finns tillgänglig till låg produktionskostnad. För den beräknade effektvariation kan avgiven energimängd beräknas för en given dimensionerande effekt. Se Figur 53. För att ett lager ska kunna avge en dimensionerande effekt på 20 MW krävs att lagret tillräckligt stort för att innehålla ca 35 GWh när det är fulladdat och det omsätts ungefär en gång per år. Om lagret är mindre så kommer det att laddas ur för snabbt, vilket innebär att lagret inte kan ersätta energi eller effekt från dyr spetslastproduktion under den kallaste perioden.



Figur 53: Avgiven energimängd som funktion av dimensionerande effekt för antagen energilast.

## 7.2 Fördjupad simulering av BTES

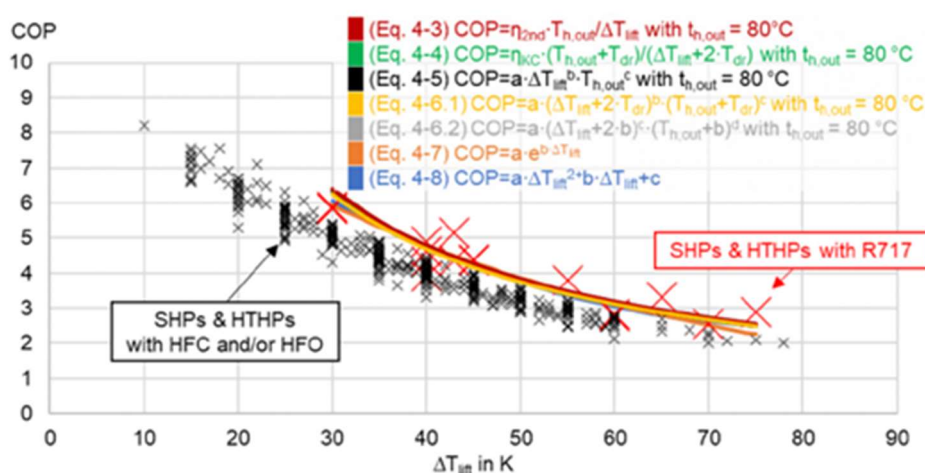
Borrhåslagret har simulerats med Duct Storage Temperature Model (DST) utvecklad vid Lund Universitet (Hellström 1989). Värmetransporten i berg beräknas med en tredimensionell Finita Differens Modell (FDM) där en lagret beskrivs som en cylinderformad volym kopplad till lokal värmeöverföring från borrhålen.

Borrhåslagret utnyttjar en markvolym som penetreras av ett antal närliggande vertikala borrhål. Markvolymen antas ha formen av en vertikal cylinder med aktivt djup 200 m. Borrhålen har en diameter på 115 m och placeras i ett likformigt mönster med ett inbördes avstånd på 3,9 m. På markytan ovanför lagret har ett värmeisolerande skikt med en tjocklek på 0,7 m lagts för att minska värmeförlusterna i denna riktning. Borrhålen är försedda med en borrhålsvärmväxlare av värmetalig PEX-slang för cirkulation av vattnet i borrhålskretsen.

Simuleringar har utförts för ett borrhåslager med 750 borrhål, vilket resulterar i en volym på 2 280 000 m<sup>3</sup> med en överyta på 11 400 m<sup>2</sup>.

Mellan fjärrvärmenätets flödeskrets och borrhåslagrets flödeskrets sitter en värmväxlare som används vid laddning av lagret då 95-gradigt vatten tillförs från fjärrvärmenätet. Vid värmväxlingen med dimensionerande effekt krävs en temperaturdifferens (grädigkeit) på ca 2°C. Uttag av värme sker via en värmepump där borrhålskretsens flöde tillförs förångarsidan och fjärrvärmekretsens delflöde tillförs kondensorsidan. Temperaturen i

fjärrvärmekretsen delflöde höjs då från 50 °C till 95 °C med en maximal effekt på 20 MW. Värmepumpens värmefaktor beror huvudsakligen på differensen mellan inloppstemperatur till förångarsidan och utloppstemperatur på kondensorsidan. Se Figur 54 som avser värmefaktor för stora industriella värmepumpar med hög leveranstemperatur (Jesper et al 2021). Inloppstemperaturen till förångarsidan beror på borrhålslagrets aktuella medeltemperatur och den temperaturdifferens som krävs för att överföra värme från omgivande berg till flödeskretsen. Temperaturdifferensen ökar under urladdningsperioden då lagrets medeltemperatur succesivt sjunker. Ett medelvärde på temperaturdifferensen är ca 35°C, vilket resulterar i en värmefaktor på ca 4.

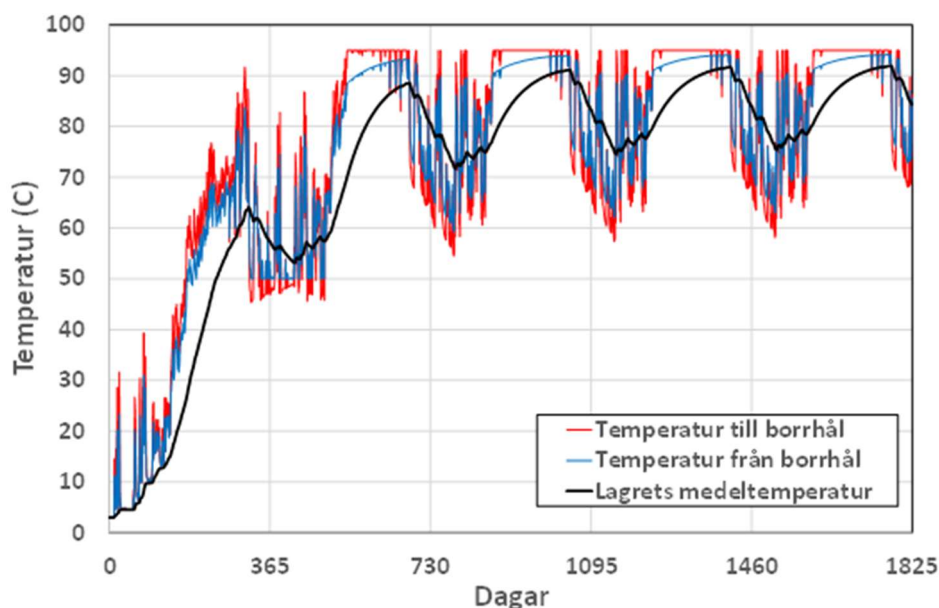


Figur 54: Värmefaktor för stora industriella värmepumpar som funktion av differens mellan inloppstemperatur till förångarsidan och utloppstemperatur på kondensorsidan (Jesper et al 2021).

## 7.2.1 Resultat BTES

Simuleringen utförs under fem år för att kunna urskilja om lagret har närmat sig ett fortvarighetstillstånd, vilket innebär att temperaturvariationerna under de sista åren är likartade och att värmeförlusten lagret har börjat att stabilisera sig.

Figur 55 visar hur borrhålslagrets medeltemperatur samt temperatur till och från borrhål utvecklas under de inledande fem åren för ett fall där dimensionerande effekt för värmepump är 20 MW. Under uttagsperioden sjunker temperaturen från borrhål till förångaren vid hög effekt från ca 75°C till ca 65°C. Värmepumpens värmefaktor antas vara 4. Värmelagerenheten med värmepump levererar 36,9 GWh (varav en fjärdedel är el) med en maximal effekt på 20 MW.



Figur 55: Borrhållslagrets medeltemperatur samt temperatur till och från borrhål under de inledande fem åren.

### 7.3 Fördjupad simulering av CTES

Bergrumslagret har simulerats med Stratified Storage Temperature Model (SST) utvecklad vid Lund Universitet (Efrting and Hellström 1989). Värmetransporten i omgivande berg beräknas med en tredimensionell Finita Differens Modell (FDM) och bergrummets interna värmebalans med endimensionell vertikalt stratifierad temperaturfördelning med värmeutbyte med omgivande berg.

Simuleringen utförs för fyra parallella bergrum med dimensioner enligt det standardutförande som använts för anläggande av oljebergrum. Bergrummet har formen av en parallelepiped med bredd 20 m, höjd 30 m och längd 170 m. Detta ger en volym för ett bergrum på ca 100 000 m<sup>3</sup>. Bergrummets värmelagringskapacitet kan beräknas till: 100000 m<sup>3</sup> \* 1,16 kWh/m<sup>3</sup>,K \*(95-50) K = 5,22 GWh/bergrum

Om lagret huvudsakligen avses användas för säsongslagring, så kommer bergrummets värmeinnehåll att omsättas drygt en gång per år. Under uttagsperioden kan det förekomma kortare perioder med laddning. Ett värmelager kan ju även utnyttjas som effektlager, t.ex. vid veckolagring då ett bergrum kan avge avsevärt högre effekt under kort tid. Fyra bergrum har en värmekapacitet på ca 21 GWh/år.

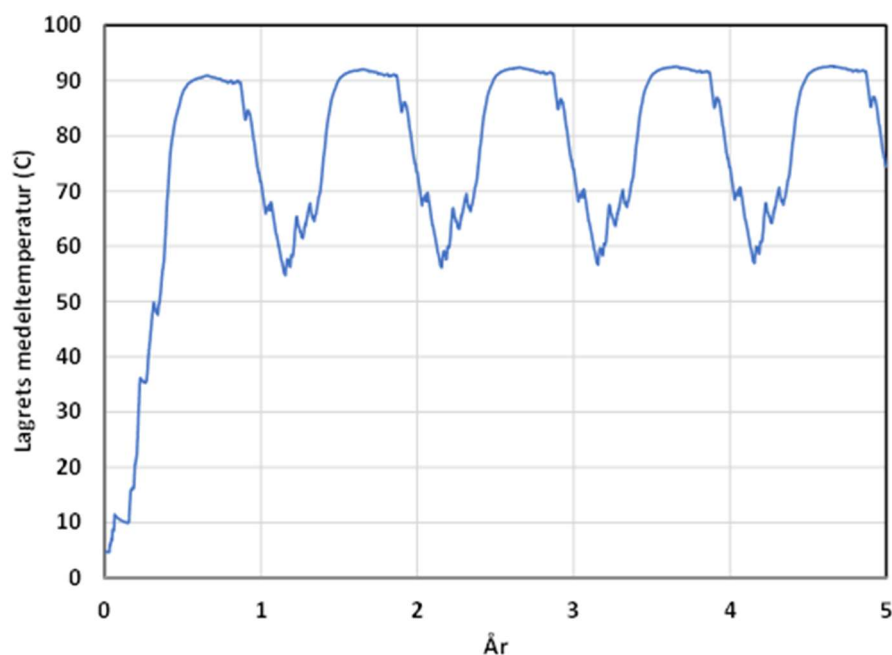
Mellan fjärrvärmens flödeskrets och bergrummets flödeskrets sitter en värmepump. Vid värmeväxlingen vid dimensionerande effekt krävs en temperaturdifferens på ca 2°C. Vid

laddning värms vatten i bergrummets flödeskrets genom värmeväxling mot 95-gradigt vatten och tillförs i bergrummets översta del samtidigt som kallare vatten hämtas från bergrummets understa del. Vid uttag är flödesriktningarna omvända och bergrummet värmer genom värmeväxling det inkommande 50-gradiga vattnet.

### 7.3.1 Resultat CTES

Simuleringen utförs under fem år för att kunna urskilja om lagret har närmat sig ett fortvarighetstillstånd, vilket innebär att temperaturvariationerna under de sista åren är likartade och att värmeförlusten lagret har börjat att stabilisera sig.

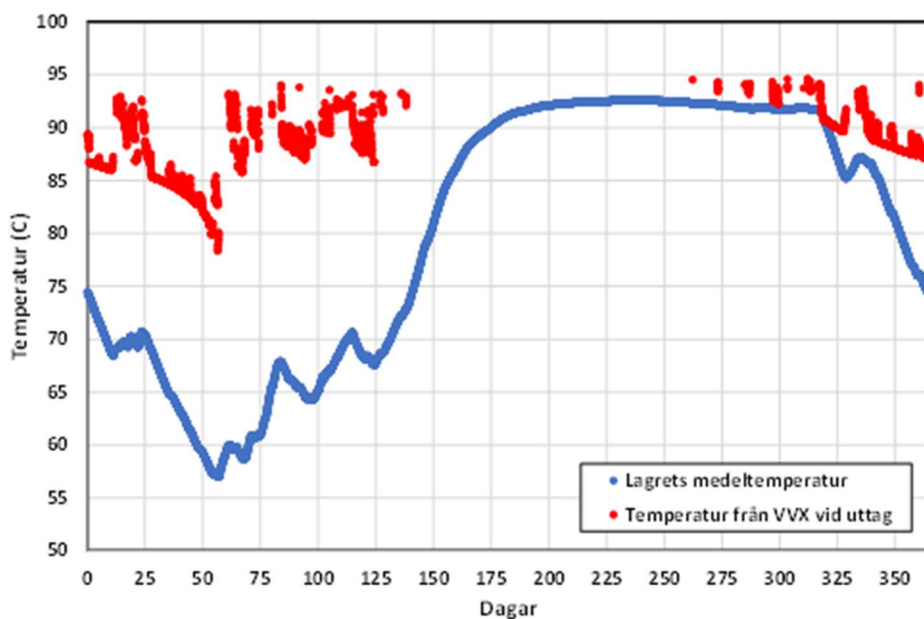
Figur 56 visar hur bergrummens medeltemperatur utvecklas under de inledande fem åren för ett fall där dimensionerande effekt är 14 MW. Vid laddning når lagrets medeltemperatur ett maximalt värde på 92,7°C under det femte året. Vid uttag sjunker värdet till som lägst 57,0°C i slutet av februari för att sedan stiga igen.



Figur 56: Bergrummens medeltemperatur under de inledande fem åren.

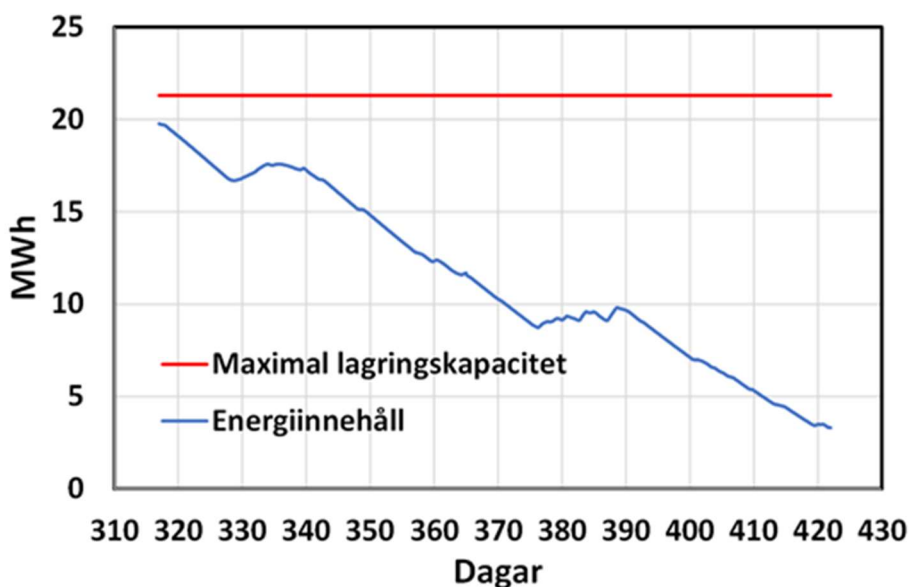
Fluidtemperaturen vid värmeuttag via värmeväxling till fjärrvärmenätet visas i Figur 57 tillsammans med lagrets medeltemperatur. På grund av god termisk stratifiering bibehålls leveranstemperaturen på en hög nivå även om medeltemperaturen sjunker. När medeltemperaturen är som lägst är leveranstemperaturen ca 80 °C. För att värmelagerenheten självständigt ska kunna leverera 95 °C behöver vattnet då värmas upp

med en effekt på ca 5 MW. Det kan ske med en värmepanna. När mildare perioder inträffar under vårvintern sker åter en laddning av lagret, temperaturen i den översta delen bergrummet stiger och medger sedan högre leveranstemperaturen under slutet av uttagsäsongen.



Figur 57: Leveranstemperaturen (röd) vid värmeuttag och lagrets medeltemperatur (blå).

Figur 58 åskådliggör hur lagrets energiinnehåll förändras under urladdningsprocessen år 5 från fulladdat till den punkt där leveranstemperaturen når ca 80 °C.



Figur 58: Förändring av lagrets energiinnehåll under urladdningsprocessen.

Under två perioder med mildare väder sker en viss återladdning av energi. Energibalansen under uttaget visar att drygt 19 GWh tas ut och 3 GWh återförs. Försättningsvis stiger medeltemperaturen och leveranstemperatur. En ökad dimensionerande effekt skulle, med den här använda uttagsstrategin (se ovan), medföra att lagret töms tidigare och att leveranstemperaturen skulle nå ännu lägre nivåer och därmed öka installerad effekt för värmepannan.

Simuleringsresultaten för de första fem åren sammanfattas i Tabell 13. Dimensionerande effekt är 14 MW. Avgiven levererad energimängd når drygt 24 GWh under år 5 då 67 % av tillförd energi återförs. Energiviktad leveranstemperatur till värmepannan är 89,1°C, vilket innebär andelen  $(89,1-50)/(95-50)=87\%$  (24,3 GWh) kommer från lagret och andelen  $(5,9-50)/(95-50)=13\%$  (3,7 GWh) kommer från värmepannan. Tillsammans levererar berggrum och värmepanna en energimängd på ca 28 GWh vid en temperatur av 95 °C till fjärrvärmenätet. Vid maximal last levererar värmelagret en effekt på ca 9 MW och värmepannan ca 5 MW.

Tabell 13: Sammanfattning av simuleringsresultat för fem årscykler. Tillförd och avgiven energi, värmeförlust, energieffektivitet samt leveranstemperaturens medelvärde (energiviktat) och minimivärde.

År	Energi (GWh)			Effektivitet	Leveranstemperatur (°C)	
	Tillförd	Avgiven	Förlust		Medel	Min
1	66,5	9,8	25,0	0,15		
2	40,1	34,1	16,3	0,57	87,3	74,7
3	38,0	23,8	13,9	0,63	88,4	77,7
4	37,0	24,1	12,7	0,65	88,9	78,9
5	36,4	24,3	12,0	0,67	89,1	79,7

## 7.4 Slutsatser

Simuleringarna av ett berggrumslager med volym 100,000 m<sup>3</sup> visar att ca 65–70 % av den lagrade energin kan återvinnas vid en leveranstemperatur mellan 85 °C och 93 °C (energiviktat medelvärde 89 °C). Tack vare temperaturstratifieringen är leveranstemperaturen hög under större delen av uttagsperioden, men med en viss sänkning när lagret börjar bli tomt. När medeltemperaturen är som lägst är leveranstemperaturen ca 80 °C. För att värmelagerenheten självständigt ska kunna leverera 95 °C behöver vattnet då värmas upp med en effekt på ca 5 MW. Det kan ske med en värmepanna. Tillsammans levererar berggrum och värmepanna en energimängd på ca 28 GWh vid en temperatur av 95 °C till fjärrvärmenätet. Vid maximal last levererar värmelagret en effekt på ca 9 MW och värmepannan ca 5 MW. Värmepannan tillför ca 4 GWh. För att uppnå önskade prestanda (30



GWh, 20 MW) behövs lagervolymen ökas med ca 40–45 %. Uttagsstrategin kan behöva justeras något för att nå en bättre balans mellan levererad energi och effekt.

Borrhåslagret termiska prestanda uppvisar en annan karaktär än bergrumslagret. Värmeöverföring mellan berg och den cirkulerande värmebärande fluiden i borrhålen kräver en betydande temperaturdifferens vid hög effektöverföring. Borrhåslagret laddas upp till drygt 90 °C. Under uttagsperioden sjunker temperaturen från borrhål vid hög effekt från ca 75°C till ca 65°C. Värmelagringseenheten behöver då en värmepump för att kunna leverera en temperatur på 95 °C till fjärrvärmenätet. Värmepumpens värmefaktor antas vara 4. Värmelagringseenheten med värmepump levererar 36,9 GWh (varav en fjärdedel är el) med en maximal effekt på 20 MW. Värmepumpen behöver en eleffekt på 5 MW och förbrukar 9,2 GWh/år. Restvärmen bidrar med 15 MW och 27,7 GWh.

Kiruna Kraft hade tidigare en elpanna med en installerad effekt på 10 MW som avvecklades för 10 år sedan för att frigöra effekt i Kirunas elnät. Att installera en värmepump medför ökad eleffekt, vilket inte är önskvärt och förväntas möta motstånd från elnätsägaren. Kiruna Kraft har uttryckt en möjlighet att frigöra en eleffekt på ca 5 MW genom att konvertera bostadsbeståndet med direktverkande eluppvärmning i Lombolo till vattenburen fjärrvärme, vilket då skulle balansera värmepumpens eleffektbehov.

Simuleringarna visar att både bergrumslager och borrhåslager är möjliga värmetekniska lösningar i Kiruna Krafts fjärrvärmenät. Dimensioneringen av energilagrens storlek och prestanda utgör underlag för den ekonomiska kalkylen.

## 8 Investeringskalkyl

---

I detta kapitel presenteras resultatet av investeringskalkyler som genomförts för de lämpligaste typerna av termiska energilagring givet förutsättningar. Investeringskalkylen tar hänsyn till de ekonomiska värdena och ger svar på nuvärdet, återbetalningstid och interränta av investeringen givet de parametrar som använts i kalkylen.

### 8.1 Metod

För investeringskalkylen har programmet Invest för Excel använts. Programmet används för ekonomisk planering, simuleringar och analyser (utgivet av Datapartner OY).

Investeringskalkyler har tagits fram genom följande steg:

1. Definition av aktuella lagertyper och alternativ för olika energistorlekar och effekter
2. Kostnadsberäkningar och bedömningar för genomförande av lageralternativ.
  1. Projektledning och administration
  2. Tillståndsansökningar
  3. Geologiska och hydrologiska markundersökningar
  4. Projektering och genomförandeform
  5. Anläggning
  6. System och konstruktionsverifiering
  7. Driftsättning och utbildning
  8. Uppföljning och erfarenhetsåterföring
3. Bestämning av grunddata och inmatning; Kalkyltid och ränta.
4. Bestämning av investering, livslängder, kostnader och priser för alternativ.
5. Beräkning av investering per alternativ (Nuvärde, investering, internränta och återbetalning)
6. Jämförelse och analys
7. Slutsatser

## 8.2 Produktionslösning - Lageralternativ

Investeringskalkyl görs för tre i Kiruna möjliga lageralternativ samt för den mest relevanta alternativkostnaden för systemet utan säsongsenergilager.

Storleken och effekten på energilagret har bestämts utifrån säsongsv varierat behov, restvärmeleverans från LKAB, produktionskapacitet i anläggning samt karakteristik för utvalda lagertyper. Driftsstrategier, driftsfall och en avvägning mellan de utvalda scenarierna från energisystemmodelleringen har givit storleken 30 GWh och 20 MW effekt för det eftersökta energilagret. I samtliga fall betraktas en självständig produktionsenhet som höjer temperaturen från fjärrvärmens returtemperatur 50° C till framledningstemperatur 95° C.

Lagertyper och värmepumpskombinationer för vald lagerstorlek, 30 GWh och 20 MW.

### Alternativ 1) Bergrum + Värmepump, CTES+VP

- Laddtemperatur 95°C, Värmepump för utgående temperatur 95° C på varma sidan.
- Bergrum 400 000m<sup>3</sup> + Värmepump 5 MW.

### Alternativ 2) Borrhålslager + Värmepump, BTES+VP

- Laddtemperatur 95°C, Värmepump för utgående temperatur 95° C på varma sidan.
- Borrhål 750 st + Värmepump 20 MW.

### Alternativ 3) Kombilager Bergrum + Borrhål + Värmepump, CTES/BTES + VP

- Laddtemperatur 95°C, Värmepump för 95° C på varma sidan.
- Bergrum 10% av energimängden + Borrhål 90% av energimängden, Värmepump 2 MW

#### Alternativ 4) Alternativ kostnad till energilager – Biobränsle och pannor

- Bränsle: Pellets, skogsavfall, biolja etc.
- Livslängd för pannor 20–25 år

## 8.3 Kostnader, intäkter och grunddata för kalkyl

Kostnader för de fyra alternativen består av projektgenomförande, kapitalinvestering, bränsle, energi och el, drift, samt prisökningar. Alternativen har inga övriga finansiella kostnader i kalkyl. Intäkter består av den energimängd som levereras i nätet till avtalade priser. Grunddata för investeringskalkyl är kalkyltid för investering, årlig kalkylränta, avskrivningar för utrustning och tillgångar,

### 8.3.1 Genomförande och anläggningskostnader

Kostnader för projektgenomförande skiljer mellan de olika alternativen, det finns även många kostnader som i storleksordning är liknande. De stora skillnaderna ligger i vilken typ av lager som skall anläggas; bergrum, borrhålslager, storlek på värmepumpar och pannor. Tiden för genomförandet är ytterligare en viktig aspekt liksom förståelse och hantering av projektrisker.

Nedan är skattningar för ett av alternativen, exempel som visar på kostnadstyper och storleksordningar i faser av anläggningsprojektet efter förstudiefasen.

<b>Klimatsmart Kiruna - kostnadsbedömning energi</b>		<b>Kostnad</b>
<b>Aktiviteter genomförande:</b>		
1. Projektleddning & Admin		5 620 000
Administration under projekt		
2. Tillståndsansökningar		2 000 000
Vissa tillståndsansökningar bör kunna löpa parallellt, bedömning 6 månader		
3. Geologiska, Hydrologiska markundersökningar.		1 200 000
Provboringar bör kunna starta relativt omgående efter att en lokaliering är bestämd		
4. Projektering		4 300 000
Lokalisering / teknisk lösning är central och prioriteras		
5. Anläggning – borrhål, berggrum, ledningar, värmepumpar, vvx		427 300 000
6-10. Verifiering, driftsättning, uppföljning, test, erfarenhetsåter		2 000 000
<b>Summa:</b>		476 540 000
Summa inklusive, OH, oförutsett och övrigt (10%)		<b>524 194 000</b>

Tabell 59: Exempelprojekt och investeringskostnad aggregerad till rubriknivå. Kostnad för punkt 5 gäller berggrumslager 200 000 m<sup>3</sup>

### 8.3.2 Operativa kostnader

De operativa kostnaderna för energilagret består av upphandlingskostnaden för den energi som skall lagras, medan lagerdelen (berggrum eller borrhål) har en låg driftskostnad när investeringen väl är gjord. Elkostnaden för värmepumpen kan dock både vara betydande och varierande. I investeringskalkylen har priset 1 kr/kWh använts.

Kostnader för alternativlösning med pannor och biobränslen varierar med typ av bränslen, fasta eller bioolja. Investering och även livslängd för pannor skiljer sig något. I kalkyler har 25 års avskrivning använts samt att priset för bränsle är satt till 1 000 kr per MWh.

Kostnads- och prisökningar i kalkyl är uppräknade med 2% per år.

### 8.3.3 Intäkter

Intäkter i investeringskalkyl kommer från priset för den energi som levereras till kunder anslutna till fjärrvärmenätet och är en kombination av industriella, kommersiella och privata kunder. För investeringskalkylen har 0,85 kr/kWh använts som basvärde. Prisuppgifter finns uppgivna på Tekniska Verken i Kirunas hemsida – fjärrvärmesaxa. (<https://www.tekniskaverkenikiruna.se/fjarrvarme/avgifter-priser-och-taxor>). Storleken på

energileverans från lagret är 30 GWh enligt avsnitt 8.2. Intäkter har räknats upp med 2% per år över kalkylperiod.

### 8.3.4 Grunddata

Grunddata är de ansatser gjorda för investeringskalkylen. Kalkyltid är 50 år, både borrhål bergum har livslängd på åtminstone 50 år. Inget restvärde efter kalkyltidens slut.

Kalkylränta som använts är 5%, avkastningskrav på kapital. Investeringar påbörjas första perioden år 2025. Återinvesteringar i pannor och värmepumpar finns ej med i kalkyl, livslängder bedöms vara 25–30 år.

## 8.4 Resultat

Investeringskalkylen beskriver de ekonomiska resultaten för respektive alternativ med ansatser enligt ovan. Totalinvestering som nominellt värde, avkastningskrav – kalkylränta för vald kalkyltid. Nuvärde (PV) - det omräknade värdet av transaktioner till den tidpunkt då investeringen görs, diskonterat kassaflöde. Internränta är den genomsnittliga årliga avkastningen från investeringen i procent. Återbetalningstiden visar hur många år det tar innan de ackumulerade intäktsöverskotten är lika stora som grundinvesteringen, med och utan kalkylränta. Följande uppställningar visar investeringskalkyler för alternativ.

*Alternativ 1) Bergum + Värmepump, CTES+VP*

**ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA**  
Med hjälp av restvärme

LÖNSAMHETSANALYS				
Projektbeskrivning	1) 21GWh, 20MW - CTES 400' M3+ VP 5MW			SEK
Totalinvestering, nominellt värde	900 000 000	Diskonterade investeringar	832 307 526	
Avkastningskrav	5,00 %			
Kalkyltid	50,0	år	1/2025 - 12/2074	
Kalkyltidpunkt	1/2025	(I början av perioden)		
<u>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	<u>Kommentarer</u>	
± Nuvärde av operativt kassaflöde		220 570 546		
+ Nuvärde av restvärde	53 182 780	4 637 737		
<b>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</b>		<b>225 208 283</b>		
- Nuvärde av reinvesteringar	0	0		
<b>Nuvärde totalt (PV)</b>		<b>225 208 283</b>		
<u>Investeringsförslag</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>		
- Föreslagna investeringar i tillgångar	-900 000 000	-832 307 526		
+ Investeringsbidrag	0	0		
<u>Investeringsförslag</u>	<u>-900 000 000</u>	<u>-832 307 526</u>		
<b>Nettonuvärde (NPV)</b>		<b>-607 099 243</b>	< 0	
NPV som månadsannuitet		-2 709 693		
Internränta (IRR)		-0,30%	< 5 %	
Modifierad internränta (MIRR)		2,23%	< 5 %	
Nuvärdeskvot (PI)		0,27	< 1	
Återbetalningstid (Payback), år		-	Baserad på diskonterat FCF	
Enkel Payback, år		-	Baserad på FCF	

**Alternativ 2) Borrhålslager + Värmepump, BTES+VP**

LÖNSAMHETSANALYS				
Projektbeskrivning	2) 30GWh BTES + VP			SEK
Totalinvestering, nominellt värde	300 000 000	Diskonterade investeringar	272 216 823	
Avkastningskrav	5,00 %			
Kalkyltid	50,0	år	1/2025 - 12/2074	
Kalkyltidpunkt	1/2025	(I början av perioden)		
<u>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	<u>Kommentarer</u>	
± Nuvärde av operativt kassaflöde		1 191 963 519		
+ Nuvärde av restvärde	12 587 071	1 097 639		
<b>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</b>		<b>1 193 061 159</b>		
- Nuvärde av reinvesteringar	0	0		
<b>Nuvärde totalt (PV)</b>		<b>1 193 061 159</b>		
<u>Investeringsförslag</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>		
- Föreslagna investeringar i tillgångar	-300 000 000	-272 216 823		
+ Investeringsbidrag	0	0		
<u>Investeringsförslag</u>	<u>-300 000 000</u>	<u>-272 216 823</u>		
<b>Nettonuvärde (NPV)</b>		<b>920 844 335</b>	>= 0	
NPV som månadsannuitet		4 110 045		
Internränta (IRR)		17,91%	>= 5 %	
Modifierad internränta (MIRR)		8,21%	>= 5 %	
Nuvärdeskvot (PI)		4,38	>= 1	
Återbetalningstid (Payback), år		9,3	Baserad på diskonterat FCF	
Enkel Payback, år		8,1	Baserad på FCF	

**Alternativ 3) Kombilager Bergrum + Borrhål + Värmepump, CTES/BTES + VP**



**ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA**  
Med hjälp av restvärme

LÖNSAMHETSANALYS			
Projektbeskrivning	30 GWh – CTES10% / BTE590% + VP		SEK
Totalinvestering, nominellt värde	200 000 000	Diskonterade investeringar	187 301 587
Avkastningskrav	5,00 %		
Kalkyltid	50,0	år	1/2025 - 12/2074
Kalkyltidpunkt	1/2025	(I början av perioden)	
<u>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	<u>Kommentarer</u>
± Nuvärde av operativt kassaflöde		289 369 676	
+ Nuvärde av restvärde	8 416 565	733 956	
<b>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</b>		<b>290 103 632</b>	
- Nuvärde av reinvesteringar	0	0	
<b>Nuvärde totalt (PV)</b>		<b>290 103 632</b>	
<u>Investeringsförslag</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	
- Föreslagna investeringar i tillgångar	-200 000 000	-187 301 587	
+ Investeringsbidrag	0	0	
<u>Investeringsförslag</u>	<u>-200 000 000</u>	<u>-187 301 587</u>	
<b>Nettonuvärde (NPV)</b>		<b>102 802 045</b>	≥ 0
NPV som månadsannuitet		458 841	
Internränta (IRR)		7,67%	≥ 5 %
Modifierad internränta (MIRR)		5,92%	≥ 5 %
Nuvärdeskvot (PI)		1,55	≥ 1
Återbetalningstid (Payback), år		24,4	Baserad på diskonterat FCF
Enkel Payback, år		15,5	Baserad på FCF

*Alternativ 4) Alternativ kostnad till energilager – Biobränsle och pannor*

LÖNSAMHETSANALYS			
Projektbeskrivning	O) 30GWh – 20MW Bio		SEK
Totalinvestering, nominellt värde	280 000 000	Diskonterade investeringar	243 026 997
Avkastningskrav	5,00 %		
Kalkyltid	50,0	år	1/2025 - 12/2074
Kalkyltidpunkt	1/2025	(I början av perioden)	
<u>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	<u>Kommentarer</u>
± Nuvärde av operativt kassaflöde		-355 267 152	
+ Nuvärde av restvärde	6 661 706	580 926	
<b>Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden</b>		<b>-354 686 226</b>	
- Nuvärde av reinvesteringar	0	0	
<b>Nuvärde totalt (PV)</b>		<b>-354 686 226</b>	
<u>Investeringsförslag</u>	<u>Nominellt</u>	<u>Nuvärde</u>	
- Föreslagna investeringar i tillgångar	-280 000 000	-243 026 997	
+ Investeringsbidrag	0	0	
<u>Investeringsförslag</u>	<u>-280 000 000</u>	<u>-243 026 997</u>	
<b>Nettonuvärde (NPV)</b>		<b>-597 713 223</b>	< 0 -> ej lönsam
NPV som månadsannuitet		-2 667 800	
Internränta (IRR)		-	
Modifierad internränta (MIRR)		-100,00%	< 5 % -> ej lönsam
Nuvärdeskvot (PI)		-1,46	< 1 -> ej lönsam
Återbetalningstid (Payback), år		-	Baserad på diskonterat FCF
Enkel Payback, år		-	Baserad på FCF

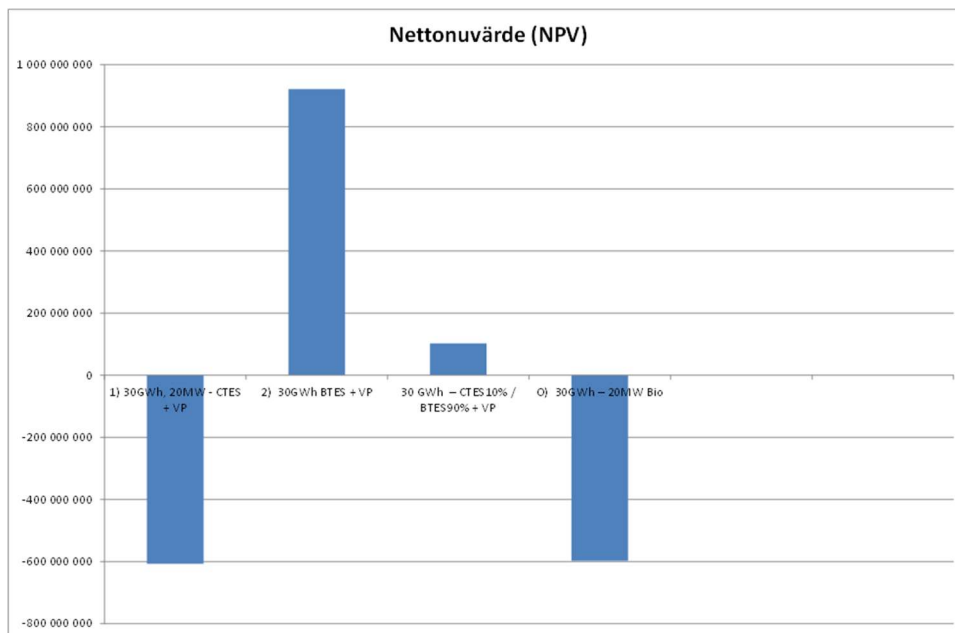


## 8.5 Jämförelse och analys

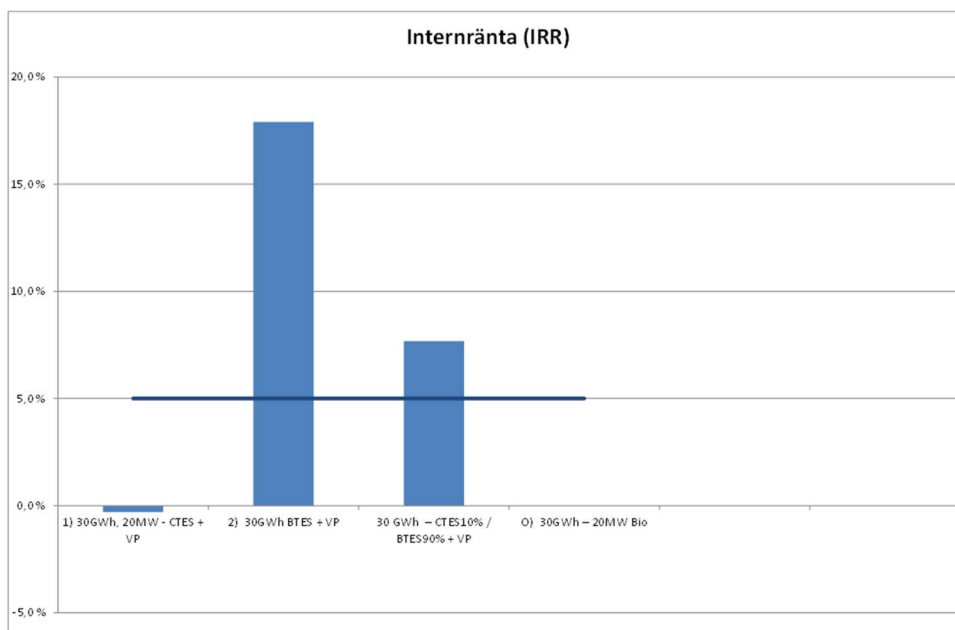
För att bedöma de olika alternativen har en lönsamhetsjämförelse sammanställts som visar på det förmånligaste alternativet utifrån de ekonomiska perspektiven. Resultat kan i viss mån ändras beroende på faktorer som justeringar av prestanda och kapacitet (totalinvestering) och finansiering. Analys visar på känslighet för lönsamheten vid förändringar av kalkylränta, totalinvestering, intäkter och rörliga kostnader.

Penningenhet	LÖNSAMHETSJÄMFÖRELSE			
	SEK	SEK	SEK	SEK
Projektbeskrivning	1) 30GWh, 20MW - CTES + VP	2) 30GWh BTES + VP	3) 30 GWh – CTES10% / BTES90% + VP	0) 30GWh – 20MW Bio
Totalinvestering, nominellt värde	900 000 000	300 000 000	200 000 000	280 000 000
Avkastningskrav	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Kalkyltid	50,0	50,0	50,0	50,0
Kalkyltid (år)	1/2025 - 12/2074	1/2025 - 12/2074	1/2025 - 12/2074	1/2025 - 12/2074
Kalkyltidpunkt	1/2025	1/2025	1/2025	1/2025
Periodlängd (mån.)	12	12	12	12
Nuvärde av operativt kassaflöde	220 570 546	1 191 963 519	289 369 676	-355 267 152
Nuvärde av restvärde	4 637 737	1 097 639	733 956	580 926
Nuvärde av affärsverksamhetens kassaflöden	225 208 283	1 193 061 159	290 103 632	-354 686 226
Nuvärde av reinvesteringar	0	0	0	0
<b>Nuvärde totalt (PV)</b>	<b>225 208 283</b>	<b>1 193 061 159</b>	<b>290 103 632</b>	<b>-354 686 226</b>
Föreslagna investeringar i tillgångar	-832 307 526	-272 216 823	-187 301 587	-243 026 997
Investeringssubventioner	0	0	0	0
Investeringsförslag	-832 307 526	-272 216 823	-187 301 587	-243 026 997
<b>Nettonuvärde (NPV)</b>	<b>-607 099 243</b>	<b>920 844 335</b>	<b>102 802 045</b>	<b>-597 713 223</b>
NPV som månadsannuitet	-2 709 693	4 110 045	458 841	-2 667 800
Internränta (IRR)	-0,30%	17,91%	7,67%	-
Modifierad internränta	2,23%	8,21%	5,92%	-100,00%
Nuvärdeskvot (PI)	0,27	4,38	1,55	-1,46
Återbetalningstid (Payback), år	-	9,3	24,4	-
Kalkyltidpunkt, Payback	1/2025	1/2025	1/2025	1/2025
Enkel Payback, år	-	8,1	15,5	-
Avkastning på nettokapital (RONA), %	5,73%	304,12%	36,21%	-334,34%
Ekonomiskt mervärde (VA)	-22 176 595	74 214 645	11 031 763	-33 788 435
Diskonterat ekonomiskt mervärde (DCVA)	-629 248 569	916 169 345	96 782 725	-603 426 479

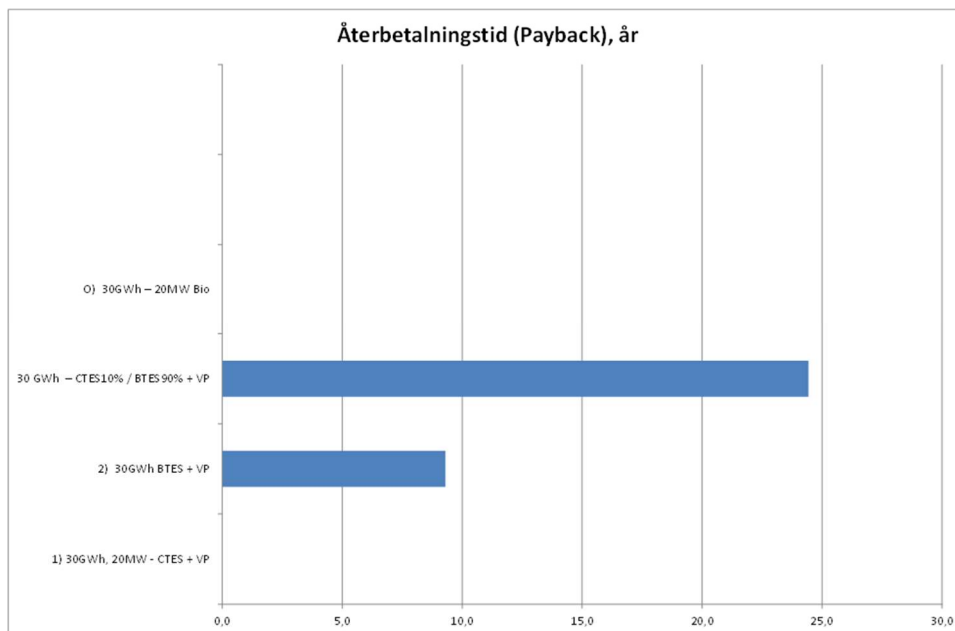
Tabell 60: Lönsamhetsjämförelse för lageralternativen (1–3) samt alternativkostnad (4).



Tabell 61: Nettonuvärde diagram för lageralternativen (1–3) samt alternativkostnad (4).



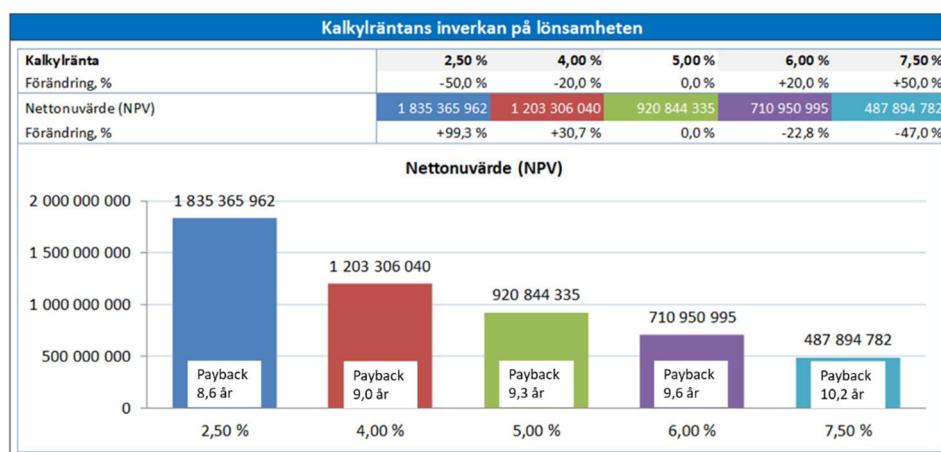
Tabell 62: Internränta för investeringsalternativ. Vågrät linje visar den valda kalkylräntan



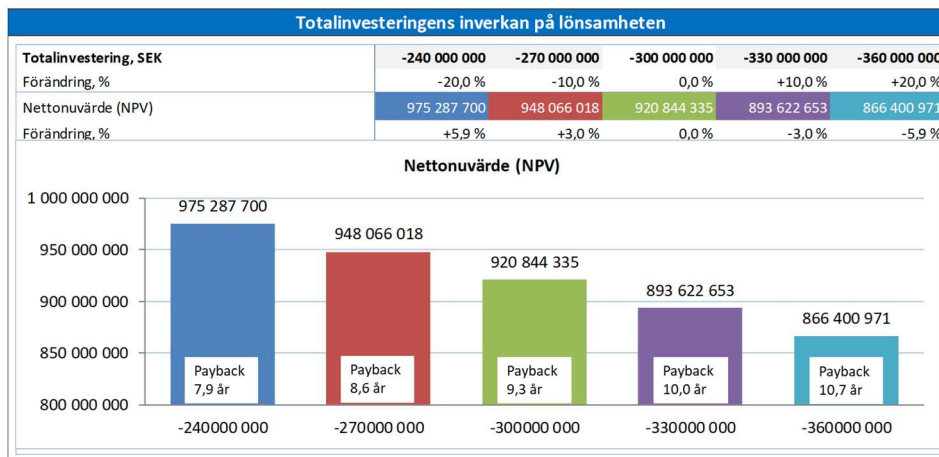
Tabell 63: Återbetalningstid i år, inklusive kalkylränta. Två av alternativen återbetalar sig inte.

### 8.5.1 Känslighetsanalyser

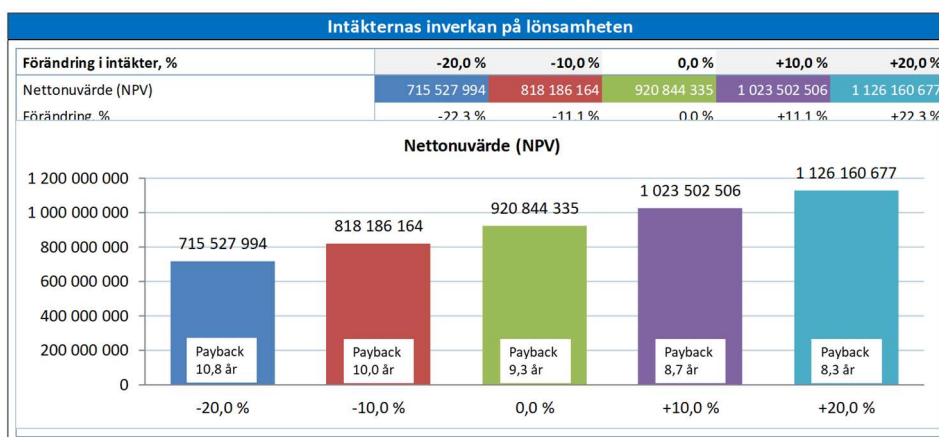
Givet att alternativet med borrhålslager i kombination med värmepumpar resulterade i det mest lovande investeringskalkylen utfördes känslighetsanalyser för hur kalkylränta, totalinvestering, intäkter och rörliga kostnader påverkar lönsamheten.



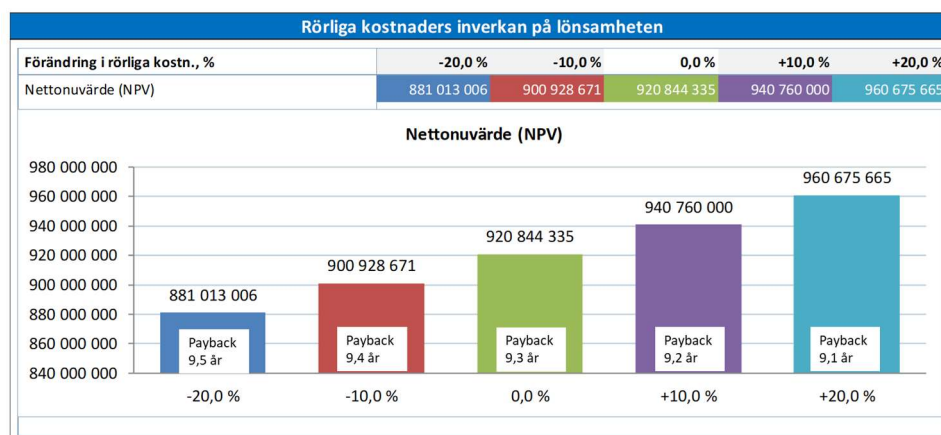
Tabell 64: Kalkylräntans påverkan på lönsamheten. Alternativ 2) 30GWh, 20MW – BTES +VP



Tabell 65: Totalinvesteringens påverkan på lönsamheten. Alternativ 2) 30GWh, 20MW – BTES +VP



Tabell 66: Intäkternas påverkan på lönsamheten. Alternativ 2) 30GWh, 20MW – BTES +VP



Tabell 67: Rörliga kostnaders påverkan på lönsamheten. Alternativ 2) 30GWh, 20MW – BTES +VP

## 8.6 Slutsatser

Investeringskalkylen visar att alternativet med ett borrhåslager och värmepump är den mest ekonomiska investeringen för alternativen med energilager för att leverera önskad energimängd och effekt, 30GWh och 20MW. Totalinvesteringen för alternativet med borrhål och värmepump uppgår till ca. 300 Mkr i 2023 års penningvärde. Borrhål och värmeväxlare är ungefär 1/3 av investering, värmepumpskostnad 1/3 och projektkostnader/installation den återstående 3:e delen. Återbetalningstid är drygt 9 år och nettonuvärde 920 Mkr. Att investera i ett energilager som möjliggör en ökad mängd restvärme i Kirunas fjärrvärmesystem är en god företagsekonomisk investering, kalkylen visar på att en borrhåslösning kombinerat med värmepump ger en bra avkastning (IRR). Även vid relativt stora variationer i totalinvesteringen, kalkylränta, intäkter och rörliga kostnader har investeringen bra lönsamhet, dock ger förändringar en stor påverkan i lönsamheten enligt känslighetsanalys. Om kalkyltid ändras till 30 år eller att reinvesteringar görs för värmepump efter 25 år visar kalkylen dock på fortsatt på god lönsamhet.

Alternativet att anlägga nya berggrum med samma kapacitet är kostsamt och det största skälet till att berggrumslager (CTES) får en låg lönsamhet. Flera berggrumsenergilagerprojekt pågår i Sverige men dessa är konverteringar av tidigare oljeberggrum till en avsevärt lägre investeringskostnad.

Alternativkostnaden för att klara behoven är biobränsle (fast bränsle eller olja) med investeringar i pannor. Investeringskalkyl visar att det är det minst lönsamma alternativet då investeringen i sig inte visar någon lönsamhet.

## 9 Effektiv energiomställning av städer med restvärmeintegrering

---

I Kiruna beslutades det runt 2013 att bygga ett konventionellt högtempererat fjärrvärmenät för att försörja Nya Kiruna Centrum med fjärrvärme. Vid ungefär samma tidpunkt beslutade Krafringen i Lund att uppföra ett lågtempererat (65°C) fjärrvärmenät för att förse den framväxande stadsdelen Brunnsnög med värme. Båda städerna är starkt karaktäriserade av restvärme. För att förstå vilka faktorer som påverkar beslutsprocessen vid valet av fjärrvärmeteknik kopplat till restvärmeåtervinning, särskilt mellan vilka faktorer som gör att en fjärrvärmeaktör väljer ett innovativt system medan den andra väljer en konventionell lösning, kontrasteras beslutsprocessen i Kiruna och Lund. Intervjuer har genomförts med personer på fjärrvärmebolagen i Kiruna och Lund som var inblandade då beslutet togs gällande fjärrvärmeteknik till de nya stadsdelarna. Kunskapen som genereras kring effektiv energiplanering av städer med restvärmeintegrering är relevant för andra städer och energiföretag.

### 9.1 Lund (Brunnsnög)

Brunnsnög är en ny framväxande stadsdel i Lund som kommer att utvecklas under de kommande 30–40 åren till att bli hem och arbetsplats till cirka 40 000 personer. I området finns befintlig forskningsverksamhet (Max IV) och etablerande forskningsverksamhet (ESS) som genererar lågtempererad restvärme. Brunnsnög har från starten planerats för att vara en innovativ och hållbar stadsdel som utformas för att vara attraktiv för invånarna. I Brunnsnög finns ett nära samarbete mellan det kommunalägda energiföretaget, kommunen, forskningsanläggningarna och byggherrar.

### 9.2 Beslutsprocessen

Redan vid planeringsstadiet hade stadsdelen Brunnsnög i Lund en hög ambitionsnivå från kommunen att bli en innovativ och hållbar stadsdel. När idén om lågtempererad fjärrvärme föreslogs av en medlem i projektgruppen togs den genast upp som ett relevant alternativ att gå vidare med. Tidigt i projektstadiet föreslogs även individuella värmepumpslösningar för att förse byggnaderna med värme i stället för att anlägga ett fjärrvärmenät. Detta förslag prioriterades tidigt bort då kunskapen om hur mycket el som skulle krävas till de etablerande forskningsanläggningarna i kombination med vetskapen om att anläggningarna skulle generera lågtempererad restvärme som skulle kunna nyttjas i ett fjärrvärmenät med enbart

en mindre mängd el till värmepumpar för att höja temperaturen. I Lund gjorde fjärrvärmebolaget större delen av det förberedande arbetet med förstudier och design själva. Projektgruppen tog sedan fram investeringskalkyler för både lågtempererad och konventionell fjärrvärme och eftersom den lågtempererade lösningen hade en bättre kalkyl valdes den. I Kiruna tog fjärrvärmebolaget hjälp av externa företag för att utreda alternativet med lågtempererad fjärrvärme men brist på engagemang och kompetens gjorde att det förberedande arbetet drog ut på tiden. Båda fjärrvärmebolagen har erfarenhet sedan tidigare med att implementera ett mindre lågtempererat sekundärnät. I Lund bidrog det till ett positivt läromoment medan projektet i Kiruna inte utvärderades enligt plan på grund av bristande engagemang från externa inblandade företag vilket resulterade i en sämre läroprocess.

Restvärme är en nyckelkomponent i båda städerna. I Lund hade man god kunskap om vilka framtida restvärmekällor som skulle etableras kopplat fjärrvärmenätet, två forskningsanläggningar. Den ena forskningsanläggningen hade krav på att etablera på en plats där restvärmen kunde nyttjas och därmed blev det lågtempererade nätet i Lund en förutsättning för etablering. I Kiruna var restvärmesamarbetet med industrin pågående men mindre välutvecklat än idag. Fjärrvärmebolaget hade kunskap om att det på industrin fanns mer tillgänglig högtempererad restvärme än vad som nyttjades idag men man hade mindre dialog kring de förändringar som skulle kunna komma för industrin i framtiden. Förändringar som skulle kunna innebära ett betydligt högre behov av el samtidigt som stora mängder restvärme vid lägre temperaturer skulle bli tillgängliga. När beslutet togs om att bygga ett konventionellt fjärrvärmenät för att försörja Nya Kiruna Centrum hade inte parterna i restvärmesamarbetet enats om det långsiktiga målet att industrin skulle förse hela stadens fjärrvärmebehov på sikt och därmed hade man heller inte tankar på att uppföra ett säsongsenergilager, vilket skulle krävas för att realisera målet. Fördelarna kopplade till att kombinera ett säsongsenergilager med ett lågtemperaturnät var heller inte kända.

## 9.2.1 Faktorer som påverkat beslutsprocessen

- Externa direktiv gällande miljökrav, prestanda, tidsram etc

Kiruna: Kommunen var inte direkt inblandad i själva beslutsprocessen men stadens övergripande mål om klimatneutralitet fanns med som en faktor, även stadens uttalade mål om att använda restvärme från industrin.

Lund: Kommunen uppmuntrade och drev på för att Brunnshög skulle vara en innovativ och hållbar stadsdel.

- Föregångsexempel

Kiruna: Upplevde en avsaknad på föregångsexempel då beslutet fattades 2013.



Lund: Fördelaktigt med en avsaknad på förgångsexempel eftersom man ville vara innovativ.

- Kartering av tillgänglig restvärme

Kiruna: Man visste att det fanns stora mängder högtempererad restvärme hos industrin och att bara en liten del nyttjades i fjärrvärmenätet.

Lund: Då beslutet togs fanns inga befintliga restvärmekällor.

- Kunskap om framtida restvärmekällor

Kiruna: Samarbetet med industrin var mindre etablerat då beslutet om ett högtempererat fjärrvärmenät togs. Fjärrvärmebolaget saknade information om hur och när processerna hos industrin skulle kunna lägga om och vilken typ av restvärme (volym, temperatur) det skulle kunna resultera i.

Lund: Man förde diskussioner med en forskningsanläggning som var på väg att etablera samt ytterligare en forskningsanläggning som hade som krav att etablera där restvärmen kunde återvinnas.

- Statligt stöd för främjande av lågtempererad fjärrvärme

Kiruna: Finansiellt stöd hade kunnat påverka beslutet genom att förbättra investeringskalkylen.

Lund: Inget finansiellt stöd tillgängligt men det behövdes heller inte för investeringen.

- Kunskap om värmebehovet i nya byggnader

Kiruna: Fjärrvärmebolaget deltog för att definiera kravspecifikationen för nya byggnader så att de skulle vara förbereda för en lägre framledningstemperatur.

Lund: Valde en framledningstemperatur på 65°C av försiktighetsskäl då man inte visste behovet i nya byggnader. Fjärrvärmebolaget har en aktiv dialog med aktiva byggherrar i området för att säkerställs att byggnaderna är anpassade för att klara en lägre framledningstemperatur.

- Kunskap hos leverantörer, entreprenörer, projektörer etc.

Kiruna: Avsaknad av externa aktörer med kompetens kring lågtempererad fjärrvärme, särskilt lokalt i Kiruna.

Lund: Fjärrvärmebolaget gjorde det mesta internt och var därför mindre beroende av extern kompetens.

- Kunskap hos driftpersonal

Kiruna: Att ställa om driften till lågtempererad fjärrvärme från dagens konventionella system med hög andel restvärme ansågs vara en utmaning.

Lund: Omställningen av driften ansågs vara liten, ett helt nytt fjärrvärmesystem anläggs, och inte en utmaning.

- Planer på säsongsenergilager (mer effektivt om kombinerat med lågtempererad fjärrvärme)

Kiruna: Vid tidpunkten för beslutet fanns inga planer på ett säsongsenergilager och målbilden om att staden skulle förses med 100% restvärme hade heller inte formaliserats. Man hade heller inte kunskapen om fördelarna med att kombinera ett säsongsenergilager med lågtempererad fjärrvärme.

Lund: Ett säsongsenergilager har aldrig varit aktuellt i Lund då marken inte är lämplig.

## 9.3 Slutsatser

Sammanfattningsvis framkommer fem huvudsakliga skillnader i beslutsprocessen för valet av fjärrvärmeteknik i Kiruna och Lund: 1) Tillgången till lågtempererad restvärme (Lund) eller högtempererad restvärme (Kiruna), 2) Innovation är högt på agendan (Lund) eller inte (Kiruna), 3) Storleken på energiföretaget är litet (Kiruna) eller stort (Lund), vilket märks främst genom hur beroende man är av extern kompetens, 4) Tidigare erfarenheter av lågtempererad fjärrvärme som positiv (Lund) eller negativ (Kiruna), 5) Hur långt in i framtiden fjärrvärmebolagen kunde förutse förändringar som påverkar tillgänglig restvärme, något som påverkas av hur etablerade samarbetet och dialoger är med närliggande industrier och andra aktörer i samhället.

Denna jämförande analys föreslår att för effektiv energiomställning av städer med restvärmeintegrering behöver restvärmepotentialen kartläggas och inkluderas i stadens energiplanering i ett tidigt skede och i samverkan med relevanta aktörer. Energiplaneringen bör ske samtidigt som, och i samråd med, andra större förändringar i staden för att undvika suboptimala system där energieffektiviseringsprincipen inte tillämpas.

## 10 Samspelet mellan aktörer

---

### 10.1 Utvecklingen av restvärmesamarbetet i Kiruna

I mitten på 90-talet initierades diskussionen om att tillvarata restvärme från LKAB:s verksamheter till fjärrvärmenätet i Kiruna som ägs av Kirunas Kraft, en del av det kommunalägda Tekniska Verken i Kiruna. Den utlösande händelsen var att ett nytt kulsinterverk togs i drift 1995 (KK3) som generade restvärme. Innan det räckte den befintliga

restvärmen bara för att täcka det interna behovet på LKAB. Sedan de inledande diskussionerna har restvärme som en del i fjärrvärmemixen alltid funnits med i tankarna som ett alternativ för Kiruna Kraft. Mot slutet av 90-talet uppfördes en kulvert mellan LKAB och fjärrvärmenätet och den första värmeleveransen skedde. Samarbetet var då helt utan åtaganden och LKAB levererade värme vid de tillfällen när det fanns i överskott och Kiruna Kraft tog emot leveransen vid behov.

2006 aktualiserades diskussionerna igen, återigen drivet av idrifttagning av en ny panna (KK4) på LKAB och därmed större mängder tillgänglig restvärme. Kiruna Kraft höll föredrag på Energiforum på LKAB (internt forum för att arbeta med energieffektiviseringar) där möjligheterna för ett utökat restvärmesamarbetets diskuterades. Utifrån de samtalen inrättades en gemensam strategisk samarbetsplattform med kontinuerlig dialog. En modell uppfördes för att kunna modellera restvärmeproduktionen och leverans. 2007/2008 togs nästa steg i samarbetet med utökad värmeleverans och en affärsmodell etablerades där LKAB:s ansvar inom samarbetet ökade. I samband med utökandet av samarbetet krävdes en mindre investeringskostnad och det bedöms ha varit ett lätt steg att ta. Inom samarbetet började man föra diskussioner där man gemensamt undersökte olika alternativ för fjärrvärmeproduktionen, till exempel att öka produktionen från avfallspannan eller att gå mer mot restvärme. Under 10-talet började tankar på att avveckla avfallspannan komma och diskussioner kring om restvärme skulle kunna ersätta. Inom samarbetet fördes diskussioner om olika affärsmodeller för att fördjupa samarbetet, till exempel om ett gemensamt bolag skulle kunna vara en väg framåt. Idén om gemensamt bolag avvisades sedan för att industriparten ansåg att det var för komplext.

2016/2017 intensifierades samarbetet och diskussionerna ledde fram till ett intentionsavtal 2018 som definierar ramverket för hur samarbetet är strukturerat samt etablerandet av det gemensamma målet att samarbetet inte ska belasta slutkunden ekonomiskt. Detta steg var mer omfattande och krävde fler genomförbarhetsstudier, större investeringar och ett mer omfattande avtal. En ny aspekt i avtalet är att LKAB nu har ett större ekonomiskt åtagande för att leverera värme enligt överenskommelsen, till skillnad från det initiala samarbetet, samt att Kiruna Kraft åtar sig att prioritera värmen under sommarsäsongen, 15/5 och 15/9. Tidigare hade avfallsförbränningen prioriterats. Intentionsavtalet ledde fram till att, i oktober 2021, utökades samarbetet och överföringskapaciteten i kulverten mellan LKAB och fjärrvärmenätet utökades till, i medel, 21 MW genom ökad värmeväxlarkapacitet. Mer värme görs tillgänglig genom att LKAB nyttjar lågvärdig restvärme internt och frigör därmed kapacitet för ytterligare leverans från kulsinterverkens avgaspannor till Kiruna Kraft. Investeringarna i denna etapp har fått finansiering från Klimatklivet.

Tabell 14: Översikt över aktörerna i restvärmesamarbetet i Kiruna.

Företag	Sektor	Marknad	Viktigaste hållbarhetsfråga	Stort/litet företag	Ägarskap
LKAB	Gruv-verksamhet	Globalt	Koldioxidfri/resurseffektivitet	Stort (4500 anställda)	Statligt
Kiruna Kraft	Energi	Lokalt	Klimatneutralitet	Litet (40 anställda)	Kommunalt

## 10.2 Teoretisk översikt

Tidigare publicerad forskning om restvärmesamarbeten har till stor del fokuserat på de tekniska aspekterna. De organisatoriska aspekter på interorganisatoriska samarbete, som restvärmesamarbeten mellan industri och fjärrvärmebolag, är mindre belysta. Ett fåtal studier har studerat barriärer, vissa även drivkrafter, och dessa redogörs för i detta kapitel som avslutas med en lista över barriärer som är relevanta att utvärdera för restvärmesamarbetet i Kiruna.

I Päivärinne, Hjelm et al. (2015) delas barriärer och drivkrafter in i tre kategorier: Finansiella, tekniska och organisatoriska, där de finansiella bedöms ha störst påverkan. Den största barriären var **höga investeringskostnader** som inte prioriterades då **företaget har andra prioriteringar**. De finansiella aspekterna kan även vara drivkrafter då samarbetet kan leda till minskade rörliga kostnader. För industrin minskar kostnaden för att aktivt kyla bort restvärmen och för energibolaget minskar kostnaden om priset på restvärme är lägre än alternativa bränslen. Miljömässiga fördelar i att ta tillvara på restvärme kan innebära att längre återbetalningstider accepteras och därmed förbättras villkoren för affären. De tekniska barriärer som listas är **avsaknaden av fjärrvärmenät, långa avstånd mellan tillgång och efterfrågan, risk att industrin inte alltid levererar värme** (och därmed ett behov av reservproduktion) samt **tillstånd från markägare för att bygga ledningar**. De organisatoriska aspekterna visade att det krävs en personlig relation, ärlighet, förtroende, vilja, tydlig och rättvis fördelning av risker och fördelar. För att samarbetet ska lyckas måste de ingående parterna komma närmare sina individuella mål samt de gemensamma målen uppsatta i samarbetet. Den största organisatoriska barriären är att **komma överens om priset på värmen**. Miljömässiga fördelar finns hos bägge partners men bedöms vara av mindre betydelse än de finansiella för att starta upp ett industriellt restvärmesamarbete men kan vara en drivkraft av betydelse så länge de finansiella förutsättningarna uppfylls. I Päivärinne (2017) identifieras återigen **tillgången till investeringskapital** utgöra den största barriären följt av att **tillgång och efterfrågan inte matchar (i tid, volym och temperatur)**. I Päivärinne

(2017) etableras de miljömässiga drivkrafterna som en fjärde kategori vid sidan av de tre tidigare identifierade finansiella, tekniska och organisatoriska.

Klugman, Nilsson et al. (2020) analyserade barriärerna för restvärmesamarbeten genom att kategoriseras enligt 1) Barriärer som försämrar affären, och 2) Icke-ekonomiska barriärer. Inom den första kategorin var det främst **höga initiala kostnader** samt att **styrmedel gynnar andra alternativ** som bedömdes störst påverkan. Andra faktorer i denna kategori är **avsaknad av infrastruktur** (inget fjärrvärmenät), **långa avstånd mellan tillgång och efterfrågan, tillgång och efterfrågan matchar inte (i volym, tid eller temperatur), risk att industrin lägger ner, risk att industrin inte alltid levererar värme** (underhåll, plötsliga driftstopp), **risk att industrin lägger om sina processer** så att mindre restvärme finnas tillgängligt, **tidskrävande att ta fram kontrakt, inköp med mera**. De största icke-ekonomiska barriärerna bedöms vara svårigheter att **komma överens om pris, krav på kort återbetalningstid** för investeringar samt **bristande kunskap och förståelse för varandras system, processor, organisation och tradition**. Andra faktorer inom denna kategori är **brist på finansiering, företagen har andra prioriteringar (not core business), lågt förtroende mellan parterna, olika syn på värmens kvalitet, komma överens om kontraktslängd, saknar kunskap om lämpliga affärsmodeller, osäkerheter med ny teknik, brist på tekniskt kunnande, regleringar och lagkrav**. I länder där fjärrvärme inte är en etablerad teknik framträdde barriärer av ren teknisk karaktär samt legala aspekter. En övergripande slutsats är att det är viktigt att skapa en win-win situation för alla parter i samarbetet både med avseende på kostnader och fördelar.

Lygnerud and Werner (2018) undersökte 107 restvärmesamarbeten i Sverige för att utreda riskfaktorer för att samarbetet avslutas. Att **industrin läggs ner** är en upplevd barriär mot att starta upp ett restvärmesamarbete men Lygnerud and Werner (2018) fann att risken ofta överskattades i genomförbarhetsstudier. Att industrin lades ner var en av två huvudanledningar till att samarbeten avslutades men det utgjorde totalt en mycket liten del av den totala restvärmens som togs tillvara. Den andra anledningen var att **restvärmens byttes ut mot annan värmekälla**. Två riskfaktorer som identifierades var om det enbart var små mängder restvärme eller om restvärmens var lågtempererad och därmed krävde en värmepump. Samarbeten som avslutades och som innefattade en värmepump, gjorde det huvudsakligen på grund av att fjärrvärmebolaget ersatte restvärmens med en annan värmekälla eller på grund av tekniska problem. I Lygnerud, Klugman et al. (2022) belystes tidigare okända anledningar till avslutade restvärmesamarbeten i Sverige och **omläggning av industrins processer så att restvärme inte längre genereras** framkom som en anledning.

Oldershaw, Morrell et al. (2016) delar in barriärer, och möjliggörare, för utökad restvärmeåtervinning i kommersiella, praktiska & tekniska samt organisatoriska faktorer. De kommersiella faktorerna inkluderar **tillgång på investeringskapital**, framför allt ur

perspektivet att **företaget har andra prioriteringar** samt krav på kort **återbetalningstid**. För företag med strategiska mål inom hållbarhet kan värmeåtervinning prioriteras av andra skäl än finansiella. De praktiska & tekniska faktorer inkluderar att det är **komplext att integrera ny teknik** i existerande system, **osäkerheter med ny teknik**, **svårt att hitta avsättning för värmen** (särskilt om lågvärdig) och **långa avstånd mellan tillgång och efterfrågan**.

I ett bredare perspektiv än enbart restvärmesamarbeten, belyses generella utmaningar som uppkommer i interorganisatoriska samarbeten i Kelly, Schaan et al. (2002). Barriärer uppkommer ofta tidigt i ett samarbete och den enskilt största initiala utmaningen är att **bygga relationer** mellan parterna. Initialt är det svårt med kommunikation, de kulturella skillnaderna mellan företagen och oklarheter i ansvarsområden. Under den första tiden i ett nytt samarbete har alla parter sina antaganden och förväntningar om hur samarbetet ska fungera vilket kan leda till missförstånd. Frekvent kommunikation av god kvalitet lyfts som en framgångsfaktor. Även för att lösa operativa problem i det initiala skedet kräver nära kommunikation. På längre sikt i samarbetet lyfts att olika målsättningar försvårar samarbetet och om uppsatta mål inte uppnås kan relationen försämrans. I Gulati, Wohlgezogen et al. (2012) lyfts vikten av att även ha fokus på samordningsaspekterna i interorganisatoriska samarbeten. Med samordningsaspekter menas de utmaningar som rör tekniska och administrativa risker, snarare än de samarbetsmässiga aspekterna som främst fokuserar på att bygga goda relationer, skapa engagemang och sätta upp gemensamma mål. Den största risken ur samordningsperspektivet är huruvida den andra parten kommer att **lyckas leverera det förutsedda värdet i samarbetet**. Både perspektiven behöver finnas med i utvecklingen av ett effektivt samarbete för att bygga upp och skapa långsiktig samverkan och finns representerade i Tabell 15.

De identifierade hinder som kan vara relevanta gällande restvärmesamarbetet i Kiruna, och som har inkluderats i intervjuerna delas upp i fyra kategorier: marknadshinder, tekniska utmaningar, policy och reglering och koordination (infrastruktur, samarbete och organisation). Faktorererna är listade i Tabell 15.

Tabell 15: Lista över potentiella barriärer för ett restvärmesamarbete

<b>Marknadshinder</b>
Andra alternativ är billigare
<b>Tekniska utmaningar</b>
Osäkerheter med ny teknik
Brist på tekniskt kunnande
Risk att industrin inte alltid levererar värme (underhåll, plötsliga driftstopp)
Tillgång och efterfrågan matchar inte (i volym, tid eller temperatur)
<b>Policy och reglering</b>

Styrmedel gynnar andra alternativ  
 Regleringar och lagkrav

**Koordination (infrastruktur, samarbete och organisation)**

Långa avstånd mellan tillgång och efterfrågan  
 Höga initiala kostnader  
 Brist på finansiering  
 Företagen har andra prioriteringar (inte core business)  
 Risk att industrin lägger ner  
 Risken att industrin lägger om sina processer så att mindre restvärme finns tillgängligt  
 Lågt förtroende mellan parterna  
 Bristande kunskap och förståelse för varandras system, processer, organisation och tradition  
 Krav på en kort återbetalningstid för investeringar  
 Tidskrävande att ta fram kontrakt, inköp med mera  
 Svårt att komma överens om pris  
 Olika syn på värmens kvalitet  
 Svårt att komma överens om kontraktslängd  
 Kunskap om lämpliga affärsmodeller saknas

## 10.3 Intervjuer

Semi-strukturerade intervjuer genomfördes med beslutsfattare och medarbetare som varit delaktiga i processen att utveckla restvärmesamarbetet. Intervjuerna genomfördes digitalt, en intervju med fjärrvärmebolaget och en intervju med industrin (februari 2022). Semi-strukturerade intervjuer består av förbestämda frågor med möjligheten att ställa följdfrågor i syfte att fördjupa och förtydliga i diskussionen. En intervjuguide utvecklades inför intervjuerna och distribuerades till deltagarna innan intervjutillfället.

I ett andra steg genomfördes en fysisk workshop med deltagare från både industrin och fjärrvärmeföretaget samt med deltagare från referensgruppen (i Kiruna i november 2022, referensgruppen deltog digitalt). Workshopen fungerade som en valideringsprocess av intervjuresultatet. Det var även en möjlighet att fylla i identifierade luckor i intervjumaterialet samt ett diskussionsforum för parterna att diskutera de skillnader i uppfattning som intervjuerna identifierat. Med hjälp av erfarenheterna inom referensgruppen fördes en dialog om vidareutvecklingen av samarbetet samt möjliga affärsupplägg för energilager.



## 10.4 Resultat

### 10.4.1 Drivkrafter

Restvärmesamarbetet initierades i mitten av 1990-talet när LKAB tog KK3 i drift och ett överskott av värme uppstod som kunde nyttiggöras. Även vid nästa utveckling av samarbetet 2006 var anledningen ett nytt kulsinterverk (KK4) och en stor mängd tillgänglig restvärme. En drivkraft från LKAB:s sida att leverera restvärme uppstod då i samband med miljötillståndsprocessen för KK4. I en dom krävdes att man undersökte möjligheten att nyttiggöra restvärme. I och med detta byggde LKAB upp en systematik kring energifrågorna, där restvärmen var en del.

I samband med att Kiruna Kraft från år 2011 började fundera på att avveckla avfallsförbränningen, inleddes mer konkreta diskussioner om hur mycket LKAB:s restvärme skulle kunna bidra med. Kiruna Kraft har hög ambition kring miljö och hållbarhet och med tiden såg man miljömässiga nackdelar med avfallsförbränning. Även omvärldens signaler har med åren blivit tydligare mot avfallsförbränning. Man såg en risk att det skulle kunna bli svårt att få igenom fortsatt tillstånd för avfallsförbränning. En möjlig ekonomisk fördel var även en drivkraft för Kiruna Kraft.

Redan från starten av samarbetet var minskad klimatpåverkan en drivkraft. Denna faktor har ökat i vikt över tid. Även om inte restvärmen kan konkurrera ekonomisk ses klimataspekten som viktig ur LKAB:s perspektiv. Det finns även en social dimension där LKAB har en drivkraft att bidra till ett attraktivt samhälle i Kiruna och att staden kan minska sin klimatpåverkan ses som en del av detta. Dessutom kan staden bli mer attraktiv när avfallsförbränningen avvecklas genom att lukt från hanteringen av sopor minskar.

En tid trodde man att värmeverket skulle påverkas av markdeformationerna från gruvdriften, vilket blev en extra drivkraft för att ersätta befintlig värmepanna. I detta fall skulle LKAB behöva ersätta förlorade investeringar. Senare insågs dock att risken för detta ligger långt fram i tiden.

Sammanfattning av drivkrafter:

- Effektivt resursutnyttjande.
- Minska klimatpåverkan.
- Krav att utreda nyttjande av restvärme för miljötillstånd.
- Mer attraktiv stad, med mindre klimatpåverkan och mindre lukt från avfallshantering.

- Höga miljö- och hållbarhetsambitioner. Ändrad syn på avfallsförbränningens hållbarhet.
- Ekonomi.

## 10.4.2 Hinder med störst påverkan på samarbetet

De största utmaningarna för att initiera restvärmesamarbetet uppges av Kiruna kraft vara de olika perspektiven på restvärmesamarbetet som fanns inne i organisationerna. Det rådde oförståelse för varandras verksamheter där båda parter försökte maximera sin egen ekonomiska kalkyl. För LKAB är intäkterna från ett restvärmesamarbete en mycket liten inkomstström och det har varit svårt för Kiruna kraft att få frågan prioriterad. LKAB uppger att den ekonomiska kalkylen var den största utmaningen initialt samt att få fram ett avtal som håller långsiktigt och kan ändras över tid.

Under intervjuerna fick parterna bedöma de hinder som identifierades i den teoretiska sammanställning på en skala från 1–5, där 1 innebär att faktorn inte har upplevts vara ett hinder medan 5 innebär att hindret har varit av betydande karaktär. De hinder som bedömts vara betydande för samarbetet (4 eller 5 från någon av parterna) är listade i Tabell 16.

Tabell 16: De hinder som av någon part bedöms ha haft störst påverkan på samarbetet

Hinder	LKAB	Kiruna kraft
Andra alternativ billigare	4	3
Osäkerheter med ny teknik	4	1
Höga initiala kostnader	4	5
Företagen har andra prioriteringar (inte core business)	4	5
Krav på en kort återbetalningstid för investeringar	3–4	4
Kunskap om lämpliga affärsmodeller saknas	4	4
Risk att industrin lägger ner	1	5
Lågt förtroende mellan parterna	1	4

Bristande kunskap och förståelse för varandras system, processer, organisation och tradition	2	5
--	---	---

I Tabell 16 blir det tydligt att för fyra faktorer så har parterna väldigt olika syn på barriärens magnitud: Osäkerheter med ny teknik, Risk att industrin lägger ner, Lågt förtroende mellan parterna och Bristande kunskap och förståelse för varandras system, processer, organisation och tradition. LKAB uppger att osäkerheter med ny teknik har varit en stor utmaning och specificerar att frigöra energi storskaligt inom gruvapplikationen är en väldigt specifik applikation av teknik och det finns inga referensanläggningar att lära av. Från Kiruna krafts perspektiv är tekniken inte ny, värmeåtervinning är standardteknik som inte utgör några osäkerheter. Risken att industrin lägger ner bedöms av LKAB vara mycket låg medan för Kiruna kraft har denna fråga varit avgörande, inte för att man tror att industrin lägger ner helt men att konjunktursvängningar kan göra att några av kulsinterverken stängs ner under en längre period men påföljden att mindre restvärme finns tillgänglig. Detta har lett till diskussioner internt på Kiruna Kraft om man vågar sätta sig i den beroendesituationen. Lågt förtroende och bristande kunskap mellan parterna bedöms av Kiruna kraft ha varit stora hinder, framför allt initialt, att överkomma genom att bygga upp en gemensam förståelse. LKAB anser att förtroendet mellan parterna har varit hög annars hade samarbetet aldrig kunnat utvecklas så långt och att förståelsen för varandras organisation var hög redan initialt.

Övriga barriärer i Tabell 16 råder det samsyn mellan parterna om att faktorn har varit betydande. De gynnsamma ekonomiska förutsättningarna för avfallsförbränning lyfts av båda parterna som en betydande barriär för restvärmesamarbetet. Att LKAB har andra prioriteringar är båda överens om har varit en stor barriär, för Kiruna kraft har frågan varit av högsta prioritet. Även krav på kort återbetalningstid bedöms av båda parter ha varit relevant ur LKAB:s perspektiv där LKAB uppger att den ekonomiska kalkylen måste gå ihop. De höga initiala kostnaderna lyfts som en betydande barriär för det steg i samarbetet som beslutades om i oktober 2021, först efter att ha blivit beviljade finansiering från klimatklivet. Slutligen har avsaknaden på kunskap om lämpliga affärsmodeller för restvärmesamarbeten varit ett stort hinder. Det har varit tidkrävande och fler alternativ har utretts för att få en modell på plats som håller över tid och kan anpassas över tid.

### 10.4.3 Nya hinder som har identifierats

**Lång ledtid för att få samarbetet på plats:** Det faktum att det tar lång tid, många år, att få ett restvärmesamarbete på plats medför specifika hinder i sig. Inte minst riskerar personalen som ansvarar för samarbetet bytas ut längs vägen, hos den ena parten eller båda. När nya personer kommer in i sammanhanget är det alltid en viss startsträcka för att

sätta sig in i förutsättningarna och det gäller att engagemanget för frågan hålls uppe. En ytterligare viktig förutsättning för att samarbete ska komma till stånd är att det finns förtroende mellan parterna. Vid personalbyte kan detta både stärkas och försvagas, beroende på person. Kiruna Kraft nämner specifikt att det har krävts stor uthållighet för att få samarbetet på plats.

**Organisatoriska utmaningar vid ny typ av drift:** För ett fjärrvärmebolag att frånga produktion av värme i förbränningsanläggningar och att sluta arbeta med att uppföra nya produktionsenheter, beskrivs som smärtsamt. Det är en stor förändring att driva igenom organisationen och har särskilt stor påverkan på personal som arbetar i kontrollrum, opererar och bemannar pannor.

**Hållbarhetsvärdering av restvärme:** Kiruna Kraft ser det som en politisk risk hur restvärme kan komma att klassificeras i framtiden. Till exempel att restvärme skulle bedömas vara fossil energi om den uppkommit i en process som drivs av fossila bränslen.

## 10.4.4 Hantering av hinder



### Andra alternativ billigare

Både LKAB och Kiruna Kraft påpekar att det varit en utmaning att få ihop den ekonomiska kalkylen utan att slutkunderna ska påverkas. Särskilt som avfall som används som bränsle i dagsläget har ett negativt pris (detta var före avfallsförbränningsskatten i Sverige 2023-2023 (Skatteverket 2023)). Båda parter anger att det inte hade gått att få till utan klimatklivet; fjärrvärmetakten hade behövt höjas för mycket. De har överkommit hindret genom transparens från båda sidor. Det gemensamt uppsatta målet att slutkunden inte ska betala för omställningen har varit viktigt. Kiruna kraft har visat hur kunden påverkats utifrån olika scenarier och LKAB visat hur olika alternativ påverkar deras kalkyler och krav.



### Osäkerheter med ny teknik

LKAB har gjort teknikval utifrån ett riskminimerande perspektiv men gruvapplikationen är så unik att en pilotanläggning uppfördes internt för att genomföra tester. Med hjälp av analyser på testanläggningen kunde man känna sig bekväm med att risken var tillräckligt låg för att fortsätta.



### Höga initiala kostnader

De höga initiala kostnaderna utgör en utmaning för att få ihop den ekonomiska kalkylen utan att slutkunderna påverkas. Den ekonomiska kalkylen är den stora skillnaden mellan

organisationerna, i och med olika ägarkrav som skiljer mycket gällande krav på avkastning på investeringar och användandet av olika kalkylräntor där LKAB har högre krav. Klimatklivet var avgörande som lösning på detta.

#### **Företagen har andra prioriteringar (inte kärnverksamhet)**

I miljötillståndet för KK4 fanns krav på att utreda kring energieffektivitet och specifikt krav på att utreda nyttiggörande av restvärme (Miljööverdomstolen 2007) vilket gjorde att restvärmeutnyttjande kom närmare kärnverksamheten.

#### **Krav på en kort återbetalningstid för investeringar**

Återbetalningstiden har huvudsakligen varit ett hinder från LKAB:s sida. Initialt jämfördes investeringar i restvärmesamarbetet med andra processhöjande åtgärder men genom att klassificera om det till en hållbarhetsinvestering accepterades längre återbetalningstid.



#### **Kunskap om lämpliga affärsmodeller saknas**

Genom att ta hjälp av externa parter utvärderades olika möjliga affärsmodeller, till exempel för att bolagisera samarbetet på olika sätt eller hur ägandeskapet kunde fördelas. Viktigt att modellen som utarbetats kan anpassas över tid.

#### **Risk att industrin lägger ner**

Det har reglerats i avtalet hur långt i förväg LKAB måste meddela Kirunas kraft om restvärme inte kommer att kunna levereras.



#### **Lågt förtroende mellan parterna**

Samarbetet har utvecklats över lång tid och i etapper vilket har gjort att förtroende mellan partners har byggts upp. Parterna övergick från ett kund-leverantörsperspektivet till att i stället ha perspektivet att man ingår gemensamt i ett samarbete.



#### **Bristande förtroende, kunskap och förståelse för varandras system, processer, organisation och tradition**

Genom transparens i hur systemen är uppbyggda och hur den ekonomiska kalkylen påverkas av olika alternativ. Personal som har gått mellan organisationerna har lett till att förståelsen för frågan har underlättats över åren.



### **NY! Lång ledtid för att få samarbetet på plats**

Etablerandet av en strategisk plattform för utvecklingen av samarbetet har bidragit till uthållighet eftersom ett forum för kontinuerlig dialog funnits som har varit frikopplat från projektspecifika insatser. Kiruna Kraft har haft restvärmesamarbetet som en prioriterad fråga och accepterat att deras roll är att vara den pådrivande parten.



### **NY! Organisatoriska utmaningar vid ny typ av drift**

På Kiruna kraft har de olika etapperna i restvärmesamarbetet varit ett sätt att förbereda organisationen på omställning, särskilt etapp 1 där LKAB försåg hela stadens behov under sommarmånaderna. Etapp 1 krävde dygnet runt bemanning hos LKAB medan pannskötarna hos Kiruna kraft inte behövde ha några pannor i gång. För personal som är van vid att operera och bemanna pannor är det en stor omställning.



### **NY! Hållbarhetsvärdering av restvärme**

Klassificeringen av restvärme är en branschfråga men för båda parterna i samarbetet i Kiruna anses användningen av restvärme vara det mest hållbara alternativet för att värma Kiruna. Man har därför tagit beslutet att fortsätta satsa på restvärme trots den politiska risken som föreligger.

## 10.4.5 Framgångsfaktorer för restvärmesamarbetet i Kiruna

- Initialt: fokusera på att skapa förståelse

Av de lärdomar som parterna vill dela med sig till andra som står inför liknande beslut är främst att lägga fokus initialt på att skapa förståelse. I Kiruna har man jobbat för att med kommunikation och transparens bygga upp en förståelse för varandras tekniska system och begränsningar, verksamhetens organisation, ekonomiska krav och affärsmodeller och kunder. En framgångsfaktor har varit att personal gått emellan organisationerna. Detta har hjälpt till att öka förståelsen för varandras system, och att öka förtroendet mellan parterna.

- Diskutera priset i stället för att förhandla

Parterna behöver släppa kund-leverantörsperspektivet och bygga ett samarbete. Hårda förhandlingar om till exempel pris per kWh bör vänta till ett senare skede eftersom pengadiskussionen skapar hinder. I Kirunafallet var en framgångsfaktor att man backade

från prisförhandlingar och startade om från inrättandet av en samarbetsplattform i form av en strategisk styrgrupp för utvecklingen av samarbetet.

- Gemensamma mål

En framgångsfaktor som pekas ut är att ha gemensamma uppsatta mål för samarbetet. För LKAB och Kiruna Kraft har detta varit att slutkunden inte ska behöva bära kostnaden och att den ekonomiska kalkylen ska gå ihop. Etablerandet av det gemensamma målet i Kiruna kom först i sluttampen för förhandlingarna kring intentionsavtalet 2018 och anses vara nyckeln som fick avtalet i lås. Genom att fokusera på nyttan för slutkunderna, dvs Kirunas invånare, flyttades fokus från de två ingående parternas respektive intressen.

- Restvärmeåtervinning klassas som hållbarhetsinvestering

En ytterligare framgångsfaktor har varit att samarbetet med tiden setts alltmer som en hållbarhetsinvestering som varit nödvändig för kärnverksamheten. Särskilt som LKAB ålades att utreda restvärmeanvändning för att få miljötillstånd. Därmed sänktes de ekonomiska kraven på återbetalning för investeringen.

- Energibolaget accepterar en anpasslig roll i samarbetet

Kiruna Kraft lyfter även att den parten som har störst intresse av att få samarbetet på plats (fjärrvärmebolaget) måste vara anpasslig gentemot den mindre angelägna parten (industrin). Så är de faktiska förhållandena i de flesta restvärmesamarbeten och genom att inse detta och därmed acceptera rollen som den pådrivande och initierande parten underlättas samarbetet.

- Kontinuerlig dialog

Både Kiruna Kraft och LKAB poängterar att uthållighet har varit en framgångsfaktor för att få till och utveckla samarbetet. Det har tagit lång tid att få ett beslut på plats och utvecklingen av samarbetet har skett framför allt i samband med att nya processer med restvärme uppförts. Specifikt beskrev Kiruna Kraft att en framgångsfaktor var att de har sett samarbetet som en prioriterad fråga och därför kunnat vara drivande. Den strategiska samarbetsplattformen för utvecklingen av samarbetet har varit en framgångsfaktor för uthållighet eftersom ett forum för kontinuerlig dialog funnits som har varit frikopplat från projektspecifika insatser. Just den kontinuerliga dialogen bedöms vara en stor framgångsfaktor, inte bara initialt utan som något som behöver upprätthållas över tid. Annars är risken stor att den etablerade förståelsen tappas, särskilt om personal byts ut.

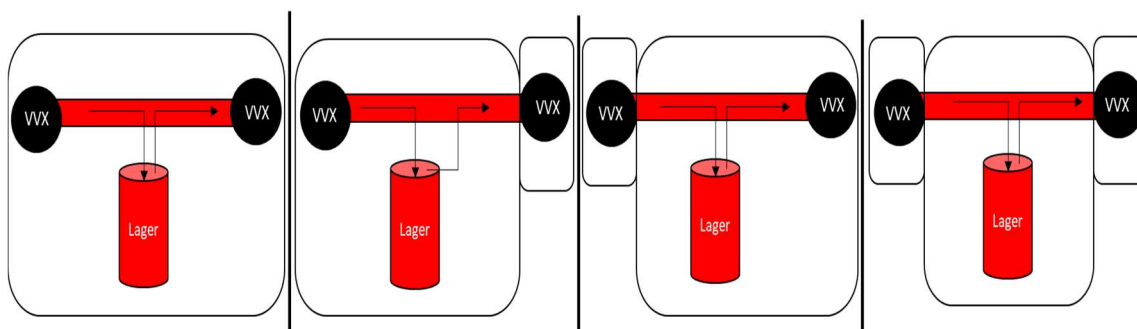
- Inkludera fler värdeströmmar i samarbetet



En specifik framgångsfaktor i Kiruna har varit stadsflytten. I och med denna har LKAB och staden börjat samarbeta i ett flertal frågor vilket även har underlättat för restvärmesamarbetet. Stadsflytten adderar en värdeström till samarbetet och breddar dialogen. I andra städer borde andra värdeskapande aktiviteter kunna identifieras som kan bredda samarbetet för att skapa mervärden. En stadsflytt hör inte till vanligheterna, men det kan tänkas att andra stora stadsomvandlingar kan utgöra lämpliga tillfällen att även få till restvärmesamarbeten för att möjliggöra en effektivare stadsomvandling.

### 10.4.6 Samarbetet med energilager

Båda parter menar på att ett säsongenergilagret är en viktig komponent för att samarbetet ska kunna utvecklas vidare med ökade restvärmeleveranser. Med ett lager kan mer restvärme tillvaratas genom att den värme som genereras på sommaren kan nyttjas vintertid. Möjliga affärsupplägg som har diskuterats visas i Figur 68.



Figur 68: Möjliga affärsupplägg för energilagret. Från vänster: 1) LKAB och Kiruna Kraft samäger lagret, t.ex. via ett joint venture. 2) Kiruna Kraft äger lagret. 3) LKAB äger lagret. 4) Tredje part äger lagret.

Placeringen av energilagret, på LKAB:s mark eller på stadens mark, kommer att påverka ägandeformen och affärsmodellen. Om lagret förläggs på LKAB:s mark kommer LKAB att vara ägare men på grund av stor konkurrens om mark anses det troligare att lagret förläggs på stadens mark och då kommer Kiruna Kraft att äga lagret. Fördelningen av investeringskostnader kräver vidare diskussioner. Affärsupplägget för energilagret är nära kopplat till avtalet för restvärmesamarbetet och troligt är att avtalet behöver revideras samtidigt som beslut tas om energilagret. Precis som för övriga investeringar inom restvärmesamarbetet krävs en hållbar ekonomisk kalkyl för att energilagret ska bli av.

Värmelagret kommer att vara kopplat till Kirunas konventionella fjärrvärmesät och därför kommer värmepumpar krävas för att höja upp temperaturen till nätets framledningstemperatur. Värmepumpar i restvärmesamarbete har tidigare identifierats som en risk, som kan bidra till att samarbeten avslutas för att fjärrvärmebolaget ersätter

restvärmen med annan värmekälla. Värmepumparna i de samarbetena behövdes för att värmen var lågvärdig (Lygnerud and Werner 2018), vilket inte är fallet i Kiruna. Generellt ökar komplexiteten med fler komponenter och värmepumpar ökar den externa risken via elpriset. Det finns även en pågående diskussion i Kiruna om el bör användas till att göra värme givet att det behövs el till andra satsningar inom regionen.

## 11 Nästa steg för ett klimatneutralt värmesystem: Handlingsplan Kiruna

---

Detta kapitel beskriver översiktligt de aktiviteter och steg som i slutändan innebär att ett energilagrar anläggs. I olika delprojekt specificeras lösningarna, tidplanen samt den ekonomi som är nödvändig för ett lyckat genomfört projekt. Handlingsplanen identifierar vilka steg Kiruna behöver ta och i vilken ordning de bör tas för effektiv energiomställning.

Handlingsplanen inkluderar en koppling till andra pågående projekt i Kiruna. Ny huvudkulvert, nya pelletsplanor hos LKAB, Kiruna krafts nya pelletsplanor samt tester att sänka temperaturen i fjärrvärmesystemet. Vart och ett av dessa delprojekt måste samordnas med projektet för värmelager.

### 11.1 Projektfaser

Projektet delas upp i olika faser och inleds med att utveckla koncept inom målbilden för att sedan genomföra projektets olika faser: Idéstudien, Förstudien, Förprojekteringen och slutligen Införandet. I starten finns flera lösningsalternativ, grova tidplaner samt en grov ekonomiska kalkyl. I varje fas reducerar antalet alternativ för att i utförandefasen endast ha ett alternativ att gå vidare med. I fokus för arbetssättet står funktion, tidplan och ekonomi.

Varje fas avslutas med ett beslutsunderlag för beslut i styrgrupp. Styrgruppens sammansättning bör spegla projektets huvudintressenter: LKAB, Kiruna kraft och TVAB. Om extern finansiering ingår i projektet så ska även dessa ingå i styrgruppen.

Nedan beskrivs de olika faserna i ett projekt;

- Konceptstudera
- Idéstudera
- Förstudera
- Förprojektera
- Anlägga

Det arbete som hittills är nedlagt i detta projekt täcker flera av de nedan beskrivna faserna. Främst Koncept- och idéstudiefaserna och till del även förstudiefasen är redan genomförda. Rekommendationen är att som ett nästa steg formellt starta upp och avsluta förstudiefasen för att arbeta fram underlag för beslut.

## 11.2 Prioriteringslista

En del av de aktiviteter som redovisas i de olika stegen har i och med denna rapport redan genomförts. De aktiviteter som bör prioriteras för beslut om fortsättning finns presenterade i Tabell 17.

*Tabell 17: Aktiviteter som behöver prioriteras för att ta nästa steg mot implementation om energilager.*

	Aktivitet	Kommentar	Projektet	Beställare
1.	Teknik och dimensionen av lagret fastslås		Rekommendation från projektet	Beslut TVAB/Kiruna Kraft
2.	Placering av lagret definieras	Flera om någon visar sig inte passa	Rekommendation från projektet	Beslut TVAB/Kiruna Kraft
3.	Nödvändiga tillstånd kartläggs och ansökningar förbereds	Möten med Kommun Länsstyrelse och eventuellt andra organisationer	Rekommendation till nästa steg att boka möten med lämpliga aktörer i tidigt skede.	Hanteras i fortsättningsprojekt
4.	Markundersökningar etc. genomförs		Rekommendation på nödvändiga undersökningar	Hanteras i fortsättningsprojekt
5.	CAPEX/OPEX		Leverans från projektet	Beslut TVAB/Kiruna Kraft
6.	Lönsamhetskalkyl		Leverans från projektet	Beslut TVAB/Kiruna Kraft
7.	Finansiering av offentliga organ och ev. privata aktörer.		Leverans från projektet	Beslut TVAB/Kiruna Kraft
8.	Skapa beslutsunderlag	Sammanfatta i rapport	Slutrapport	Beslut TVAB/Kiruna Kraft

## 11.3 Konceptstudera

I konceptstudien ligger fokus på att utveckla, testa och bekräfta idéer och koncept för att hitta nya lösningar för att realisera projektets vision. I fasen inventeras relevanta idéer, utförs en litteraturstudie, liknande projekt identifieras och slutsatser dras från dessa. Resultatet kan vara ett mindre antal koncept att gå vidare med.

I denna slutrapport beskrivs idéer och koncept för olika energilager i kapitel 4.

## 11.4 Idéstudera

Syftet med idéstudien är att genomföra en grov analys av de alternativ som identifieras i fasen och som bedöms göra så att mål uppfylls. I denna fas omfattas också att uppskatta både tekniska och ekonomiska effekter och nyttor.

### *Teknikval*

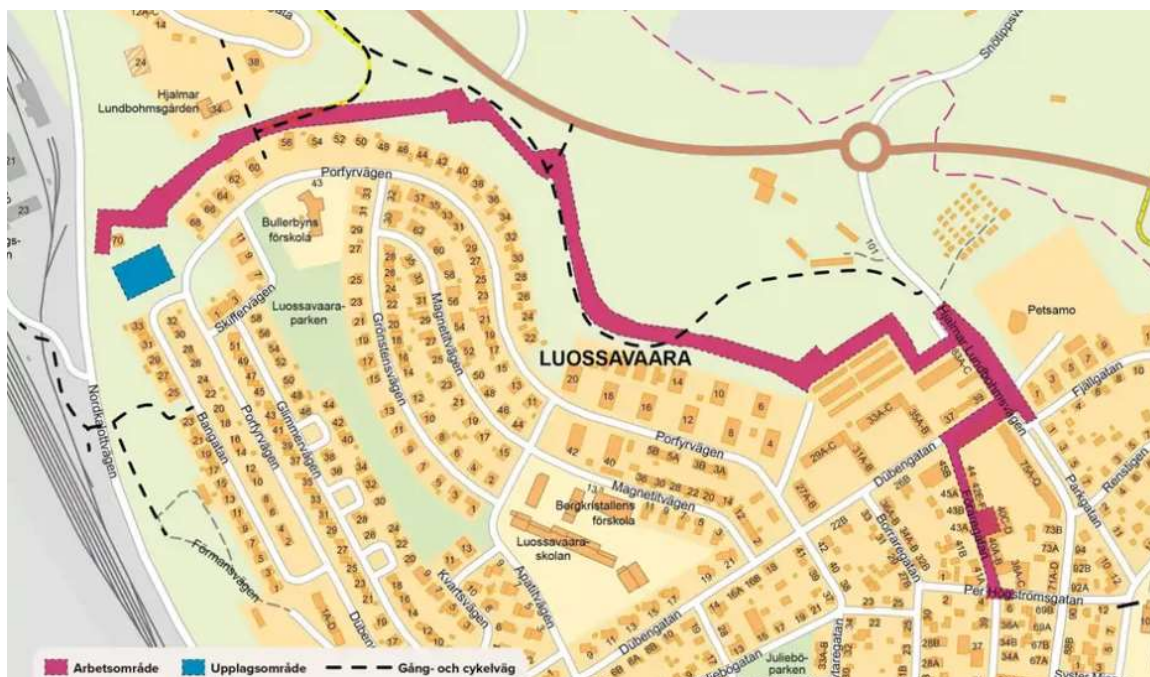
Utifrån termogeologiska förutsättningar, mognadsgraden för olika tekniker och initial ekonomisk analys avgörs vilka tekniker (kapitel 4) som är lämpliga att gå vidare med. Lämplig dimensionering av anläggningen och dess påverkan på fjärrvärmesystemet studeras (kapitel 5). Hur en etablerings påverkan på redan existerande infrastruktur utreds. Anslutningar till befintlig infrastruktur utreds och då främst det befintliga fjärrvärmenätet och position för den av LKAB anlagda värmekulverten.

*En tidigare ansökan till Energimyndigheten baserades på ett kombinerat högtempererat borrhåls- och bergrumslager kopplat till fjärrvärmesystemet. Syftet med kombinationen är att uppnå både hög energi- och effektkapacitet i lagret så att behovet av förbränning av bränsle minimeras samt att fjärrvärmebolagets behov av pannkapacitet minskar. De två tekniker, borrhålslager respektive bergrumslager, är etablerade tekniker i dag, även om borrhålslager främst är etablerat som lågtemperaturlager. Kombinationen av de två lagertyperna och dess effekter på fjärrvärmenätet har verifierats med datorsimulering. Senare analyser har visat att ett borrhålslager är att föredra, båda för teknisk prestanda i systemet (7) samt att ett borrhålslager ger den mest lönsamma ekonomiska kalkylen (8).*

### *Lokalisering*

I fasen genomförs en inventering av möjliga platser tänkbara för en etablering. Det kan röra sig om befintliga anläggningar såsom bergrum eller andra platser lämplig för en etablering. Lämpligheten baseras på grovt på närhet till infrastruktur, bedömd påverkan av omgivningen, gruvans utbredning, andra planerade aktiviteter etc. I Kiruna påverkar befintlig gruvbrytning stora delar av Kiruna. Beroende på hur djupt LKAB ska bryta under 1365 m nivån påverkas Kiruna ytterligare. Brytningen i underjordsgruvan har också påverkat grundvattnet som gått djupare. LKAB planerar också att öppna i gruva för att utvinna Per Geijer mineraliseringen norr om Kiruna. Dessutom avser Copperstone att börja bryta kopparfyndigheten i Viscaria. Det gör att antalet tillgängliga platser för en etablering är begränsat.

Diskussioner har förts under projektets gång att lokalisera energilagret i anslutning till den nya huvudkulverten för restvärme från LKAB till staden. Sträckningen på nya huvudkulverten syns i Figur 69. Även andra platser har föreslagits, nordöst och öst om staden, men inga beslut är ännu tagna. En grov beräkning för ett borrhålslager ger att den nödvändiga ytan som behövs är uppskattad till 11 400 m<sup>2</sup> (kapitel 7).



Figur 69: Sträckning för nya huvudkulterten i Kiruna. Källa: (Tekniska Verken i Kiruna, 2023)

### Intressentanalys

En initial intressentanalys genomförs. Med en intressentanalys identifieras var man kan hitta stöd och vilka hinder och motstånd som kan finnas. Analysens resultat är en plan för hur intressenterna ska hanteras. Området i och kring Kiruna omfattas av ett flertal speciella skydd till exempel natura 2000, naturreservat och riksintressen. Det finns flera olika [riksintressen runt Kiruna](#); Riksintresse för kulturmiljö, rennäring, turism, kommunikation och mineral. Dessa bör beaktas samt i tillägg till dessa även infrastrukturella intressenter som väg, järnväg och elförsörjning.

### SWOT-analys

Preliminära lösningsförslag arbetas fram och SWOT analyseras. SWOT-analys är en enkel modell med fyra rutor som var och en representerar ett område: styrkor, svagheter, möjligheter och hot. De kan sedan delas upp i intern respektive extern påverkan. Några av dessa faktorer som identifierats är enligt följande;

- Styrkor och svagheter (faktorer som utgår från interna frågor som projektets samarbetspartners)
  - Styrka;
    - tillgång av restvärme från industrin
    - teknisk lösning
    - kapacitet, med mera
  - Svaghet;

- många infrastrukturprojekt i gång i regionen, kan ge brist på resurser.
- Möjligheter och hot (utgår från omvärlden);
  - Möjlighet;
    - frigöra elnätskapacitet genom att koppla upp fastigheter (Lombolo) som idag har direktverkande el,
    - behovet av el till värmepump minskar om man framöver lyckas sänka temperaturen i nätet.
  - Hot;
    - prisutveckling energi,
    - alternativa tekniker,
    - långa ledtider för tillstånd
    - eventuell konkurrens,
    - tillgången på kompetens och kapacitet,
    - att regionnätet sätter högt pris på el,
    - att ej beviljas elnätskapacitet för värmepumpar,
    - bergets stabilitet på grund av deformation från gruvor,
    - grundvattensänkning på grund av gruvbrytning (borrhållager)

I slutet på detta skede av projektet presenteras beslutsunderlag med relevanta tekniska och ekonomiska underlag. Det ekonomiska underlaget är ganska grovt i detta tidiga skede +/- 50%.

## 11.5 Förstudera

I förstudien belyses de kvarstående alternativen som vart och ett utvärderas, tekniskt och ekonomiskt. Intressentdialogen initieras, båda med potentiella finansörer, partners, leverantörer och tillståndsmyndigheter.

### *Definition av den tekniska lösningen*

För de valda alternativen definieras dimensionerande indata, layouter, tekniska lösningar med mera. I denna fas kan även vidare simuleringar genomföras.

### *Markundersökningar för tilltänkt lokalisering*

Nödvändiga undersökningar såsom MUR (markteknisk undersökningsrapport), MTU (miljöteknisk markundersökning), hydrogeologiskundersökning och en geoteknikundersökning på berg genomförs.

### *Tillstånd*

I detta skede inventeras erforderliga tillstånd till exempel miljötillstånd, bygglov och detaljplaner för de tänkbara platser en etablering ska ske. Huruvida en detaljplaneläggning krävs, beror på anläggningens placering. Det är inte säkert att detaljplan även krävs om



anläggningen läggs utanför detaljplanelagt område. Detta beror på hur stor omgivningspåverkan som anläggningen blir med till exempel uppvärmning av marken som kan förändra förutsättningarna för flora och fauna, förändrade markförhållanden där dagvatten och andra förhållanden ändras med mera. Om platsen för anläggningen ligger inom detaljplanelagt område och detaljplanen inte medger önskad åtgärd, måste detaljplanen ändras. Om ny detaljplan behöver upprättas måste en ansökan om planbesked ske. Kiruna kommun har 4 månader på sig att fatta beslut om planbeskedet. [Planbesked - Kiruna kommun](#). En planprocess tar tid, oftast någonstans mellan 1,5 – 2,5 år från positivt planbesked. [Planprocessen - Kiruna kommun](#). Anläggande av bergum är bygglovspliktigt. För att anordna, flytta eller väsentligt ändra tunnlar och bergum krävs det bygglov. Lovplikten gäller både inom och utanför detaljplanerat område. Exempel på bygglovspliktiga tunnlar är tunnlar för tele, avlopp, vatten och fjärrvärme. Bygglovspliktiga bergum kan vara till exempel bergum för lagring av olja eller flytande naturgas, pumpkraftverk och hetvattenlagring. Beroende på placering kan det bli aktuellt att ansöka om planbesked och därefter bygglov eller ändring av detaljplan eller en ny detaljplan.

Då värmelagret i bergum baseras på att lagra vatten krävs sannolikt ett miljötillstånd. För att få bedriva vattenverksamhet krävs ofta tillstånd, se till exempel [Tunnlar och bergum - PBL kunskapsbanken - Boverket](#). Om verksamheten har stor påverkan på mark och miljö är det Mark- och miljödomstolen som prövar ansökan. Till detta kommer de anmälningar som kan krävas enligt miljöbalken, exempelvis 11 kap Vattenverksamhet.

Själva borrhålen i ett borrhålslager tycks inte vara bygglovspliktiga enligt regelverket. Men för att skydda grund- och ytvattentillgångar kan länsstyrelsen eller kommunen ha beslutat om att inrätta vattenskyddsområden. Om så är fallet krävs en ansökan av dispens från länsstyrelsen eller kommunen. Byggnader ovanpå lagret är dock bygglovspliktiga.

En kontakt med miljökontoret i Kiruna ger vid handen att ett borrhålsbaserat energilager kan räknas som en C-anmälan och den hanteras i så fall av Miljökontoret. Det innebär då en handläggningstid på 6–10 veckor beroende på komplexitet och när man lämnar in anmälan. Då kommunen i Kiruna inte prövat liknande anläggningar tidigare blir det ett ärende av principiell art och det kommer lyftas för beslut i nämnden vilket göra att handläggningstiden kan bli något utsträckt. Det är viktigt att lämna in anmälan i god tid. Dessutom uppmantras förnöte.

Utdrag ut miljöprövningsförrordningen:

### Värme- och kylanläggningar

16 § Anmälningssplikt C och verksamhetskod 40.110 gäller för värmepump eller kylanläggning för uttag eller tillförsel av värmeenergi från mark, vattenområde, grundvatten eller avloppsvatten för en uttagen eller tillförd effekt av mer än 10 megawatt.

Anmälningssplikten gäller inte uttag eller tillförsel genom vattentäkt. Förordning (2016:1188).

17 § Anmälningssplikt C och verksamhetskod 40.120 gäller för anläggning för lagring av värme i mark, vattenområde eller i grundvatten för en tillförd energimängd av mer än 3 000 megawattimmar. Förordning (2016:1188)

#### *Intressentdialog och finansiering*

Intresseanalysen fördjupas och kan omfatta tilltänkta finansiärer, partners och leverantörer. Nödvändiga kontakter tas med Kommun och Länsstyrelse.

Finansiering av projektet bör ske parallellt med förstudien för att undvika förseningar för starten av införandet i det fall att finansieringen drar ut på tiden. Möjliga offentliga finansiärer är;

- [Energimyndigheten](#) kan finansiera pilotprojekt och demonstrationer för energi- och klimatomställningen.
- [EU:s innovationsfond](#) som syftar till att stödja projekt "som demonstrerar mycket innovativa tekniker, processer eller produkter, som är tillräckligt mogna och som har en betydande potential att minska utsläpp av växthusgaser."
- Naturvårdsverkets program [Klimatklivet](#) är ett investeringsstöd som möjliggör satsningar på fossilfri framtidsteknik och den gröna omställningen. Bidraget kan sökas av företag, kommuner, regioner och organisationer i hela Sverige.

#### *Ekonomisk utvärdering*

Varje alternativ utvärderas utifrån alternativets samhällliga och ekonomiska bärkraft genom dels en investeringskostnad (CAPEX), driftskostnader (OPEX), dels en intäkt- och kostnadsanalys (kapitel 8). Den samhällsekonomiska nyttan beräknas i en nyttokostnadsanalys (se kapitel 6). Här vägs ickemonetära aspekter såsom till exempel klimatutsläpp och påverkan på folkhälsa in och vägs i monetära termer.

#### *Projektform och kompetensbehov*

I denna fas bör en kommande organisationsform utredas. Ska verksamheten ske i egen regi eller ska ett separat bolag etableras med externa partners som finansiärer. Här ingår också att identifiera affärsmöjligheter, identifiera uppskalnings- och marknadspotential och utveckla affärsmodellen. Förstudien bör också omfatta hur projektet ska drivas vidare i kommande faser. Förslag på hur projektet ska drivas vidare och vilka resurser och kompetenser som är nödvändiga för framdriften av projektet (Elförsörjning, styrsystem, rörläggning, mark/berg).

Kiruna är en relativt liten stad med många pågående stora investeringsprojekt. LKAB investerar i en grön omställning, Copperstone öppnar eventuellt en ny gruva och Rymdbolaget avser att expandera på Esrange. Det kan med andra ord vara nödvändigt att boka upp resurser till projektet.

### Tidplan

En tidplan arbetas fram med avseende på tidsåtgång för eventuella tillståndsansökningar, uppskattade anläggningstider etc. Nedanstående utkast till tidplan baseras på ett borrhålslager med ca 1 000 hål. Tidplanen bygger på att projektet startar Q3 2023. Utgångspunkten baseras på att ett planbesked är nödvändigt. Då borrhål inte är bygglovspliktiga så finns möjligheten att borra parallellt med tillståndprocessen. Detta är förenligt med viss risk i det fall bygglov i slutändan inte erhålles. Tidplanen är också avhängigt av hur många borrhigar som används samtidigt och möjligheten till borring, alla dagar i veckan samt nattetid.

Aktivitet	Längd [år]	Start	Stopp	Kommentar
Undersökningar, Geo, berg, hydrologi etc.	0,5	2023-08	2023-12	
Beslut om placering		2023-12		
Planbesked och övriga tillstånd***	2,5	2023-12	2026-06	
Förprojektering/ Projektering/Upphandlings- underlag	1	2023-10	2024-12	
Upphandling baserat på villkorade kontrakt		2025-01	2025-04	
Anläggning - 4 borrhigar normal arbetstid*	1,5	2025-12	2027-06	Parallellt med tillståndprocessen
Anläggning värmelösning ovanjord	0,5	2027-04	2027-12	
Idrifttagande	0,5	2028-01	2028-06	

Tidsåtgång Planbesked 2,5 år

\* Borring av hål. Den nödvändiga tiden för att borra hålen är dels beroende på hur många borrhigar som är igång samtidigt och graden av störning för intressenter som borrhigarna innebär.

\*\* Värmelösning ovan jord inklusive husbygge kan åtminstone delvis ske parallellt med borringen.

\*\*\* Möjligheten att påbörja borring innan planbesked är på plats bör undersökas.

I slutet på detta skede har bör den ekonomiska kalkylen ha förbättrats till en osäkerhet kring +/-25%.

## 11.6 Förprojektera

I förprojekteringen utreds och specificeras de kvarstående lösningsalternativen från förstudiefasen.

### *Definition av den tekniska lösningen*

Ökad detaljeringsgrad i den tekniska beskrivningen för alternativen. Dimensionering, flödesscheman, tekniklösningar, layouter och ritningar tas fram. En CE-märkning av anläggningen bedöms inte vara nödvändig då anläggningens utförande inte påverkas av gällande lagstiftning.

### *Tillstånd erhålls*

Erforderliga tillstånd till exempel miljötillstånd, bygglov och detaljplaner som påverkar ett eventuellt införande förbereds och/eller erhålles.

### *Risk- och konsekvensanalys*

En risk och konsekvensanalys på projektnivå är lämplig att genomföra. Vilka möjligheter finns till exempel i form av teknik, know-how och kunder. Vilka är nackdelarna, finns kompetensen, är projektet finansierat även med avseende på ändrings-, tilläggs- och avgående arbete (ÄTO) och oförutsedda utgifter etc.

### *Ekonomisk utvärdering*

Ekonomiska nyckeltal identifieras. Upprätta en LCC (Livscykelkostnad). Beräkna eventuella kostnader för alternativens kostnader på till exempel miljö, energi, drift och underhåll.

### *Tidplan*

Upprätta en huvudtidplan för anläggningens införande. Huvudtidplanen definierar viktiga milstolpar och aktiviteter i projektet och är grunden för med detaljerade tidplaner.

### *Upphandlingsplan*

En plan för upphandling framställs. Upphandlingsformen är grunden för denna plan. För att ta ett exempel så blir planen för en totalentreprenad annorlunda jämfört med en utförandeentreprenad. Upphandlingsformen styrs av också bolagsformen där offentlig verksamhet ligger under offentlig upphandling.

I slutet på detta skede bör den ekonomiska kalkylen ha förbättrats till en noggrannhet på +/- 10%.

## 11.7 Anlägga

I anläggningsfasen byggs anläggningen och tas i drift. Projektfasen ligger en bit bort i tiden för projektet med energilager i Kiruna, och beroende på beslut i de tidigare faserna kan detta skede påverkas, och därför definieras inte den fasens aktiviteter närmare.

Några av de aktiviteter som ingår i denna fas är;

- Tidplan, aktiviteter planeras och tidsätt detta inklusive en plan för upphandling av anläggningen/anläggningens delar ske.
- Avtalsformer för upphandling fastslås.
- Detaljprojektering, tekniska underlag tas fram baserat på förprojekterings resultat. Detaljprojekteringen ger en indikation på kostnaden för resp. delinvestering.
- Förfrågningsunderlag baserat på detaljprojekteringen arbetas fram och sänds ut.
- Tillstånd, Upprätta ev. nödvändiga kvarstående tillståndsansökningar
- Riskhantering, Genomför övergripande riskanalys över projektet.
- Slutkostnad, Prognos för slutkostnad baserat på tidplan, inkomna offerter etc.

Då dessa aktiviteter genomförts kan så själva anläggandet av energilagret påbörjas.

## 12 Diskussion och slutsatser

---

Det finns en stor outnyttjad potential för restvärme i Sverige och Europa. Potentialen för industriell restvärme inom EU har uppskattats till 2.7 EJ (Miró, Brückner et al. 2015), cirka 25% av EU uppvärmningsbehov, och i tillägg uppskattas potentialen för lågtempererad (urban) restvärme vara ytterligare 10% av uppvärmningsbehovet (Persson and Averfalk 2018). Att potentialen inte nyttjas tyder på det förekommer barriärer. I detta projekt har vi identifierat hur man i Kiruna har arbetat för att komma förbi barriärer och identifierat framgångsfaktorerna i samspelet mellan industri och fjärrvärmebolag. Projektets huvudsakliga fokus har varit att identifiera och dimensionera en energilagerlösning som bidrar till att lösa den nu största förekommande barriären i Kiruna, att restvärmen inte matchar mellan tillgång och efterfrågan över året samt att sprida lärdomarna från Kiruna till andra städer.

LKAB och Kiruna Kraft menar båda på att ett säsongsenergilager är en viktig komponent för att samarbetet ska kunna utvecklas vidare med ökade restvärmeleveranser. Med ett lager kan mer restvärme tillvaratas genom att den värme som genereras på sommaren kan nyttjas vintertid. Under givna förutsättningarna i detta projekt pekar energisystemmodellering på att ett säsongsenergilager är den långsiktigt optimala lösningen för Kirunas värmeförsörjning. Nyttokostnadsanalysen visar vidare på att ta tillvara på mer restvärme genom att bygga ett säsongsenergilager är gynnsamt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv bland annat eftersom det innebär förbättrad folkhälsa, och därmed minskade externa kostnader för till exempel uteblivet arbete, sjukvårdskostnader och förtidiga dödsfall. I dialog med Kiruna Kraft baserat på delresultat genererade inom projektet bör energilagret vara i storleksordningen 30 GWh och 20 MW. Den lagerlösning som visat bäst ekonomiska förutsättningar givet antaganden är ett borrhålslager med värmepumpar. En initial uppskattning av tidplan visar på att ett sådant lager skulle kunna tas i drift 2028. Bergrumslager är förknippade med höga investeringskostnader om inte befintliga formationer finns tillgängliga att konvertera (till exempel gamla oljelager). Givet Kirunas långa gruvverksamhet är det möjligt att det existerar lämpliga formationer för energilagring som inte har identifierats inom detta projekt.

Modellering av energisystemet i Kiruna har bidragit till att skapa en holistisk syn på energisystemet och gett möjligheter att genom scenarioanalys och känslighetsanalyser utforska hur stadens värmeförsörjning bör se ut under olika förutsättningar. Energisystemmodelleringen minskade osäkerheten i beslutsunderlaget genom att i samtliga scenarier där energilager (borrhålslager och bergrumslager) var ett investeringsalternativ välja att investera i ett energilager. Den optimala storleken (energimängden) på lagret varierade mellan de olika scenarierna. Energisystemmodelleringen kompletterades därefter med detaljerade energilaggersimuleringar baserat på driftfall och driftstrategier hos fjärrvärmebolaget. Energilaggersimuleringen kunde på ett bättre sätt än energisystemmodelleringen representera de olika lagerteknikernas effekt samt elbehovet i värmepumparna. Resultatet från energisystemmodelleringen och resultatet från energilaggersimuleringen kompletterade varandra i att skapa ett beslutsunderlag för val av energilager till fjärrvärmesystemet.

Det har förts diskussioner i Kiruna om att implementera lågtempererad fjärrvärme, till exempel i sekundärnät, eller att sänka framledningstemperaturen i hela fjärrvärmenätet. Så även i detta projekt eftersom lägre framledningstemperatur skulle innebära att urladdningstemperaturen från energilagret inte skulle behöva höjas till cirka 95 grader. Skulle Kiruna i ett senare skede, efter att energilagret har uppförts, sänka temperaturen i nätet skulle det för ett borrhålslager med värmepumpar innebära ett effektivare och lönsammare system. Framför allt skulle mindre el behövs till värmepumparna vilket är gynnsamt givet Kiruna Krafts ambitioner om att minska andelen el som går åt till värmeförsörjningen.

Fjärrvärmesektorn i Sverige har en stor exponering mot hur åtgärder för att minska klimatförändringarna kommer att påverka priset och tillgången på biomassa när allt fler branscher behöver konkurrera för att bli klimatneutrala. Genom att nyttja mer restvärme över året kommer Kiruna Kraft att kunna minska sitt biobränsleberoende. Energisystemmodelleringen visade att med ett högre pris på biobränsle skulle storleken på lagret behöva öka signifikant. Att i högre grad övergå till restvärme minskar risk associerad med bränslepriser. Ett borrhållager kräver dock värmepumpar för att höja temperaturen till nätets framledningstemperatur vilket ökar den externa risken via elpriset. Det finns även en pågående diskussion i Kiruna om el bör användas till att göra värme givet att det behövs el till andra satsningar inom regionen. Genom att sänka temperaturen i nätet skulle elbehovet i värmepumparna på sikt kunna sänkas. Om fler stadsdelar i Kiruna, som idag värms med enskilda värmepumpar, kopplas upp mot fjärrvärmenätet i Kiruna skulle också elbehovet för uppvärmning totalt sett kunna minskas.

HYBRIT skulle kunna innebära stora förändringar i volym och temperatur på tillgänglig restvärme i Kiruna. Det skapar långsiktig osäkerhet kring den framtida optimala värmeförsörjningen i Kiruna. Det råder vidare osäkerheter kring när HYBRIT kommer att realiseras i Kiruna. I tidplanen nu ligger det runt 2035–2040 vilket fortfarande är mer än 10 år bort. I jämförelse är återbetalningstiden på borrhållager med värmepumpar uppskattat till 9 år. I intentionsavtalet mellan LKAB och Kiruna Kraft står det att parterna ska ha ett nära samarbete och föra gemensamma strategiska diskussioner för att lösa Kirunas framtida värmeförsörjning.

Stadsomvandlingen i Kiruna har skapat möjligheter att skapa ett mer effektivt energisystem men eftersom samarbetet med andra aktörer inte var tillräckligt etablerat för att kunna förutse kommande förändringar har man förlorat en del av potentialen. Som ett litet kommunalägt fjärrvärmeolag i Kiruna är Kiruna Kraft beroende av extern kompetens för att införa innovativa tekniker och lösningar. I nuvarande förslag för uppdatering av Energieffektiviseringsdirektivet föreslås att alla kommuner inom EU med fler än 45 000 invånare ska ta fram en strategi för värme- och kylplanering där även restvärme och möjligheten för lågtempererad fjärrvärme ska utredas. Med lärdomarna från Kiruna och från analysen mellan Kiruna och Lund framkommer att värme- och kylplanering bör samordnas med andra större projekt i staden och att många intressenter bör vara med i dialogen för att få en framtidssäker och sammanhängande strategi för stadens energiförsörjning. Detta är särskilt viktigt för att realisera integreringen av existerande och framtida restvärmekällor. En kartläggning av restvärmepotentialen i en stad bör göras tidigt i planeringsstadiet för att undvika att ett suboptimalt system planeras som inte tar hänsyn till energieffektiviseringsprincipen.



## 12.1 Resultatens generaliserbarhet till andra städer

### *Restvärmepotential sommar respektive vinter*

Värmeöverskott på sommaren är vanligt givet att värmebehovet sommartid är mycket lägre än vintertid, både på industrier och i fjärrvärmenäten. Vintertid finns det ofta ett internt uppvärmningsbehov som helt eller delvis minskar tillgänglig mängd restvärme. Säsongsenergilager mellan sommar och vinter är därför aktuella att undersöka på många platser för att lösa den temporala missmatchningen mellan tillgång och efterfråga.

I Kiruna fanns möjligheten att för industrin utnyttja mer lågvärdigt internt och därmed frigöra mer högvärdig värme även under vinterhalvåret. Genom att kartlägga industrins restvärmekällor och värmebehov vid samtliga temperaturer är det möjligt att liknande lösningar går att införa i andra pågående och potentiella restvärmesamarbeten.

### *Möjliga energilagerlösningar*

Olika termiska energilagers för- och nackdelar samt olika teknikers mognad är generisk information. Bedömningen av de termogeologiska förutsättningarna och deras lämplighet för olika typer av säsongsenergilager är delvis generiska och sedan applicerades på Kiruna genom att analysera kartor över till exempel berggrund, jordart, jorddjup i Kiruna och se till befintliga geologiska formationer som skulle kunna lämpa sig som energilager. Här kan liknande data för andra städer hämtas från SGU och påverkan från de olika faktorerna på energilager kan bedömas utifrån texten. I Kiruna bevakas grundvattennivåerna noggrant för att se om fortsatt gruvbrytning påverkar nivåerna. Bergets hydrauliska konduktivitet har stor påverkan på förluster i säsongsenergilager och i rapporten visas riktvärden som andra städer kan jämföra mot. Den fortsatta gruvbrytningens eventuella påverkan på grundvattennivåer eller sprickbildning i berggrunden är en risk och en osäkerhet som behöver hanteras i Kiruna men inte nödvändigtvis i andra städer. I stället skulle andra faktorer vara mer relevanta att undersöka noggrannare i andra städer, såsom påverkan på dricksvattentäkter.

### *Energisystemmodellering och analys av utvalda lagertekniker*

Genom att bygga en modell över Kirunas nuvarande värmesystem och låta energisystemmodellen optimera värmesystemet till 2040 med säsongsenergilager som ett av investeringsalternativen kunde projektet svara på vilken energivolym ett energilager borde innehålla under de givna förutsättningarna. I andra fjärrvärmesystem kommer den optimala lösningen att vara annorlunda och lärdomarna från detta projekt är främst att energisystemmodellering är ett lämpligt verktyg för att avgöra om säsongsenergilager är

relevant att undersöka vidare givet det aktuella värmesystemet i staden samt att energisystemmodellering minskar osäkerheten i beslutet genom att flera scenarier, exempelvis för energiprisutveckling, kan köras. Flera av slutsatserna från energisystemmodelleringen är dock direkt applicerbara för andra städer. Med högre biomassapriser ökar incitamenten att investera i ett större energilagret för att ta tillvara större mängd restvärme. Borrhålslager prioriteras framför att anlägga ett nytt berggrumslager på grund av investeringskostnaden. Storleken och användningen av energilagret påverkas inte märkbart av mindre förändringar i värmeunderlag.

#### *Fjärrvärmesystemtemperatur och energiplaneringsprocessen*

I Kirunas fjärrvärmesystem fanns en önskan att säsongsenergilagret skulle kunna agera som en fristående produktionsenhet som bidrar med en viss kapacitet och temperatur till nätet. Detta innebär i Kiruna att energilagret behövde kompletteras med värmepumpar för att höja temperaturen ut från lagret till framledningstemperaturen i nätet. Även andra städer med höga framledningstemperaturer kommer att behöva applicera en liknande lösning. Ett alternativ till värmepumpar kan vara en förbränningspanna som höjer temperaturen. Här kan städer vinna mycket i effektivitet genom att arbeta för att minska framledningstemperaturen över lag, införa sektionerade lågtempererade fjärrvärmenät och att utvärdera lågtempererade nät vid nybyggnation. Projektet har tagit fram lärdomar för städer kring hur energiplaneringsprocessen kan förbättras för att få en effektiv energiomställning av städer med restvärmeintegrering. Detta genom en jämförande analys av beslutsprocessen i Kiruna (högtempererad fjärrvärme) och i Brunnsnäs (lågtempererad fjärrvärme).

#### *Investeringskostnad*

Investeringskalkyler togs fram för de lagerteknikerna som utvärderades närmare inom projektet (anlägga nytt berggrumslager i kombination med värmepumpar, anlägga borrhålslager i kombination med värmepumpar, anlägga ett kombilagret med berggrum och borrhål i kombination med värmepumpar). Dessa jämfördes mot alternativet till ett säsongsenergilagret som i Kiruna skulle kunna innebära biobränslepannor av motsvarande storlek och effekt. En lärdom från projektet är att redan på ett tidigt stadium göra en översiktlig investeringskalkyl för att sälla bort de mest olönsamma alternativen. Ett generellt resultat från investeringskalkylen är att anlägga ett berggrum är avsevärt mycket dyrare att anlägga än borrhål (givet nyanläggningen av berggrum, att konvertera till exempel gamla oljeberggrum till energilagret är väsentligt billigare som man till exempel har gjort i Västerås och Hudiksvall). Samtidigt finns andra fördelar med berggrum som behöver vägas in, som möjligheterna att få ut både högre temperaturer och effekter. Antal gånger som lagret kommer att omsättas under året påverkar också ekonomin. I Kiruna antogs att lagret ska

omsättas en gång per år, vilket passar borrhålslager. Om lagret ska omsättas flera gånger per år kan bergrumslager eller groplager vara lämpligare att gå vidare med.

#### *Samhällsekonomisk analys av energilager*

Den samhällsekonomiska analysen visade att när restvärme ersätter förbränning i fjärrvärmesystemet resulterar det i minskade hälsorelaterade kostnader. Att minskad förbränning av både fossila bränslen och biobränslen minskar utsläpp av till exempel partiklar till luft och därmed förbättrad allmän hälsa är en generellt applicerbar slutsats. Om alternativet med restvärme innebär ökad användning av el till värmesystemet (till exempel användningen av värmepumpar) visar resultaten på att de klimatrelaterade kostnaderna kommer att öka, givet att elsystemet fortfarande inte är fossilfritt. Därför bör alternativens elanvändning ses över ur ett klimatperspektiv, även för att elförbrukningen förväntas öka inom stora delar av samhället. Den ekonomiska aspekten visade på besparingar ur ett 20 års perspektiv för scenarierna med säsongsenergilager i Kiruna. Den aspekten behöver utvärderas separat vid analys för andra städer utifrån nuläget och de alternativ som utvärderas.

#### *Samspelet mellan aktörer i ett restvärmesamarbete*

Vilka som är de största barriärerna för att etablera och utveckla ett restvärmesamarbete kommer att skilja sig åt från fall till fall. Från tidigare publicerad litteratur är de interorganisatoriska barriärerna de mest framträdande i mogna fjärrvärmemarknader som Sverige där teknik och regelverk är mer etablerade. Så var även fallet i Kiruna. Genomgången av hur man i Kiruna har hanterat sina mest framträdande barriärer kan ses som en verktygslåda för andra städer. Framgångsfaktorerna som identifierades för restvärmesamarbetet i Kiruna har verifierats både med projektets referensgrupp samt i ett panelsamtal med andra energibolag med restvärmesamarbeten på Energiföretagens konferens Fjärrvärmedagarna 2023. Framgångsfaktorerna antas därför vara applicerbara även i andra städer med liknande förutsättningar som i Kiruna.

#### *Nästa steg för ett klimatneutralt värmesystem*

De projektfaser och ingående aktiviteter och steg som beskrivs i handlingsplanen för Kiruna är översiktliga och generella och kan genom anpassning utgöra grunden för andra städer som vill utvärdera om ett säsongsenergilager är rätt väg framåt för deras energisystem. Flera av stegen som beskrivs i de första projektfaserna utgörs av de olika kapitel i rapporten och finns därmed exemplifierade för fallet Kiruna. En lärdom från projektet är att initiera dialogen med kommunen tidigt i projektet för att diskutera möjligheter för förläggning av ett termiskt energilager. I andra städer kan översiktsplaner, underjordisk infrastruktur eller

försvarsanläggningar påverka möjligheterna till lokalisering mer än de gjort i detta projekt. Beroende på marktillgången kan olika typer av lager vara fördelaktiga. Bergrum förläggs under marken och ovanpå borrhål kan marken användas till annat medan groplager tar mycket mark i anspråk. Tillgången till resurser för att anlägga ett energilager ansågs heller inte kritiskt i Kiruna där både extern kompetens och maskiner finns att tillgå (om än i konkurrens). Kompetens som kan vara svårare att tillgå i andra städer utan gruvverksamhet.

## 13 Referenser

---

- Bergström, R. and Ö. Ekengren (1993). Konvertering av oljebergrum till energilager.
- Boardman, A., D. Greenberg, A. Vining and D. Weimer (2001). Cost-Benefit Analysis: Concepts and Practice, 2nd edition.
- Dagens nyheter (2021). Kartan ritas om med stora satsningar i norr. Dagens Nyheter.
- Danish Energy Agency (2014). District heating - Danish experiences.
- Danish Energy Agency. (u.å.). "Technology Data." from <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> 2021.
- Ea Energianalyse a/s. (u.å.). from <https://www.ea-energianalyse.dk/>.
- Eftring, B. and G. Hellström (1989). Stratified Storage Temperature Model, Manual for Computer Code. Lunds universitet, Mathematical Physics.
- Energiföretagen Sverige. (2022). "Fjärrvärmestatistik - Fjärrvärmens bränslemix 2021." 2022-11-23, from <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/>.
- Eriksson, A. and O. Melin (1986). Akviferlager i grusåsen vid södra delen av Brunnsviken.
- Erlström, M., C. Mellqvist, G. Schwarz, M. Gustavfsson and P. Dahlqvist (2016). Geologisk information för geoenergianläggningar - en översikt.
- European Commission. "Clean energy for all Europeans." Retrieved 2022-09-28, 2022, from [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en).
- Fransson, N. (2021). Passivitet i klimatfrågan: Fjärrvärmesektorns exponering mot en utvecklad bioekonomi och ett förändrat klimat. <https://www.ivl.se/publikationer.html>.
- Gehlin, S. (2018). Guide för geoenergi.
- Gehlin, S. E. A. (2002). Thermal response test : method development and evaluation.
- Geoenergicentrum. (2023). "Geoenergi - Historia." from <https://geoenergicentrum.se/geoenergi-2/historia/>.
- Geoenergicentrum. (2023). "Så funkar geoenergi." from <https://geoenergicentrum.se/geoenergi-2/sa-funkar-geoenergi/>.
- Green Exergy (2019). Rapport Restvärme till Kiruna Kraft AB.
- Gulati, R., F. Wohlgezogen and P. Zhelyazkov (2012). "The Two Facets of Collaboration: Cooperation and Coordination in Strategic Alliances." The Academy of Management Annals 6: 1-53.
- Hellström, G. (1989). Model of Duct Ground Heat Storage System, Manual for Computer Code. Lunds universitet, Mathematical Physics.
- Holgerrson, J., O. Räftegård, S. Nimali Gunasekara and R. Scharff (2019). Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmät.

- Hänsel, M., M. Drupp, D. Johannson, F. Nesje, C. Azar, M. C. Freeman, B. Groom and T. Sterner (2020). "Climate economics support for the UN climate targets." *Nature Climate Change* **10**(8): 781-789.
- Johansson, C. (2021).
- Karlsson, S. (2022). Life cycle assessment of borehole thermal energy storage.
- Kelly, M., J. L. Schaan and H. Joncas (2002). "Managing Alliance Relationships: Key Challenges in the Early Stages of Collaboration." *R&D Management* **32**: 11-22.
- Kiruna Kraft AB (2021). Miljörapport för Kiruna Värmeverk.
- Klimont, Z., J. Cofala, I. Bertok, M. Amann, C. Heyes and F. Gyarfas (2002). *Modelling Particulate Emissions in Europe. A Framework to Estimate Reduction Potential and Control Costs*.
- Klugman, S., J. Nilsson, A. Nilsson, B. Unluturk, K. Lygnerud and A. Strand (2020). D3.1 Report on current barriers to industrial WH/C recovery and exploitation. [www.sowhatproject.eu](http://www.sowhatproject.eu).
- Kretz, M. (2022). Geotermisk utveckling i Linköping. *Energi&Miljö*.
- Kurtén, A. and J. Teir (2019). Vasa får Finlands största underjordiska energilagrar - bergum på Vasklot tas i användning. [yle](http://yle.fi).
- Lee, K. S. (2013). *Underground Thermal Energy Storage*, Springer London.
- Lygnerud, K., S. Klugman, N. Fransson and J. Nilsson (2022). "Risk assessment of industrial excess heat collaborations – Empirical data from new and ongoing installations." *Energy* **255**(C).
- Lygnerud, K., S. Nielsen, U. Persson, H. Wynn, E. Wheatcroft, J. Antolin-Gutierrez, D. Leonte, O. Rosebrock, K. Ochsner, C. Keim, P. Perez-Granados, D. Romanchenko, S. Langer and M. Ljung (2022). Handbook for increased recovery of urban excess heat. [www.reuseheat.eu](http://www.reuseheat.eu).
- Lygnerud, K. and S. Werner (2018). "Risk assessment of industrial excess heat recovery in district heating systems." *Energy* **151**: 430-441.
- Miljööverdomstolen. (2007). "MÖD 2007:4." 2023-04-13, from [https://rattsinfosok.domstol.se/lagrummet/Detail\\_Ram.jsp?detaljTyp=referat&detaljTitel=M9927-05+Milj%C3%B6%C3%B6verdomstolen](https://rattsinfosok.domstol.se/lagrummet/Detail_Ram.jsp?detaljTyp=referat&detaljTitel=M9927-05+Milj%C3%B6%C3%B6verdomstolen).
- Miró, L., S. Brückner and L. F. Cabeza (2015). "Mapping and discussing Industrial Waste Heat (IWH) potentials for different countries." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **51**: 847-855.
- Mårtensson, F. (2021). Berggrummet som ska värma Västerås. *Tidningen Energi*. [www.energi.se](http://www.energi.se), Energiföretagen.
- Naturvårdsverket. (2022). "Koldioxidekvivalenter." from <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-territoriella-utslapp-och-upptag>.
- Nilsson, K. L., J. Sjöholm, C. Åhlund and S. Saguna (2020). Kiruna - Innovativa kloka små och medelstora städer, Institutionen för Samhällsbyggnad och naturresurser.
- Nordic Energy Research (2021). Energy system models used for the Nordic Clean Energy Scenarios.
- Nordpool. (u.å.). from <https://www.nordpoolgroup.com/en/>.
- Oldershaw, J., G. Morrell, J. Besseling and S. Slater (2016). Barriers and Enablers to Recovering Surplus Heat in Industry - A qualitative study of the experiences of heat recovery in the UK energy intensive industries.
- Persson, U. and H. Averfalk (2018). D1.4 Accessible urban waste heat. [www.reuseheat.eu](http://www.reuseheat.eu).
- Plahn, C. (2021). Kiruna. Energifördelning NKC och Jägarskolan. Preliminär.
- Päivärinne, S. (2017). *Utilisation of Excess Heat Towards a Circular Economy : Implications of interorganisational collaborations and strategic planning*. 1876 Doctoral thesis, comprehensive summary, Linköping University Electronic Press.

- Päivärinne, S., O. Hjelm and S. Gustafsson (2015). "Excess heat supply collaborations within the district heating sector: Drivers and barriers." Journal of Renewable and Sustainable Energy 7: 033117.
- REWARDHeat. (2022). "Albertslund, Denmark." Retrieved 2022-12-14, 2022, from <https://www.rewardheat.eu/en/Demonstration-Networks/Albertslund>.
- RISE (2019). Termiska lager i nya Kirunas fjärrvärmesystem, Bilaga B Fjärde generationens fjärrvärme.
- Rydell, B., S. E. Lundin and J. Sundberg (1988). Teknikupphandling av markvärmelager.
- Schmidt, T., T. Pauschinger, P. A. Sørensen, A. Snijders, R. Djebbar, R. Boulter and J. Thornton (2018). "Design Aspects for Large-scale Pit and Aquifer Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling." Energy Procedia 149: 585-594.
- Schucht, S., E. Real, L. Létinois, A. Colette, M. Holland, J. V. Spadaro, L. Opie, R. Brook, L. Garland and M. Gibbs (2020). Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2017. Eionet Report - ETC/ATNI 2020/4.
- Skatteverket. (2023). "Avfallsförbränningsskatt." 2023-04-13, from <https://www.skatteverket.se/foretag/skatteochavdrag/punktskatter/avfallsforbranningsskatt.4.7eada0316ed67d728244a8.html#:~:text=Fr%C3%A5n%20och%20med%20den%20,som%20f%C3%B6rs%20in%20till%20anl%C3%A4ggningen>.
- SMHI. (2022). "Månads- årstids- och årskartor." from <https://www.smhi.se/data/meteorologi/kartor/avvikelse/manadsmedeltemperatur-avvikelse/manad/januari>.
- SMHI (2022). Statistik och data. SMHI.
- State of Green. (2014). "World largest thermal het storage pit in Vojens." from <https://stateofgreen.com/en/solutions/world-largest-thermal-pit-storage-in-vojens/>.
- Stiftelsen Svensk Bergteknisk Forskning (1995). Bergmekanikdag.
- Sundberg, J. (1988). Thermal Properties of Soils and Rocks.
- Sundberg, J. (1991). Termiska egenskaper i jord och berg.
- Sveriges geologiska undersökning. (2022). "SGUs Kartvisare." from <http://apps.sgu.se/kartvisare/kartvisare-grundvattenmagasin-sv.html>.
- Söderman, E. and K. Windelhed (1982). Säsongslagring av sjövärme i gruva i Kopparberg.
- TEMPO (2020). D4.2 Integrated Innovations in A2A Network.
- VVS tekniska föreningen (2003). VVS tabeller och diagram.
- Walger, E., M. Heinke, O. Sjöberg and J. Öhman (2018). Hydrogeologiska förutsättningar samt yt- och grundvattenmodellering Kiruna underjordsgruva.
- Xiang, Y., Z. Xie, S. Furbo, D. Wang, M. Gao and J. Fan (2022). "A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications." Journal of Energy Storage 55: 105716.
- Åberg, B. and S. Johansson (1988). Vattenströmning till och från borrhålsvärmelager.





## Bilagor

### A: Fördjupning kring valda lagertekniker

---

Med utgångspunkt från termogeologiska förutsättningar, lämpliga berggrums kroppar, övriga geologiska och hydrogeologiska förutsättningar samt anläggningstekniska aspekter valdes följande lagerlösningar för djupare analys:

- BTES – Lagring i berg med borrhålsvärmeväxlare
- CTES – Lagring i vattenfyllt bergrum
- BTES/CTES - Kombinationslager

#### BTES - Borrhålslager

Borrhålslager innebär att energi lagras i en bergvolym som penetreras av borrhål försedda med s.k. borrhålsvärmeväxlare. En översiktlig teknikbeskrivning ges i 4.2. Det finns en långvarig och omfattande erfarenhet av att anlägga geoenergisystem som använder borrhål i berg. Enbart i Sverige finns mer än en halv miljon energibrunnar och nära tusen anläggningar med mer än tio energibrunnar. Borrhålen förses med ett U-rör av plast för cirkulation av en köldbärarfluid. Den vanligaste tillämpningen avser uttag av värme för enfamiljshus där köldbärarfluidens temperatur varierar mellan några minusgrader under kalla vinterperioder upp till ostörd marktemperatur under sommaren. För kontorsfastigheter är det vanligt med både värmeuttag från mark för uppvärmning och värmeförsel till mark vid kyla. Köldbärarfluiden varierar här mellan några minusgrader vintertid till uppemot 30 - 35 grader vid kylmaskindrift. Här fungerar borrhålen ofta som ett lager vid låg temperatur. Det finns ett stort antal tillverkare av borrhålsvärmeväxlarna som i de flesta fall använder polyetenslang. De största anläggningar med låg temperatur finns i Kina (Beijings flygplats, 10 800 borrhål) och USA (Epic Center, Wisconsin, 6 200 borrhål).

Lagring vid hög temperatur innebär större krav på slangarnas värmestålkhet och bergets hydrogeologiska egenskaper. Värmestålkiga plastmaterial är avsevärt dyrare än de som används vid låga temperaturer (<70 °C). Den högsta temperaturen för plastslangar, s.k. PEX, har ökat från ca 85°C till ca 95°C under de senaste åren. Nya plastmaterial som ska tåla något över 100°C är under utprovning. Ett borrhålslager vid hög temperatur förlorar energi till omgivning genom värmeledning. Om berget inte är tätt, så tillkommer en konvektiv värmeförlust på grund av grundvattenflöde genom lagervolymen. Grundvattenflödets

storlek beror på bergmassans genomsläpplighet, hydrauliska konduktivitet, och grundvattenytans gradient (lutning).

För att kunna bedöma ett borrhålslayers termiska prestanda krävs förundersökningar av berget med avseende på termiska (värmeledningsförmåga) och hydrogeologiska (hydraulisk konduktivitet, lokalisering av eventuella sprickzoner) egenskaper.

## Erfarenheter av HT-BTES

Tabell 18 visar en lista på genomförda projekt med borrhålslager som laddas med hög temperatur. Det framgår att många av de utländska projekten avser lagring av solvärme. I dessa fall når den cirkulerande vätskan, vatten, endast under kortare perioder upp till temperatur på 65 – 85 °C.

Tabell 18: Lista över utvalda BTES-projekt med hög temperatur.

Country	Location	Energy source	Application	Start of operation	No. of boreholes	Borehole depth (m)	Max. Temp. (°C)	Tubes	Storage volume (1000 m <sup>3</sup> )	Estimated capacity (MWh)	Storage efficiency	Soil type
Canada	Drake Landing	Solar	Domestic (52 homes)	2008	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	140	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
	Cralisheim	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	Braedstrup	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 (98 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

I Tabell 19 visas genomförda projekt med högtemperaturlager i Sverige och Norge.

Tabell 19: Högtemperaturlager HT-BTES i Sverige och Norge

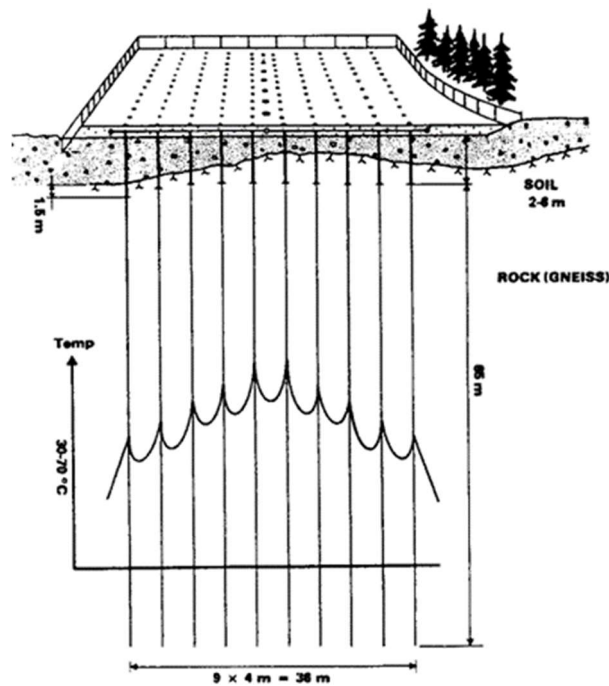
Borrhålslager - Högtemperatur i Sverige och Norge				
Ort	År	Antal, st	Djup, m	Kommentar
Luleå, SE	1983-1989	120	65	Fjärrvärme säsong, restvärme från stålverk
Anneberg, SE	2001	99	65	Säsongslagrad solenergi
Emmaboda, SE	2010	144	150	Restvärme från gjuteri, värmepump adderad
Drammen; NO	2020	100	50	Säsongslager, solladdning + PV driven luftvärmepump
Kolbotn, NO	2020	60	100	uppvärmning av fotbollsplan, PV + luftvärmepump
<i>Förstudier/Projektering</i>				
Linköping, SE		1500	250-300	
Helsingborg, SE		1500	120	
Furuset, NO		450	180	

Tre förstudier av borrhålslager för högtemperatur, HT-BTES, för anslutning till fjärrvärmenät har genomförts sedan 2017: Helsingborg (Öresundskraft), Linköping (Linköping Tekniska Verken) och Furuset, Oslo (Fortum). För dessa har även mätningar av termiska och geohydrologiska egenskaper genomförts.

Vidare följer information om fyra utvalda exempelprojekt för borrhålslager som har implementeras.

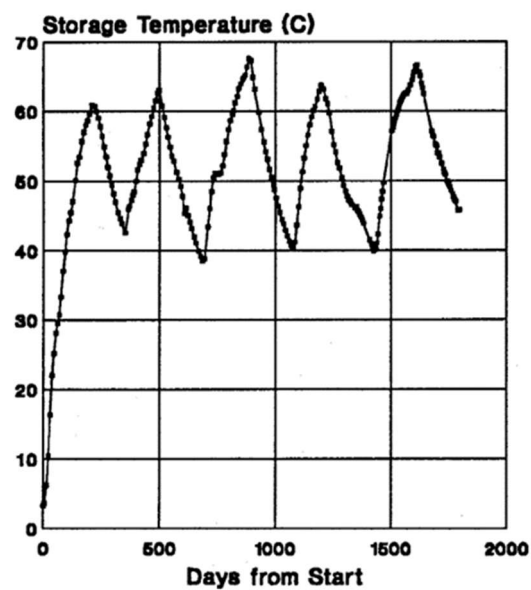
### Exempelprojekt 1: Luleå

Högtemperaturlagret i Luleå var världens första HT-BTES och genomfördes som ett demonstrationsprojekt i Luleå Energis fjärrvärmenät. Lagret bestod av 120 borrhål till 65 m djup och med ett inbördes borrhålsavstånd på 4 m, se Figur 70. Lagret var i drift mellan 1983 – 1989. Under sommaren laddades lagret med restvärme från SSAB:s stålverk (ca 2 GWh max 82°C) och användes sedan under vintern för direktuppvärmning av universitetsbyggnad (ca 1,2 GWh).



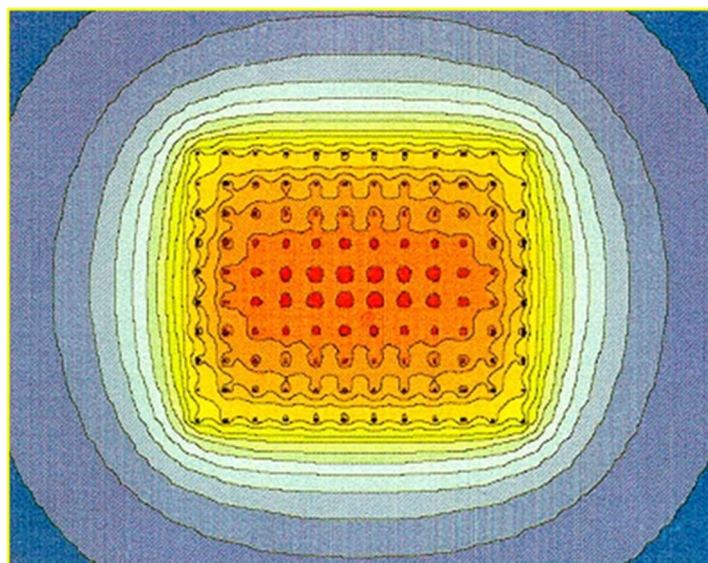
Figur 70: Luleå HT-BTES – 120 borrhål till 65 m djup.

Lagrets mittpunkt värmdes till 67°C i slutet av laddningsperioden och sänktes till 40°C i slutet av uttagsperioden, Figur 71. Simuleringen gav god överensstämmelse med uppmätta värden.



Figur 71: Bergets temperatur i lagrets mittpunkt.

Bergets beräknade temperatur i ett horisontellt tvärsnitt på halva borrhålsdjup vid laddningsperiodens slut visas i Figur 72. Borrhålens placering framgår tydligt. Värmeförlusterna från lagret leder till att temperaturen i omgivande berg höjs, vilket efterhand leder till värmeförlusterna minskar. Efter några år uppstår ett fortvarighetstillstånd med relativt stabila driftförhållanden.



Figur 72: Bergets temperatur i ett horisontellt tvärsnitt på lagrets medeldjup.

## Exempelprojekt 2: Drammen

I Drammen avses ett borrhålslager att laddas till ca 60°C under sommaren med hjälp av en solcellsdriven luft/vatten-värmepump. Under vintern värmer lagret (utan värmepump) en skola med lågtemperaturdistribution av värme. Borrhålslagret är anlagt med en cylindrisk form med 100 borrhål till 50 m djup. Se Figur 73. Systemet omfattar 150 m<sup>2</sup> solfångare och 900 m<sup>2</sup> solceller och kan leverera ca 350 MWh/år med en effekt på 80 kW (kortvarigt upp till 350 kW).

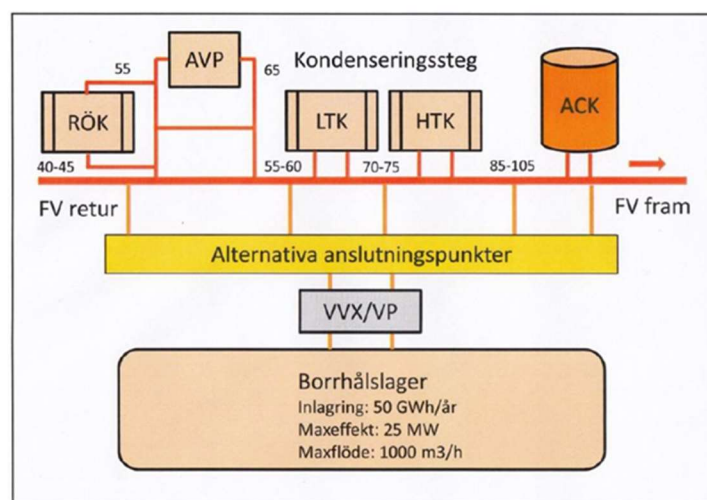




Figur 73: Projekt Geotermos, Drammen, Norge. Borrhålslager med anslutning av slangar. Foto Randi Kalskin Ramstad

### Exempelprojekt 3: Helsingborg

Förstudien för kraftvärmeverket Filborna, Öresundskraft, Helsingborg, avser lagring av 50 GWh/år med en maximal effekt på 25 MW för inladdning och 12 MW för urladdning. Överskottsvärmen kommer från avfallsförbränning. Figur 74 visar ett förenklat processchema.



Figur 74: Förenklat processchema för KVV Filborna, Öresundskraft

### Exempelprojekt 4: Linköping

I Linköping gjordes försök med att skapa ett trycksatt borrhål, vilket skulle möjliggöra användning av en borrhålsvärmexlare med en koaxialslang i borrhålet där det cirkulerande vattnet står i direkt kontakt med borrhålsväggen. Detta ger god värmeöverföring mellan vatten och borrhålsvägg. Borrhålet behöver var trycksatt för att undvika kavitation vid pumpning. För att erhålla denna funktion måste borrhålet tätas. Först borras borrhålet på

vanligt sätt. Sedan injekteras betong som trycksätts så att betongen tränger in i angränsande sprickor. När betongen härdat borrar hålet åter upp. Försöket är för närvarande vilande.

### Exempelprojekt 5: Furuset, Oslo

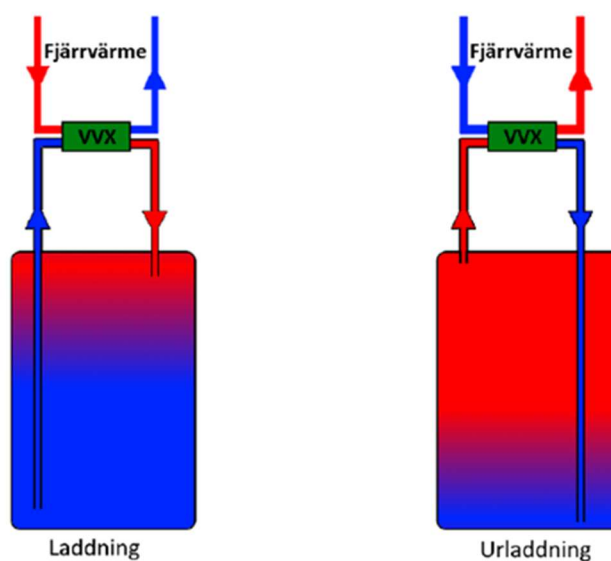
I området Furuset, Oslo, pågår ett projekt som syftar till att lagra överskottsvärme från avfallsförbränning. Värmen tillförs via ett konventionellt fjärrvärmenät (Fortum, Oslo) vid hög temperatur (95°C) till ett borrhålslager. Värmelagret används sedan i ett lokalt 4G-nät (framledning 65°C /retur 40 °C). Områdets energibehov är 26 GWh/år för 3800 lägenheter. Lagret laddas med 13 GWh och 12 MW. Uttaget beräknas vara ca 9,5 GWh med 4 MW effekt.

## CTES – Bergrumslager

Bergrumslager innebär att energi lagras i ett vattenfyllt bergrum. En översiktlig teknikbeskrivning ges i avsnitt 4.2.5. Det finns en stor erfarenhet av att bygga bergrum. I Sverige har ca 140 bergrum byggts för att lagra petroleumprodukter. För produkter med hög viskositet har temperaturen varit förhöjd för att underlätta pumpning. Ett bergrumslager vid hög temperatur förlorar energi till omgivning genom värmeledning. Om berget inte är tätt, så tillkommer en konvektiv värmeförlust på grund av grundvattenflöde genom lagervolymer. Grundvattenflödets storlek beror på bergmassans genomsläpplighet, hydrauliska konduktivitet, och grundvattenytans gradient (lutning).

För att kunna bedöma ett bergrumslagers termiska prestanda krävs förundersökningar av berget med avseende på termiska (värmeledningsförmåga i omgivande berg) och hydrogeologiska (hydraulisk konduktivitet, lokalisering av eventuella sprickzoner). I ett bergrumslager utnyttjas temperaturstratifiering så att lättare varmt vatten tillförs i den övre delen av bergrummet och kallt vatten i den undre delen. Denna temperaturskiktning är tämligen stabil. Bergrum kan därför under en stor del av uttagsperioden leverera vattentemperaturer som är nära inladdningstemperaturen. Figur 75 visar temperaturförhållanden under laddning (t.v.) och under uttag (t.h.). Maximalt tillgänglig effekt bestäms av vald kapacitet hos pumpar och värmeväxlare.





Figur 75: Schematisk bild av laddning (t.v.) och urladdning (t.h.)

## Erfarenheter av CTES

Tabell 20 visar en lista på genomförda projekt i Norden med berggrumslager som laddas med hög temperatur. Tabell 21 är en tekniskt jämförelse av berggrumsprojekt i Finland.

Tabell 20: Högtemperaturlager HT-CTES i Norden.

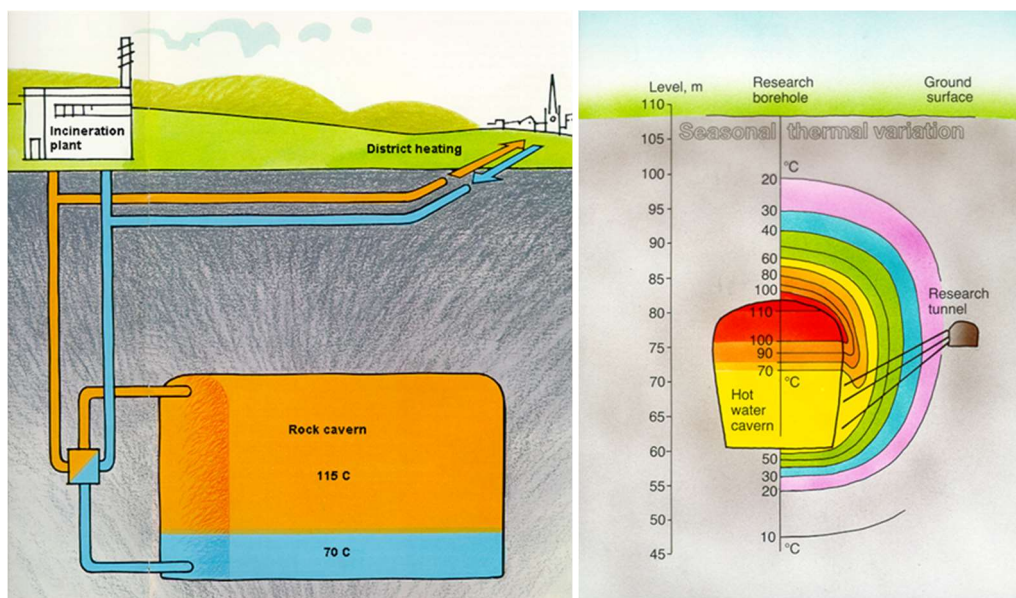
Berggrumslager i Sverige och Finland			
Ort	År	Volym	Kommentar
Avesta, SE	1979	15000	Veckolagring
Lyckebo, SE	1982	105000	Säsongslagrad solvärme
Oxelösund, SE	1988-1992	200000	Säsongslagrad restvärme från stålverk, konv oljebergum
Oulu, FI	1989	190000	Säsongslagring, 2 konv oljebergum
Hornsberg, SE	2009	70000	Dygnslagrad kyla
Hudiksvall, SE	2018	95000	Säsongslagring, 2 konv oljebergum
Vaasa, FI	2020	210000	Säsongslagring, konv oljebergum
Helsinki/Mustikkamaa, FI	2021	320000	Säsongslagring, 2 konv oljebergum
<i>Planerade</i>			
Västerås, SE	2022	300000	Säsongslagring, 3 konv oljebergum
Sundsvall, SE	2023		Säsongslagring, 2 konv oljebergum
Helsinki/Kruunuvuorenranta, FI	2025	300000	
Helsinki/Vantaa, FI	2026	960000	

Tabell 21: Teknisk jämförelse av berggrum i Finland. Notera att urladdningseffekt är hög. Lagren i Mustikkamaa och Vaskiluoto kan exempelvis laddas ur på 100 timmar.

Technical comparison of rock cavern thermal energy storage system by site						
Technical parameters		Helsinki		Vaasa	Vantaa	Oulu
Parameter	Unit	Kruunuvuorenranta	Mustikkamaa	Vaskiluoto	Kuusikonmäki	Oulu
Amount of thermal energy storages	n	2	2	1	3	-
Total volume	m <sup>3</sup>	300 000	320 000	210 000	960 000	-
Effective water volume	m <sup>3</sup>	300 000	260 000	150 000	900 000	-
Expansion space	m <sup>3</sup>	no information	60 000	60 000	60 000	-
Capacity	GWh	-	11,6	7 – 9	90	-
Power (discharging/charging)	MW	3 (discharging)	120	100	200	-
Annual yield	GWh	6 – 7	140	-	-	-
Depth (seiling/bottom)	m	20/50	50/80	30/60	60/100	-
Aspect ratio	-	1,67/1,88	dimensions?	1,50	2,05	-
Operating temperature	°C	2 – 24	45 – 100	45 – 95	35 – 140	-
Reduction of carbon dioxide emissions	ton/y	-	21 000	-	65 000	-
Reduction of coal usage	%	-	-	30	-	-
Year of commissioning	-	2030 (estimated)?	2021	2020	2026 (estimated)	-

## Exempelprojekt 1: Avesta

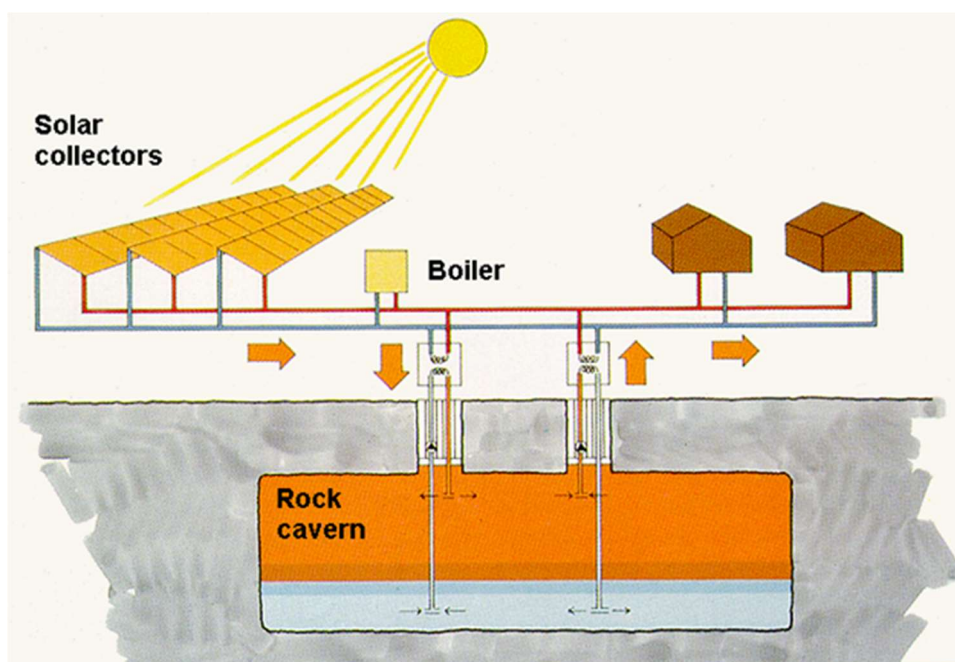
Bergrumslagret i Avesta var ett pilotförsök initierat 1979 av Stiftelsen Bergteknisk Forskning. Vid en sopförbränningsanläggning ansluten till fjärrvärmenätet i Avesta byggdes ett ca 15 000 m<sup>3</sup> stort bergrum där överskottsvärme från sopförbränningen lagrades under vardagar och senare användes under helgerna. Bergrummet är trycksatt så att vatten vid 115 °C kan lagras in och 70 °C återförs vid uttag. Se Figur 76. Lagringskapaciteten är ca 800 MWh med en möjlig uttagseffekt på 11 MW. Lagret kan laddas ur på ca 80 timmar. Kostnaden för bergrummet var ca 6 MSEK (1982). Bergrumslagret är fortfarande i drift.



Figur 76: Bergrumslager i Avesta (t.v.). Beräknad temperaturstratifiering i Avestas bergrumslager (t.h.).

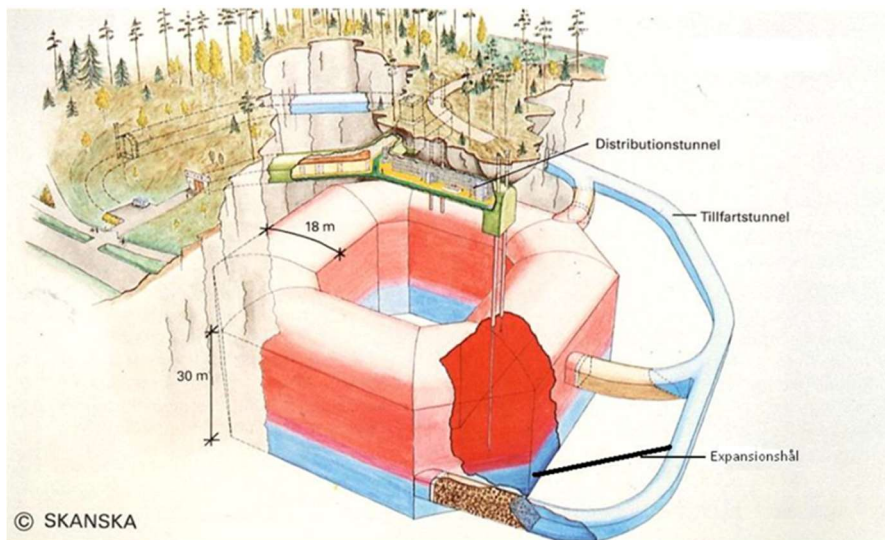
## Exempelprojekt 2: Lyckebo

Bergrumslagret i Lyckebo utanför Uppsala byggdes 1983 av Uppsala Kraft (nuvarande ägare Vattenfall). Syftet var att demonstrera säsongslagring av solvärme för att försörja 550 lägenheter via ett lågtemperaturnät. Systemet omfattade 4 320 m<sup>2</sup> solfångare och en elpanna på 6 MW. Solfångarfältet stod för 15 % av energin och elpanna användes för att simulera den resterande solvärmens. Se Figur 77.

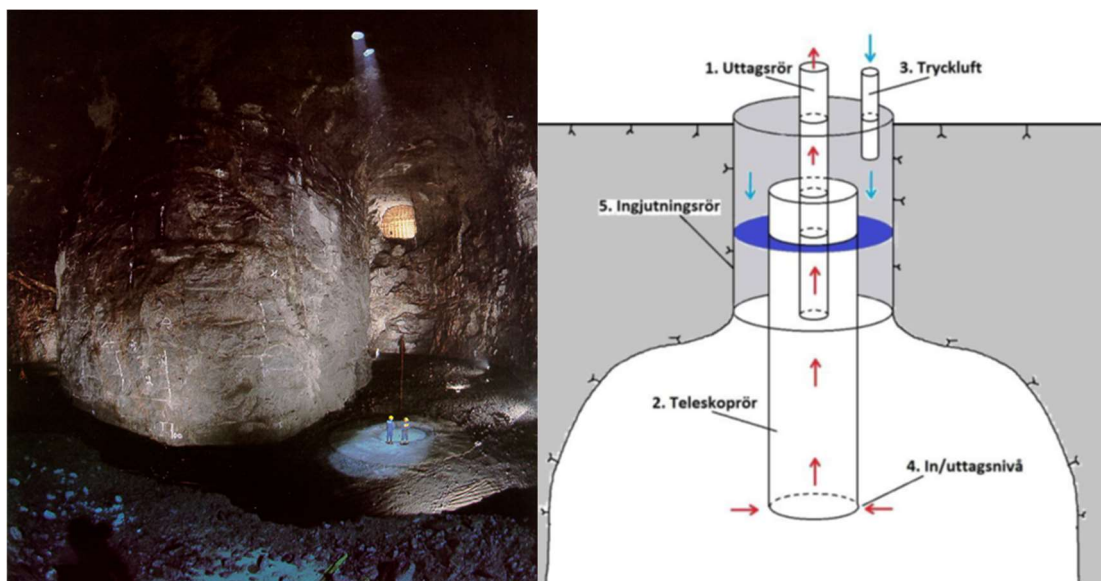


Figur 77: Schematisk systemlösning för Lyckebo.

Bergrummet utformades som en toroid med plana väggar och golv. Se Figur 78. Höjden är 30 m och taket ligger 30 m under markytan. En spiralformad tillfartstunnel ansluter till tre nivåer i bergrummet. Tunnelarna pluggades innan bergrummet vattenfylldes för att förhindra läckage av uppvärmt vatten. Pumpar, värmexlare, elpanna och styrutrustning är placerade i distributionstunneln. Två teleskopprör, se Figur 79, går från tunneln ned i bergrummet för att kunna tillföra och hämta vatten med viss temperatur på lämplig nivå så att ogynnsam omblandning kan motverkas.



Figur 78: Illustration av bergrumslagret.

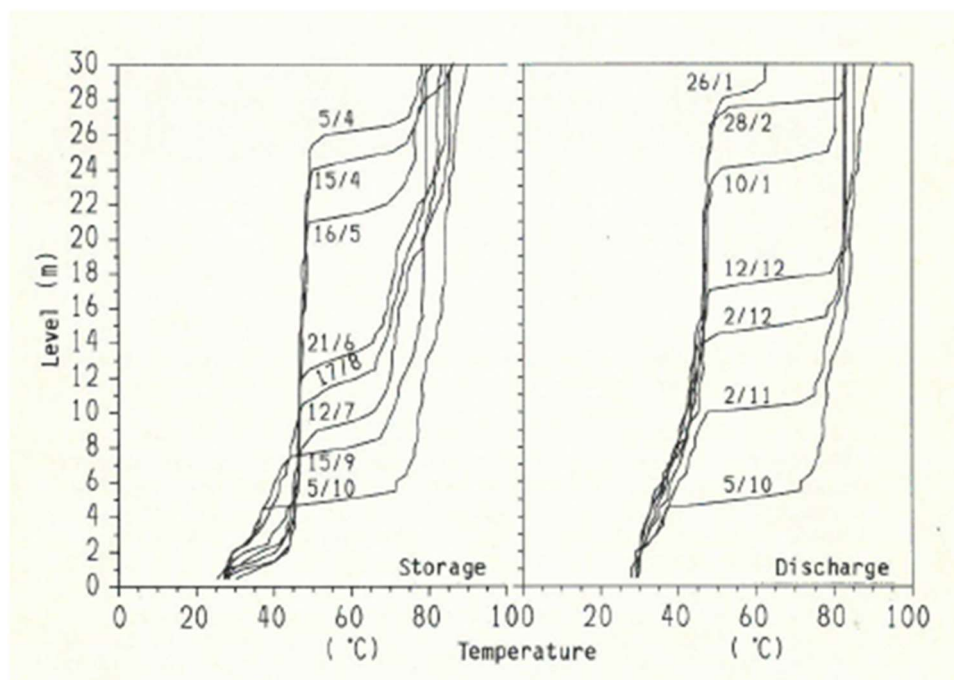


Figur 79: Bergrummet under byggskedet (t.v). Utformning av teleskoprör (t.h).

Lagret har en volym av 104,300 m<sup>3</sup> och en lagringskapacitet på 5,5 GWh. Anslutande kulvert, pumpar och värmeväxlare dimensionerades för en effekt på 6 MW. Vid laddningen tillförs 90°C i den övre delen och ca 40 °C tas då från den undre delen. Vid uttag vänds flödet. Under de inledande driftåren värms omgivande berg upp varefter värmeförlusterna avtar. År 1994 uppmättes bergrummets verkningsgrad till 86 %



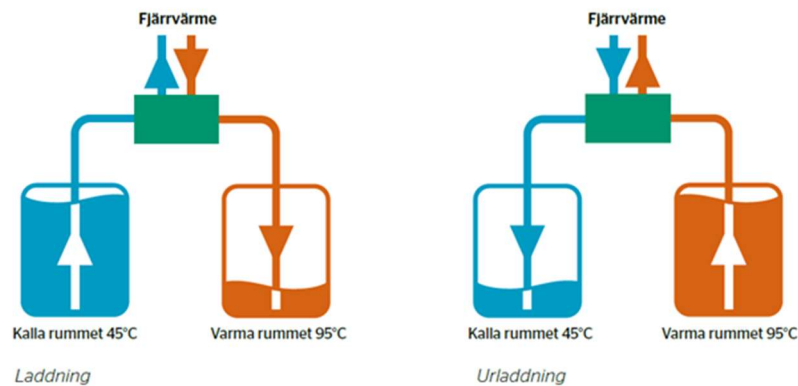




Figur 81: Uppmätta temperaturer i bergrummet som visar temperaturstratifiering. Temperatur på horisontell axel och nivå på vertikal axel.

### Exempelprojekt 3: Hudiksvall

I Hudiksvall har två oljeberggrum konverterats till värmelager. Bergrummen har en volym på 80,000 m<sup>3</sup> vardera. Det unika i denna anläggning är att vatten pumpas mellan bergrummen. Det ena bergrummet innehåller väsentligen vatten vid framledningstemperatur (95 °C) och det andra vatten med returledningstemperatur (47 °C). Efter laddning är det varma bergrummet fyllt med vatten och det kalla bergrummet väsentligen tomt. Efter urladdning är situationen den omvända. Se Figur 82. Effektivt omsatt vattenvolym är 73 000 m<sup>3</sup>. Med en antagen temperaturförändring på 48 °C ger det en lagringskapacitet på 4,0 GWh. Lagret är dimensionerat för en effekt på 30 MW. Värmeväxlarna har en grädighet\* på 2 °C (dvs för samma kapacitetsflöde på bägge sidor är värmeväxlare designade för 2 grader skillnad för att överföra effekt).



Figur 82: Principiell funktion för bergumslagret i Hudiksvall.

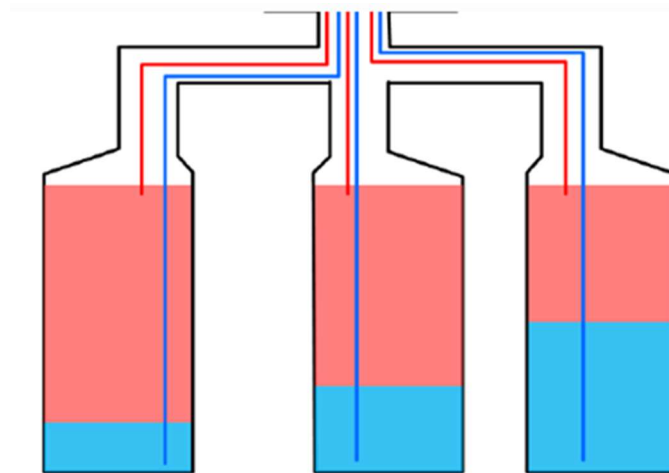
Enligt angiven strategi för lagringen är värmelagret tomt 1 augusti, fullt 1 oktober till 15 november, åter väsentligen tomt (10%) 1 april och slutligen åter fyllt 1 augusti. Det innebär att lagerkapaciteten 4,0 GWh utnyttjas 2 gånger per år.

Årlig värmeförlust från varma bergummet efter 20 år i drift bedöms uppgå till ca 3,0 GWh och kalla till 0,6 GWh, dvs totalt till 3,6 GWh. Med total omsättning på 8 GWh per år, det innebär en verkningsgrad på 55%.

### Exempelprojekt 4: Västerås

I Västerås konverterar Mälarenergi tre oljebergum om totalt 300,000 m<sup>3</sup> till värmelager. Bergummen kan användas oberoende av varandra. Se Figur 83. Inlagringstemperaturen är 95 °C och returtemperaturen 55 °C. Varje bergum förses med pump och värmeväxlare dimensionerade för en effekt på 30 MW.





Figur 83: Bergrumsanläggningen i Västerås avses att använda tre oberoende bergrum. Källa: (Karlsson 2022)

## BTES/CTES - Kombinationslager

Borrhålslager och bergrumslager har olika egenskaper. Borrhålslager har relativt låg anläggningskostnad. Värmeöverföringskapaciteten är begränsad på grund av värmeväxlingen mellan cirkulerande vatten i borrhålen och omgivande berg är relativt "trög". För bergrum är anläggningskostnaden relativt hög, men ger potentiellt hög effektöverföring beroende på vald pump- och värmeväxlarkapacitet.

För- och nackdelar med de olika lagertyperna sammanfattas i Figur 84. Utformningen "Borrhålslager med öppna gallerier" är en lösning med öppna borrhål (utan slangar) borrhåle mellan två mindre tunnlar. Den antyder en integrerad kombination av borrhål och bergrum där de bägge teknikernas fördelar kan utnyttjas. Borrhålens fördelaktiga ekonomi för energilagret kan kombineras med bergrumslagret fördel i att leverera effekt.

### Öppna bergrum



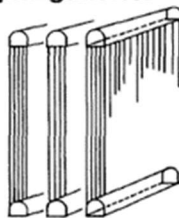
#### Fördelar

- God temperaturskiktning.
- Liten värmetröghet.
- Stor lagringskapacitet hos vatten.
- In/urlagring på olika höjdnivåer.
- Små vattenkemiska problem.
- Inspektionsbart vid byggnation.

#### Nackdelar

- Urlastning av sprängmassor.
- Stora hållfasthetskrav på bergmaterial.

### Borrhålslager med öppna gallerier



#### Fördelar

- Värmetekniskt god helhetsform.
- Måttliga hållfasthetskrav på bergmaterial.
- Bra flödesfördelning mellan borrhål.

#### Nackdelar

- Dålig temperaturskiktning.
- Stor värmetröghet.
- Liten lagringskapacitet hos bergmaterial.

### Borrhålslager



#### Fördelar

- Ingen urlastning av sprängmassor.
- Värmetekniskt god helhetsform.
- Små hållfasthetskrav på bergmaterial.

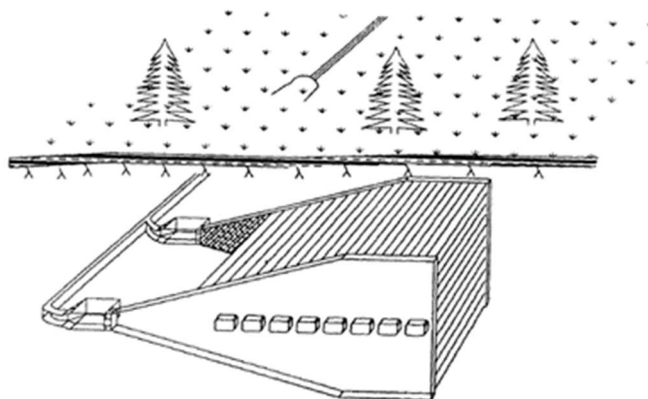
#### Nackdelar

- Ingen temperaturskiktning.
- Stor värmetröghet.
- Liten lagringskapacitet hos bergmaterial.
- Liten effektöverföring.
- Inkoppling av borrhål med rörsystem.

Figur 84: För- och nackdelar med olika lagerutformning.

## Kombinationslager med horisontella borrhål

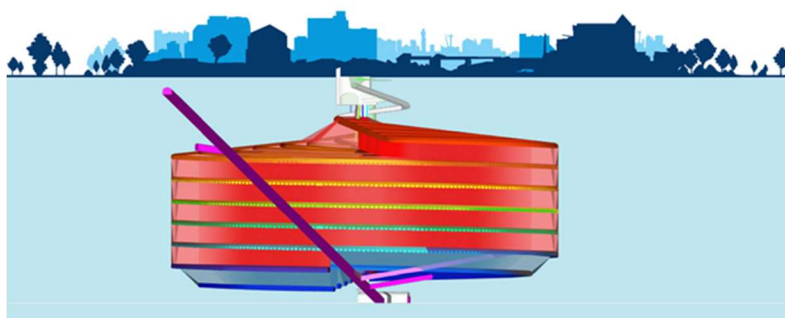
Ett finsk/svensk forskningsprojekt presenterade 1992 en variant på kombinationslager med horisontella borrhål mellan två mindre bergrum/schakt. Se Figur 85. Vatten pumpas in i ett schakt och tas ut ur det andra. Fördelning i lagervolym motsvarar 10 % berggrumslager och 90 % borrhålslager. Kostnaden uppskattas till hälften av en berggrumslösning. En modell byggdes i laboratorium för att studera temperaturstratifiering.



Figur 85: Kombinationslager med horisontella borrhål

## Kombinationslager med vertikala borrhål

SKANSKA lanserade 2018 sitt energilagringssystem Skanska-TES. Utformningen framgår av Figur 86. Ett spiralformat system av tunnlar anläggs vertikalt i berget. Mellan dessa tunnlar borras näraliggande vertikala öppna borrhål (utan slangar) som kommunicerar med tunnarna. Toppen av lagret ligger ca 100 meter under markytan. Med en diameter på 200 m erhålls en lagringskapacitet på 50 GWh. Med diameter 550 m blir lagringskapacitet 1000 GWh.



Figur 86: Kombinationslager enligt konceptet Skanska-TES.

## B: Resultat från energisystemmodelleringen

### Resultat från Basscenerierna – Efterfrågan Befolkningsökning

#### Systemkostnad

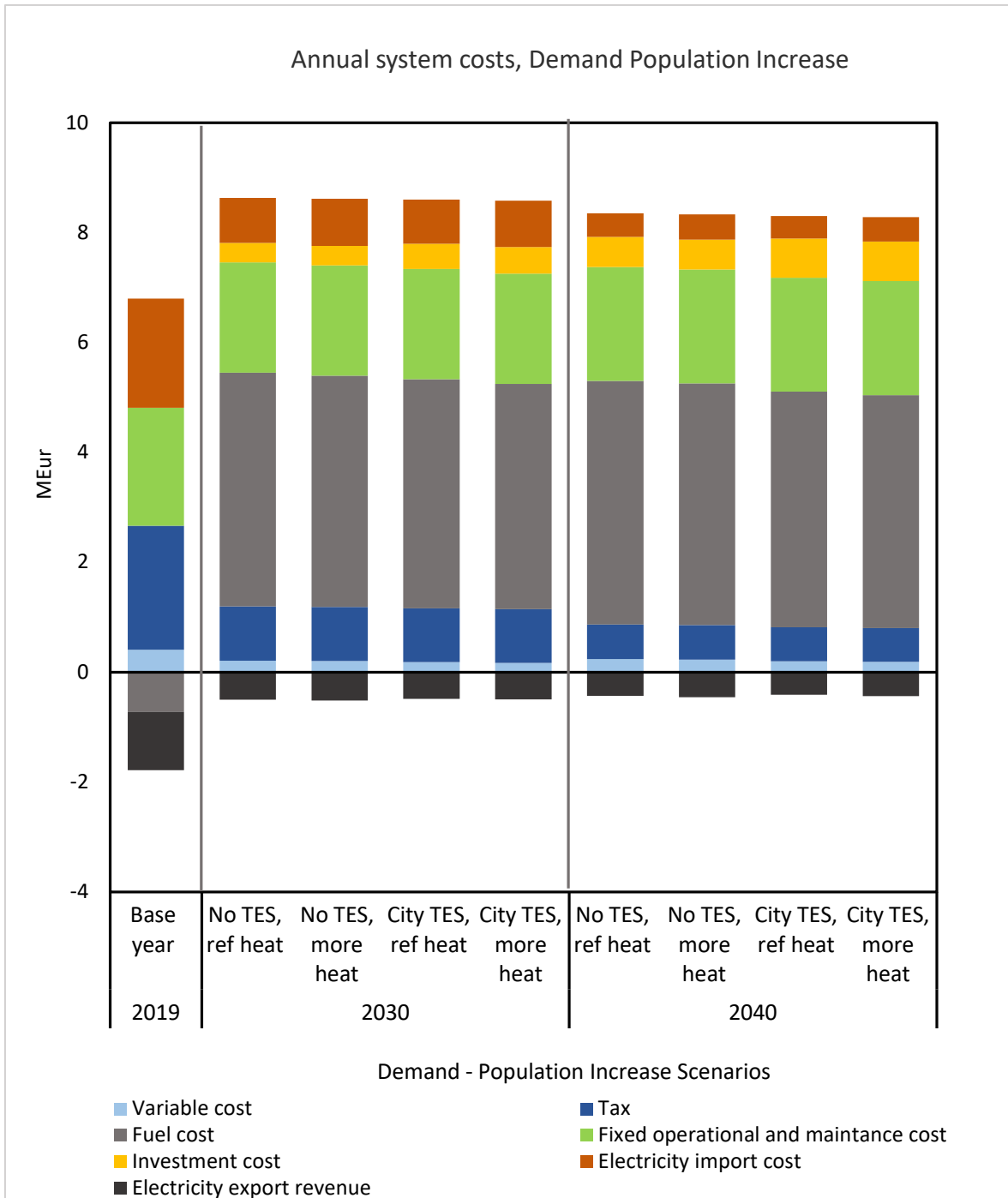
Den totala systemkostnaden för basscenerierna visas i Tabell 22. Skillnaden i totala systemkostnader mellan scenarierna är mindre än 1%, vilket beror på en snarlik värmeproduktionsmix i alla scenarier: biomassaeldat kraftvärmeverk genererar den största andelen av värmen. Den totala systemkostnaden består därmed främst av löpande och fasta kostnader kopplade till kraftvärmeverket.

Tabell 22: Total systemkostnad och lagringskapaciteterna för basscenerierna.

--	--	--

<b>Scenarier Efterfrågan Befolkningsökning</b>	<b>Total Värmelagringskapacitet av TES i 2050 (TJ_A)</b>	<b>Total Systemkostnad (MEur)</b>
Inget TES ref värme	-	125.8
Inget TES mer värme	-	125.3
TES i staden, ref värme	68	125.6
TES i staden, mer värme	71	125.1

Från Figur 87 framgår det att de årliga fasta kostnaderna för drift och underhåll såväl som bränslepriserna är liknande i alla basscenarierna, med efterfrågeprognoserna med avseende på befolkningsökning. Investeringskostnaderna i scenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, mer värme" är högre i jämförelse mot andra scenarier på grund av investeringarna på värmelagringsystemen (TES).

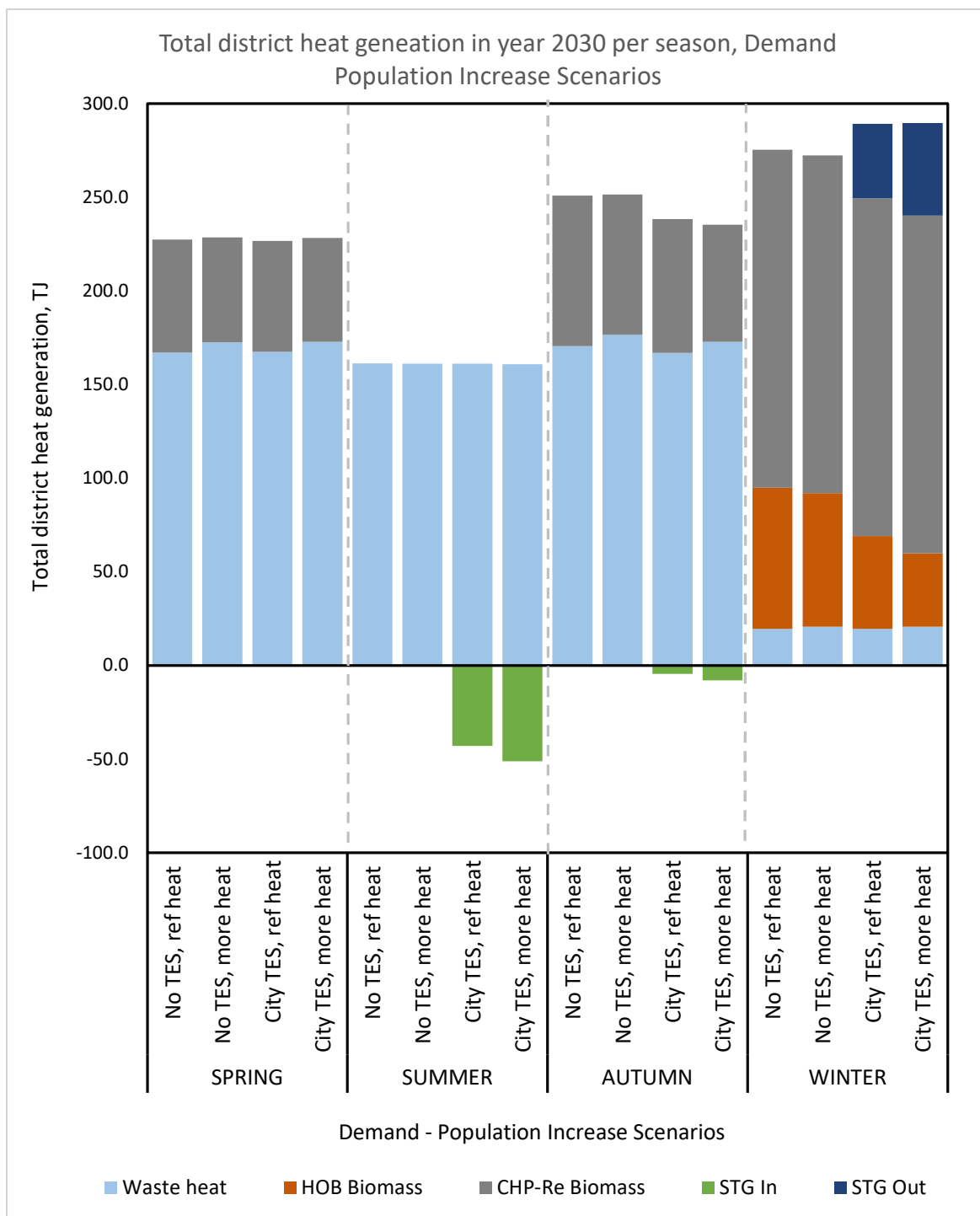


Figur 87: Årlig systemkostnad i basscenarier med Efterfrågan Befolkningsökning, uppdelad.

## Fjärrvärmeproduktion och produktionsenheternas kapacitet

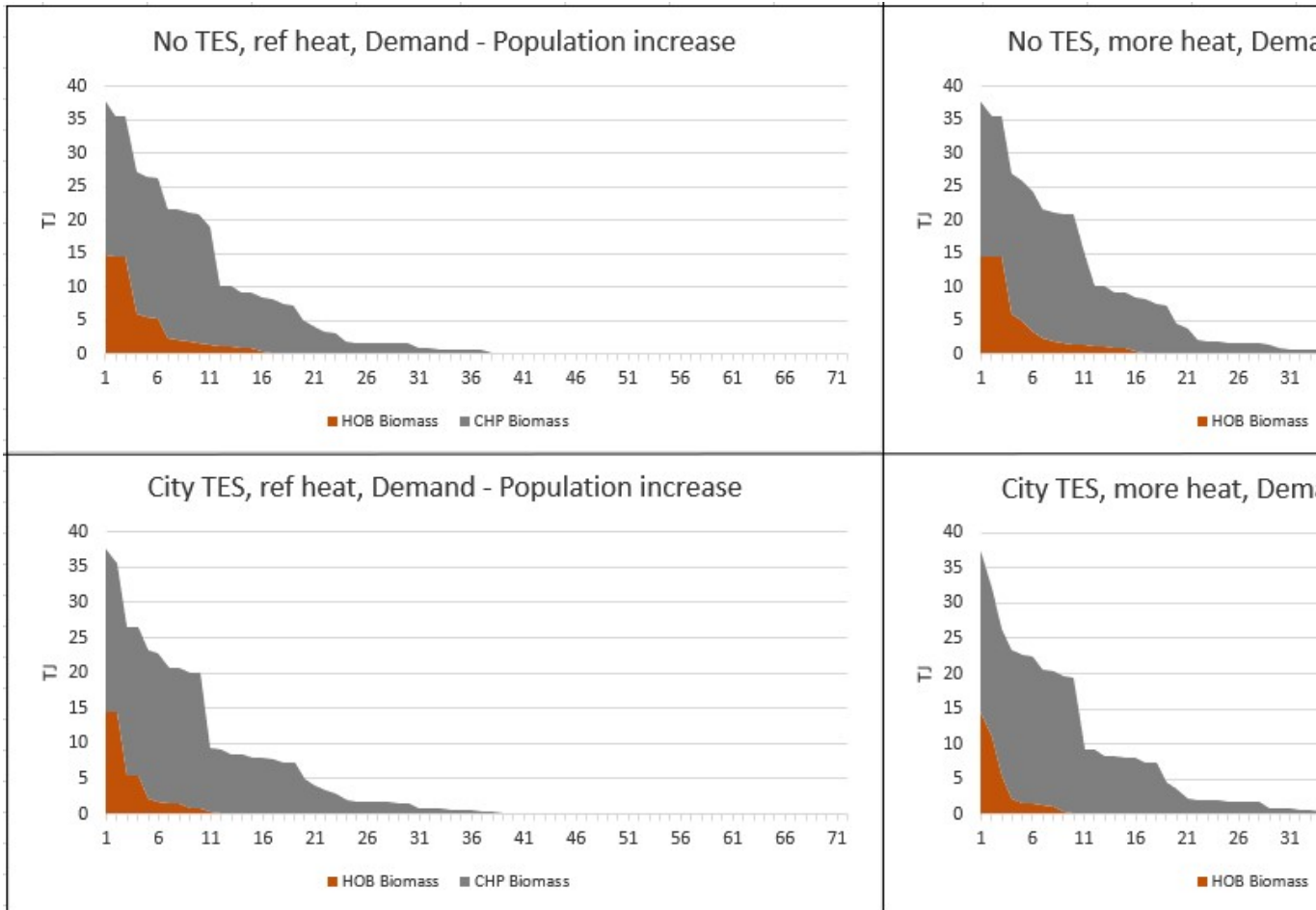
År 2030 används som exempel för att diskutera modellresultat i detta kapitel.

I Figur 88 presenteras fjärrvärmeproduktionen i Kiruna stad år 2030 per säsong, vilket inkluderar värmeproduktionen från kraftvärmeverk, direktanvändning av restvärme samt laddning/urladdning av värmelagringsystemen. Direktanvänd restvärme (i ljusblå färg) i fjärrvärmenätet visas separat från restvärmen som används via lagringen (STG-in, STG Out).



*Figur 88: Total fjärrvärmeproduktion per säsong under år 2030 för basscenerierna med Efterfrågan Befolkningsökning.*

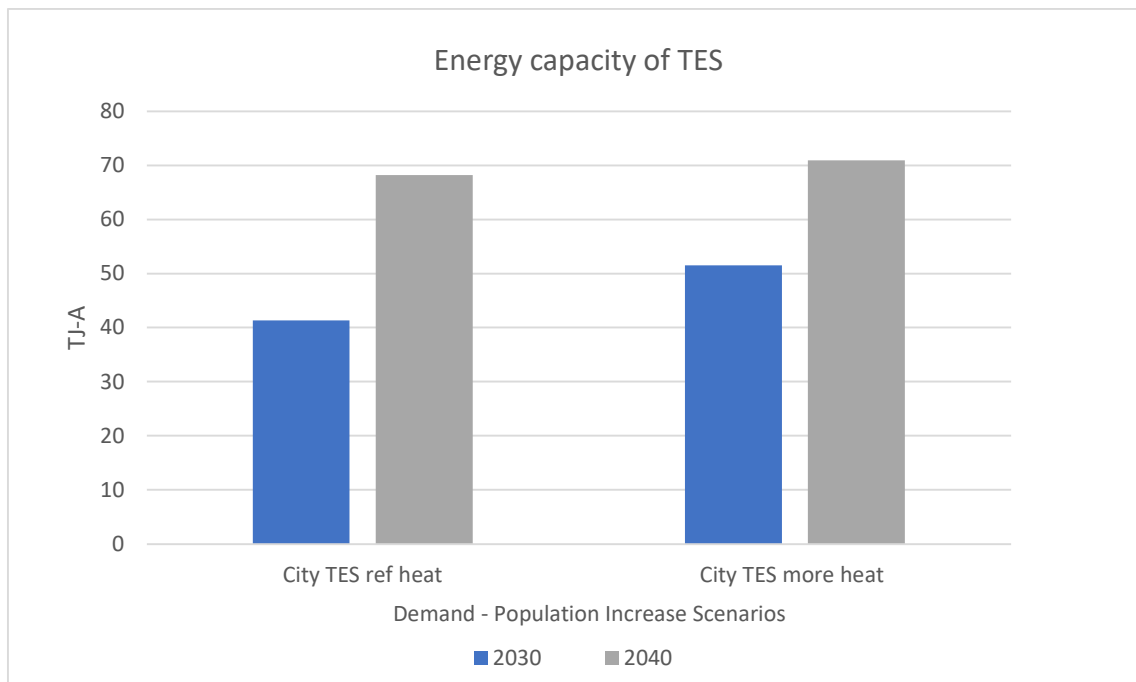




Figur 89: Fjärrvärmeproduktion från anläggningar per basscenario för Efterfrågan Befolkningsökning under år 2030, tidsstegsnivå, i fallande ordning.

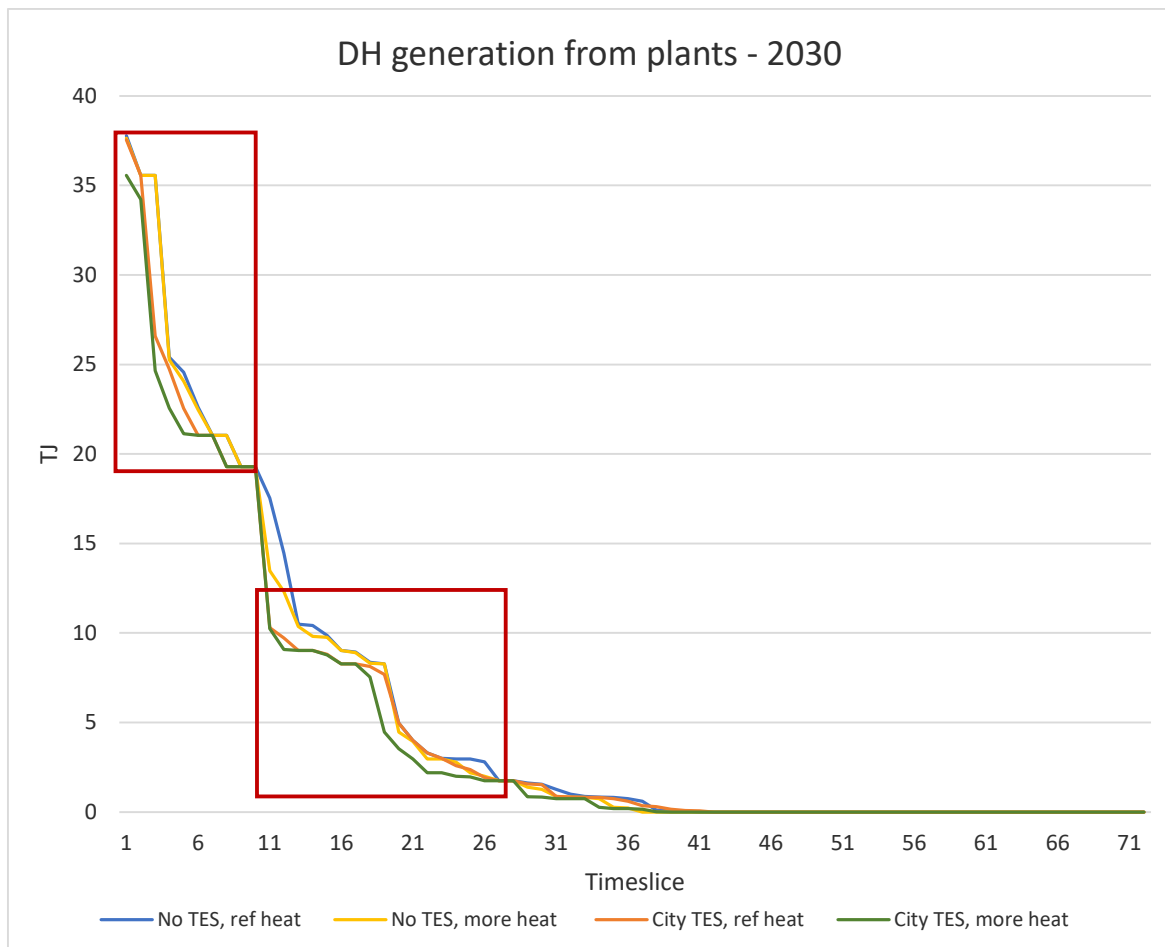
## Värmelagringskapaciteter

Värmelagringskapaciteterna under år 2030 och 2040 visas i Figur 90.



Figur 90: Värmelagringskapaciteter i basscenarierna "TES i staden, ref värme" och "TES i staden, mer värme".

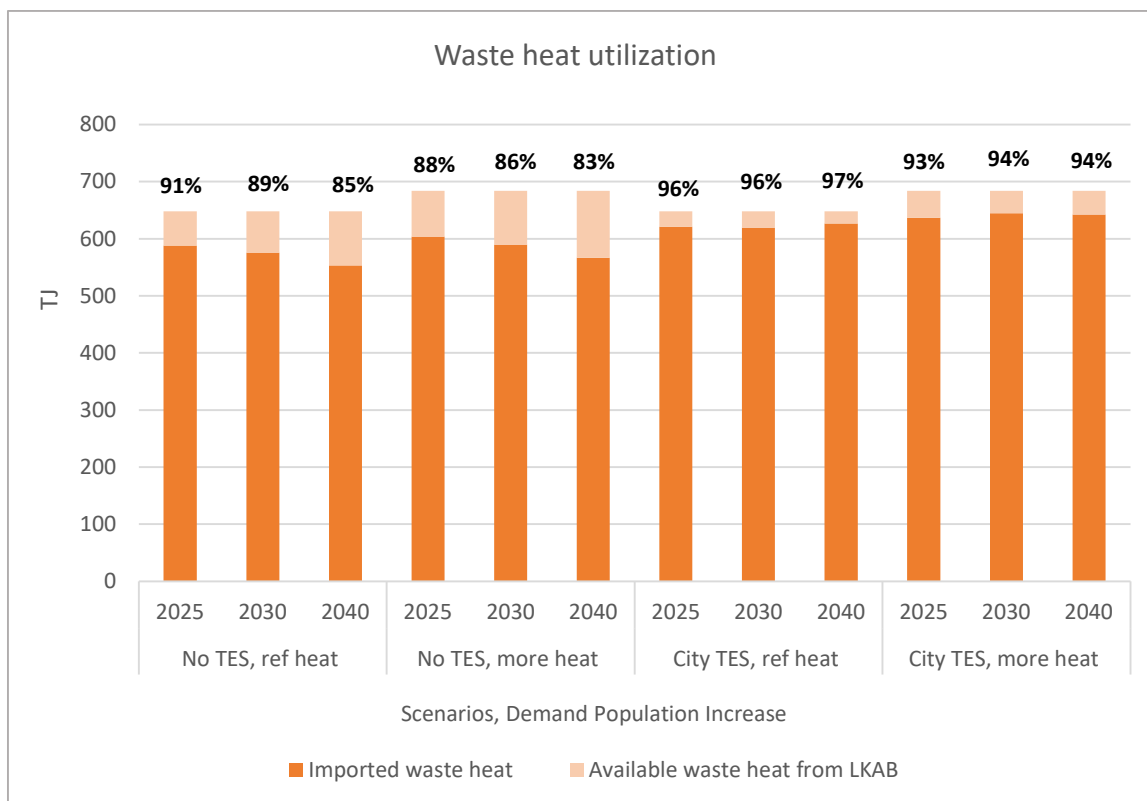
I Figur 90 visas effekten av säsongsbaserad värmelagring. Värme som genereras från fjärrvärmeverken i varje tidssteg visas i fallande ordningen för alla basscenarier med efterfrågeprognosen som följer en befolkningsökning. De röda lådorna i figuren markerar minskningen i värmeproduktion under perioder med störst värmebehov med tillgång till värmelagring i systemet.



Figur 91: Varaktighetskurva, fjärrvärmeproduktion från anläggningar under år 2030, fallande ordning, Efterfrågan Befolkningsökning.

## Användning av restvärme

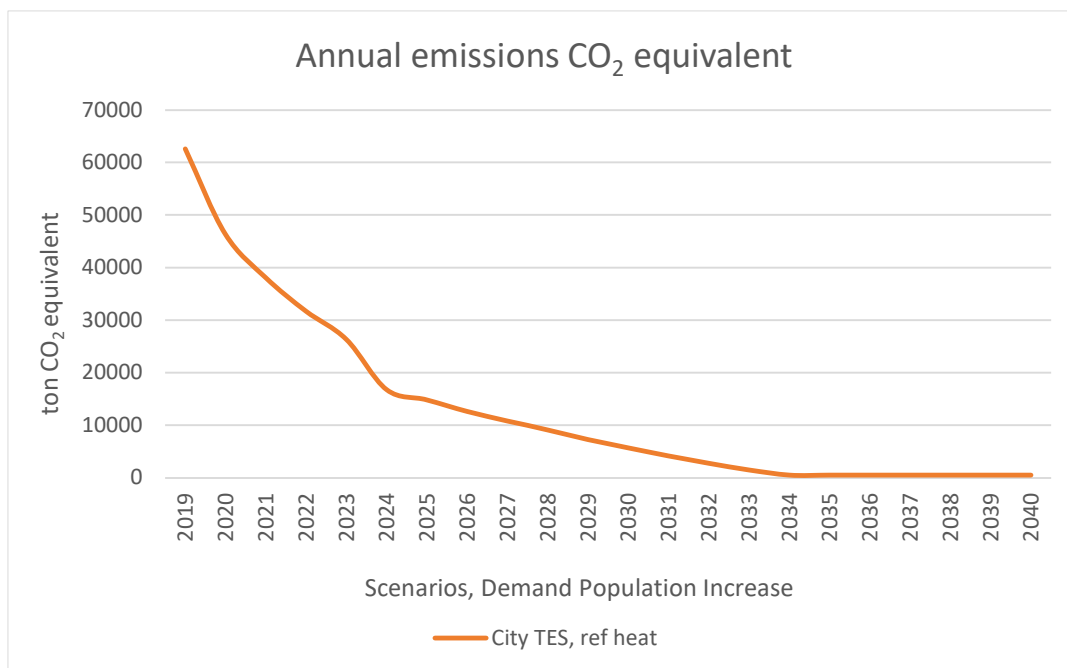
I Figur 92 visas användningen av restvärme under år 2025, 2030 och 2040. Den tillgängliga restvärmen är större i "mer värme"-fallen och mängden restvärmen som används i dessa scenarier är också större.



Figur 92: Andel restvärmeanvändning i basscenarierna, Efterfrågan Befolkningsökning.

## Koldioxidutsläpp

Koldioxidutsläppen minskas genom att byta ut bränslet i kraftvärmeverket från avfall till biomassa. I modellen tilldelas ingen utsläppsfaktor av koldioxid till förbränningen av biomassa. De årliga utsläppen är snarlika i basscenarierna; därmed väljs ett basscenario ut för att visualisera utsläppsminskningen av koldioxid från 2019 till 2040 (Figur 93).



Figur 93: Koldioxidutsläpp, varaktighetskurva för scenariot "TES i staden, ref värme" med Efterfrågan Befolkningsökning.

## Resultaten från Känslighetsanalysen – Efterfrågan Befolkningsökning

Beskrivningen av känslighetsfallen och hur de skiljer sig från basscenerierna beskrivs i Tabell 23.

Tabell 23. Beskrivning av "TES i staden, ref värme" och känslighetsfallen med befolkningsökning som efterfrågeprognos.

Efterfrågan Befolkningsökning		
TES i staden, ref värme		
<b>Efterfrågan - Befolkningsökning:</b> Efterfrågeprognosen följer befolkningsökningen; <b>TES i staden:</b> TES finns tillgängligt för investering i staden; <b>ref värme:</b> Restvärmeprofilen från LKAB används som referens (med antagandet att ingen lagring sker hos LKAB)		
ingen Re-CHP	Biomassapris	Elpris
Det avfallseldade kraftvärmeverket läggs ned och genomgår ingen renovering år 2024.	Priset på biomassa år 2040 har dubblats i jämförelse mot 2019 års värde, med en linjär ökning mellan 2019 och 2040	Högre volatilitet i priserna och priset på tidsstegsnivå är något högre jämfört med priserna i basfallet.

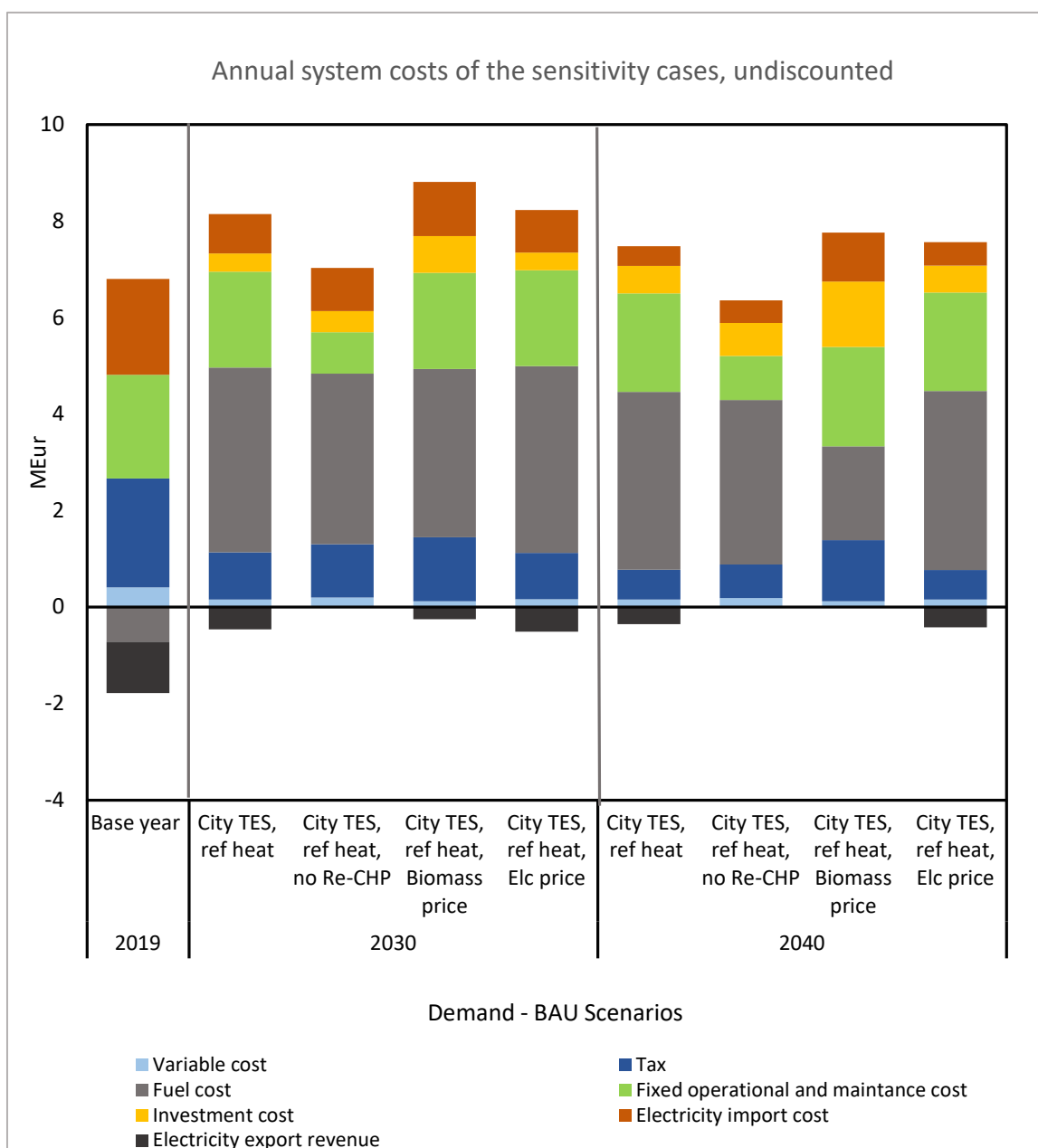
## Systemkostnad

I Tabell 24 listas de totala systemkostnader från scenarierna med känslighetsanalysen applicerad.

*Tabell 24: Totala systemkostnader och lagringskapaciteter för scenarierna inom känslighetsanalysen jämfört med "TES i staden, ref värme"-scenariot.*

<b>Scenarier Efterfrågan Befolkningsökning</b>	<b>Total Värmelagringskapacitet av TES i 2050 (TJ_A)</b>	<b>Total Systemkostnad (MEur)</b>
TES i staden, ref värme	68	125.6
TES i staden, ref värme, ingen Re- CHP	118	118.6
TES i staden, ref värme, Biomassapris	225	136.7
TES i staden, ref värme, Elpris	52	125.9

De årliga systemkostnaderna från känslighetsfallen visas i Figur 94.



Figur 94: Årliga systemkostnader i känslighetsfallen med Efterfrågan Befolkningsökning, scenariorisultaten för "TES i staden, ref värme" visas för jämförelse.

Investeringskostnaderna på värmelagringsystemet tillsammans med dess lagringskapacitet under år 2030 per "TES i staden, ref värme"-scenario listas i Tabell 25.

Tabell 25: Lagringskapaciteter år 2040 och relaterade investeringskostnader.

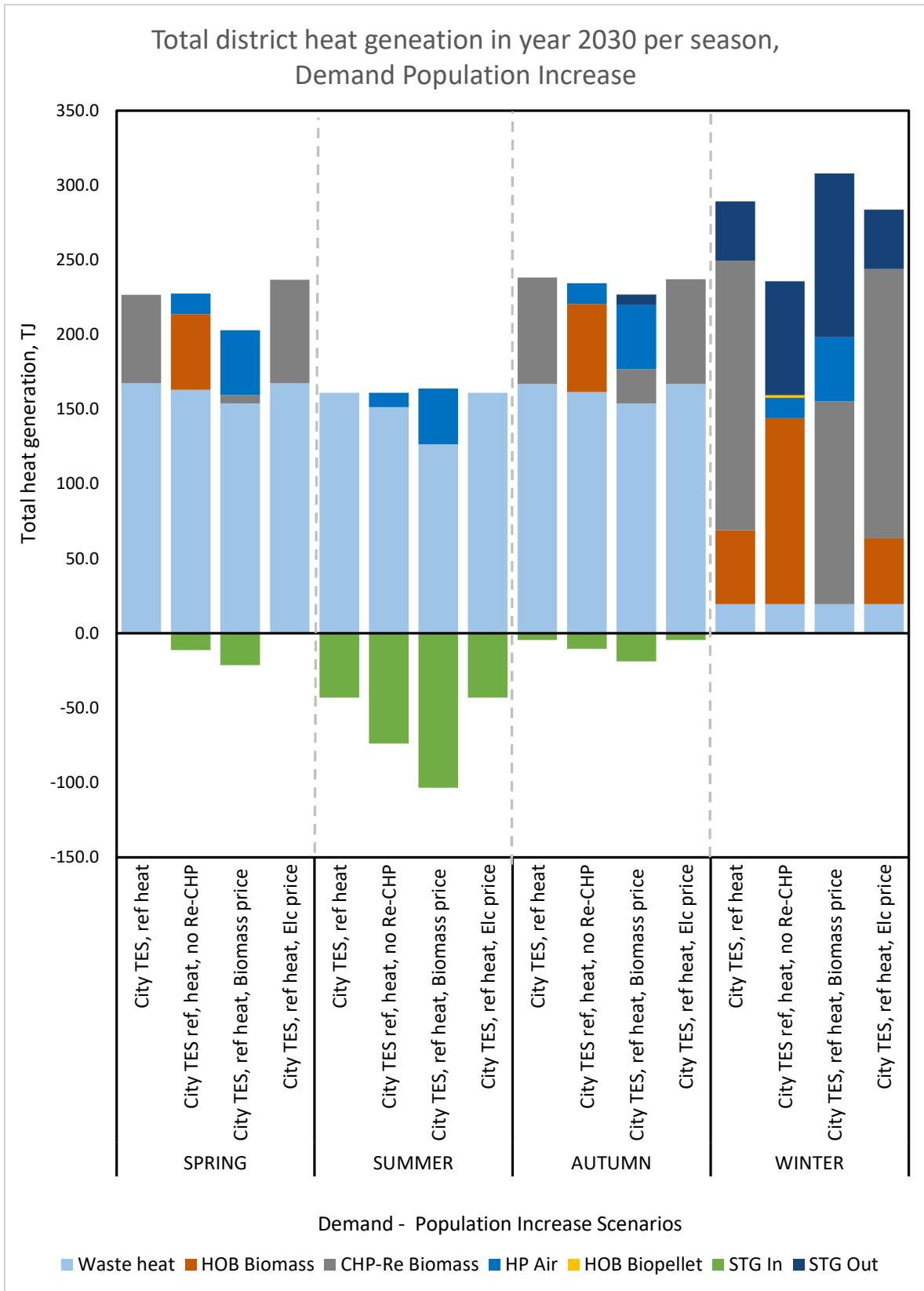


Scenarier Efterfrågan Befolkningsökning	Total Värmelagringskapacitet av TES i 2050 (TJ_A)	Total Systemkostnad (MEur)
City TES, ref heat	49	120 428
City TES, ref heat, no-ReCHP	112	273 793
City TES, ref heat, Biomass price	204	497 637
City TES, ref heat, Elc price	45	110 576

## Fjärrvärmeproduktion och produktionsenheternas kapacitet

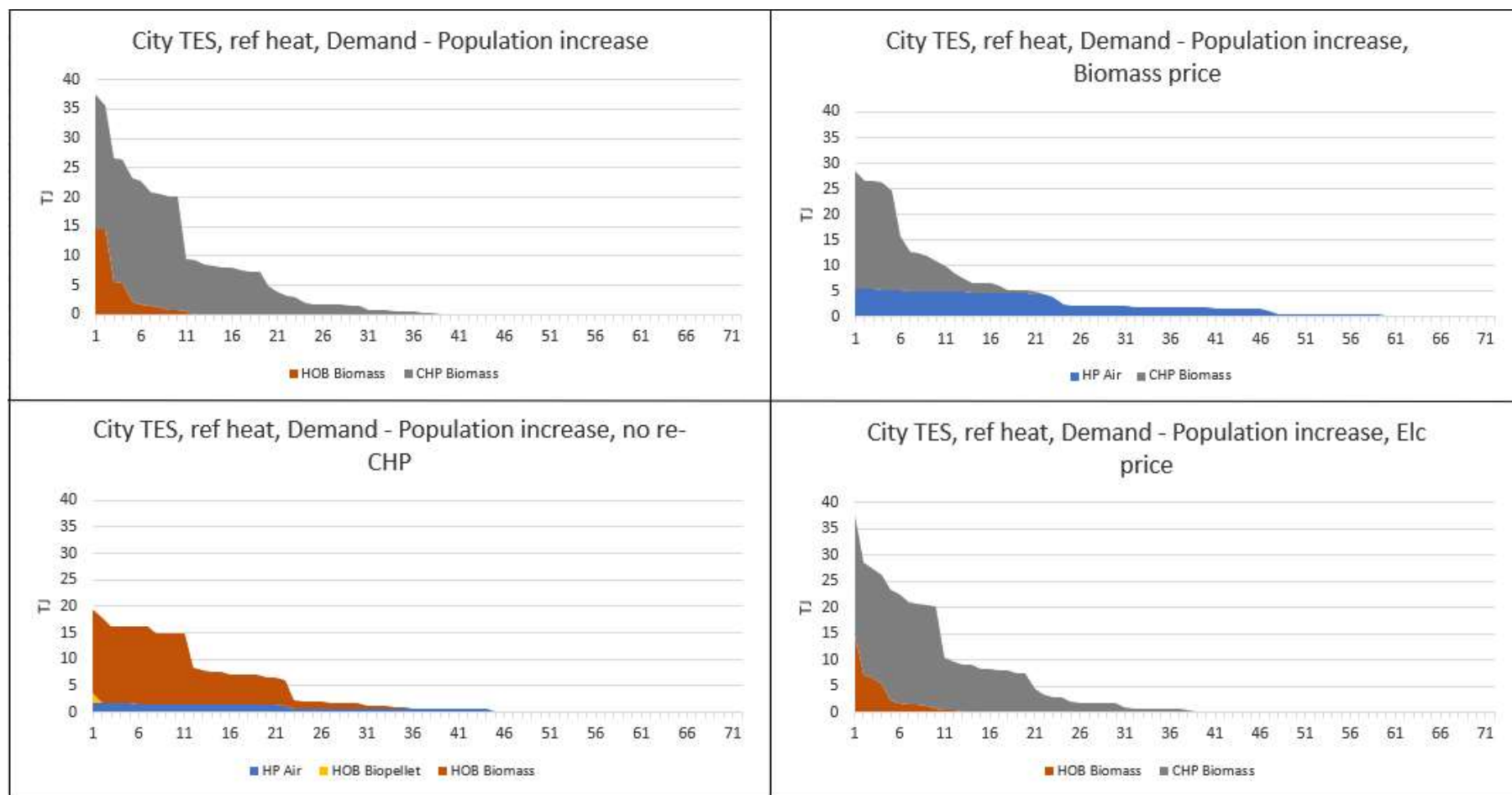
Den totala fjärrvärmeproduktionen i Kiruna år 2030 visas i Figur 95 per säsong, vilket inkluderar värmeproduktion från fjärrvärmeverk, direktanvänd restvärme samt lagring och användning av värmelagringsystemen. Direktanvänd restvärme (ljusblå) och lagring och användning av värmelagringsystemen är separata.

I Figur 96 har varaktighetskurvor tagits fram för år 2030 för scenariot "TES i staden, ref värme" samt för känslighetsfallen. Produktionen visas i fallande ordning för att visa värmeproduktionen från kraftvärmeverken när behovet är som störst.



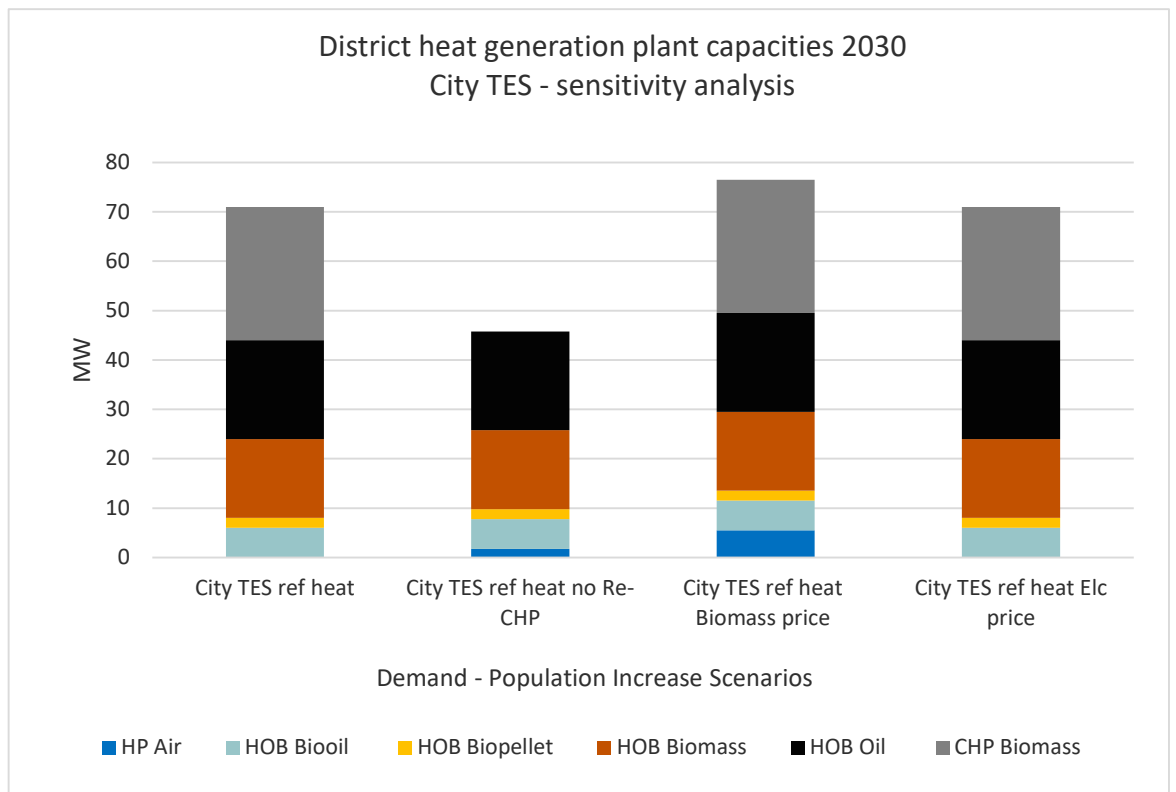
*Figur 95: Fjärrvärmeproduktion per säsong under år 2030 för "TES i staden, ref värme"-scenarierna (basscenarierna och känslighetsanalys) för Efterfrågan Befolkningsökning.*

ETT KLIMATNEUTRALT KIRUNA  
Med hjälp av restvärme



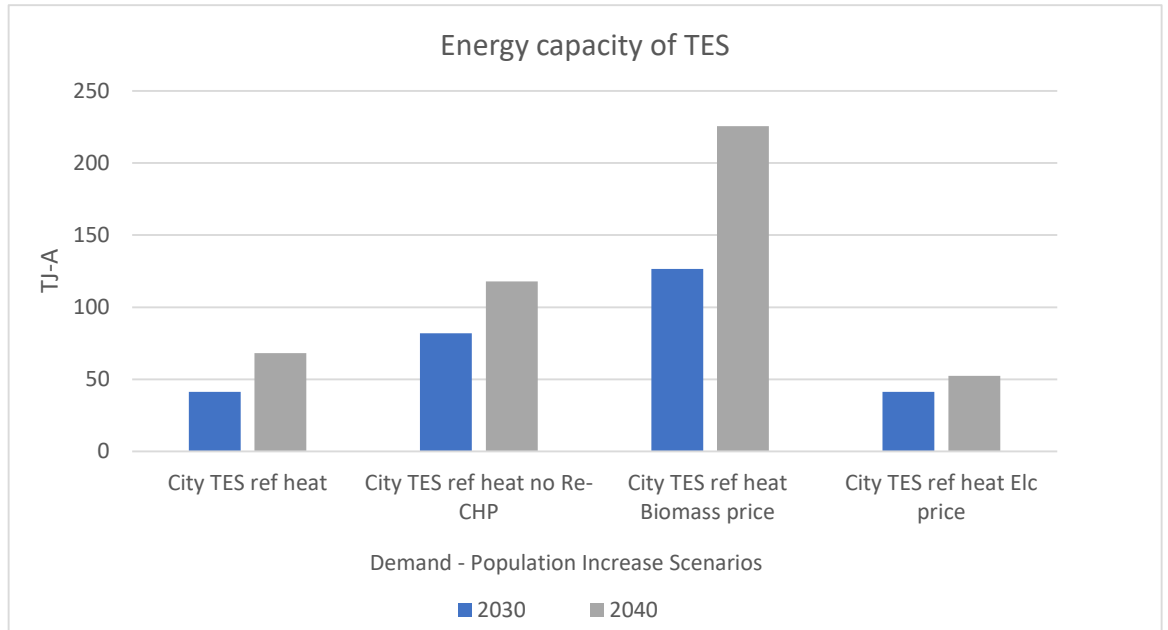
Figur 96: Fjärrvärmeproduktion från anläggningar för "TES i staden, ref värme"-scenarierna, känslighetsfallen, med Efterfrågan Befolkningsökning under år 2030, tidsstegsnivå, i fallande ordning.

Fjärrvärmeproduktionens kapacitetsdistribution under år 2030 visas i Figur 97.

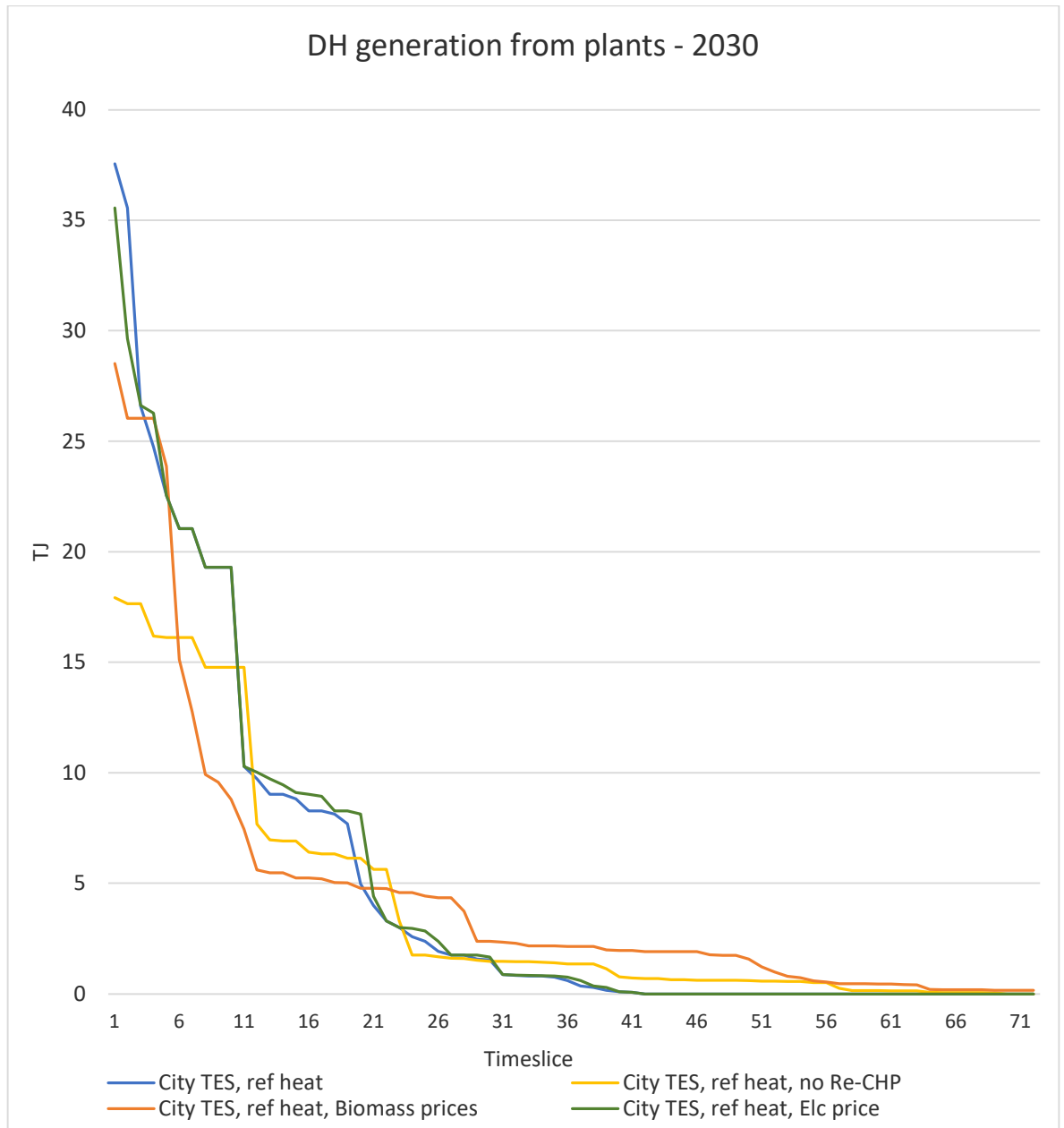


Figur 97: Fjärrvärmeverkens kapaciteter under år 2030 i MW.

## Värmelagringskapaciteter



Figur 98: Värmelagringskapaciteterna under år 2030 och 2040, i känslighetsfallen; "TES i staden, ref värme"-scenarierna.

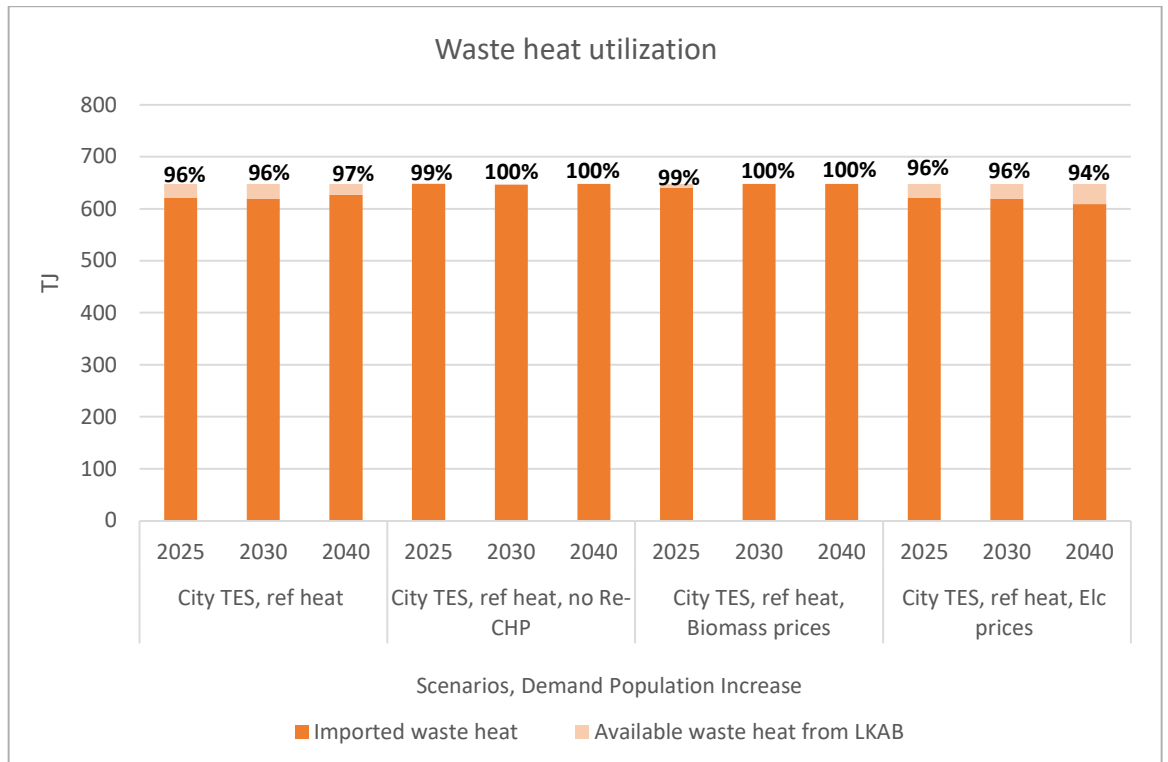


Figur 99: Varaktighetskurvor på fjärrvärmeproduktionen från anläggningar under år 2030 per tidssteg, i fallande ordning, i tillägg till "TES i staden, ref värme"-scenarierna (Efterfrågan Befolkningsökning).

## Användning av restvärme: Känslighetsanalys

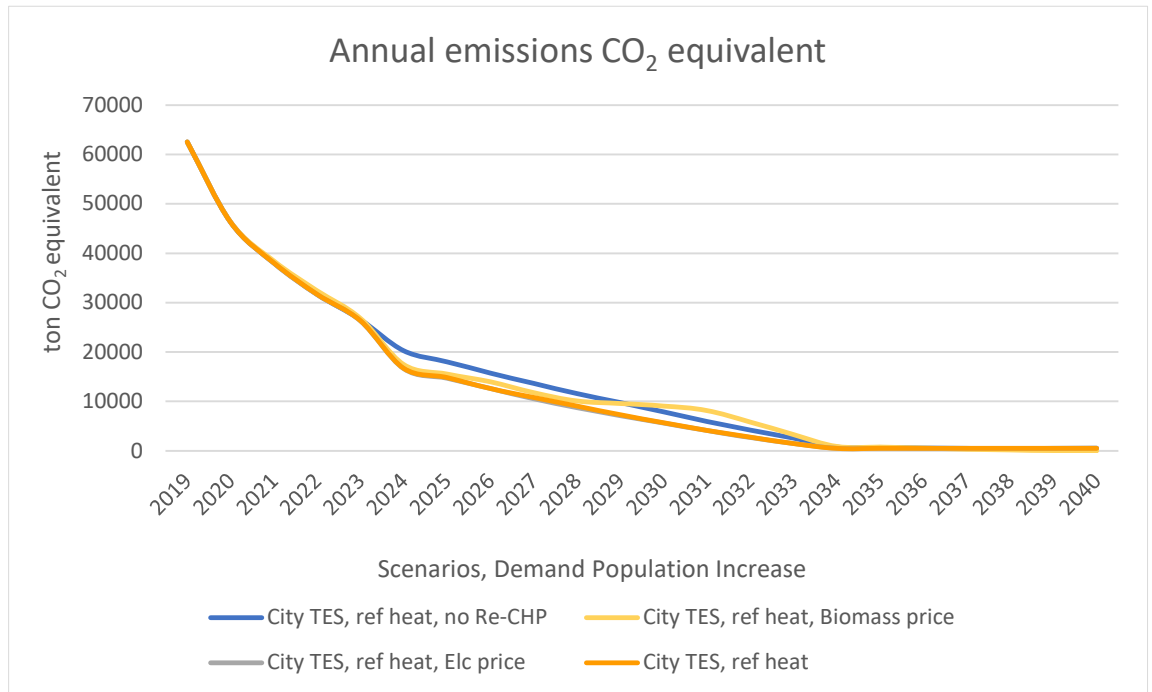
Användningen av restvärme visas i Figur 100.





Figur 100: Restvärmeanvändning i känslighetsfallen, "TES i staden, ref värme" inkluderas i grafen för jämförelse, Efterfrågan Befolkningsökning.

## Koldioxidutsläpp: Känslighetsanalys



Figur 101: Koldioxidutsläpp, varaktighetskurvor för "TES i staden, ref värme"-scenariot och känslighetsfallen, med Efterfrågan Befolkningsökning.



**STOCKHOLM**

Box 21060, 100 31 Stockholm

**GÖTEBORG**

Box 53021, 400 14 Göteborg

**MALMÖ**

Nordenskiöldsgatan 24  
211 19 Malmö

**KRISTINEBERG**

**(Center för marin forskning  
och innovation)**

Kristineberg 566  
451 78 Fiskebäckskil

**SKELLEFTEÅ**

Kanalgatan 59  
931 32 Skellefteå

**BEIJING, CHINA**

Room 612A  
InterChina Commercial Building No.33  
Dengshikou Dajie  
Dongcheng District  
Beijing 100006  
China

© IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET AB | Tel: 010-788 65 00 | [www.ivl.se](http://www.ivl.se)