



**LUNERA
ENERGI**

Nærvarme fra Fosdalen Bergverk - Østgruva

Forprosjektrapport

Date: 16.12.2025

Revision: 1

Project no:
51183611

Project owner:

John Hegdal

Project manager:

Jakob Aarekol

Legal entity:

Lunera Energi AS

Business area/ country/ region:

DHU

Technology:

Spillvarmeutnyttelse/nærvarmeanlegg

Innhold:

1	SAMMENDRAG	3
2	INNLEDNING	3
2.1	Bakgrunn	3
2.2	Prosjektbeskrivelse.....	3
2.3	Tidligere arbeid /utredninger.....	4
3	METODE	4
4	KARTLEGGING ENERGI OG EFFEKTBEHOV	5
4.1	Eksisterende potensielle kunder.	6
4.2	Vekstpotensial	7
4.3	Oppsummering.....	7
5	VARMEKILDEN	8
5.1	Østgruva som varmekilde.	8
5.2	Termisk kapasitet.....	9
5.3	Vannkvalitet.....	11
5.4	Vurdering og konklusjon.	11
6	VARMEUTTAK	12
6.1	Varmvekslertest.....	12
6.2	Vannuttak og tilbakeføring	12
6.3	Varmeveksling	12
7	VARMEPRODUKSJON OG DISTRIBUTJON.....	13
7.1	Alternative konsepter.....	13
7.2	Plassering av energisentral.....	13
7.3	Varmesentralens utforming – Forsyningssikkerhet.....	14
7.4	Bygning for energisentral og vekslersentral	15
7.5	Nettilknytning	15
7.6	Distribusjonsnett.....	15
8	VALG AV SYSTEM – SIMULERING.....	16
9	VALGT/ANBEFALT LØSNING	18
9.1	Anleggsbeskrivelse.....	18
9.2	Kalkyle.....	19
9.3	Lønnsomhetsberegning.	21
10	FORETNINGSMODELL OG FINANSIERING.	22
10.1	Eierskap.	22
10.2	Prismodell kunder.....	23
10.3	Finansiering.....	23
11	KONKLUSJON	24
12	VEDLEGG.....	24
13	REFERANSER.....	24

1 SAMMENDRAG

Lunera Energi (tidl. Statkraft Varmer) og Steinkjer Utvikling har i dette prosjektet sett på hvordan nedlagte jerngruver i Malm fylt med vann, kan utnyttes til varmeformål. Gruvevannet holder anslagsvis 15-20 grader og er tilrettelagt for uthenting av varme. Dette kan gjøres ved å hente ut vann i toppen av hovedsjakt 5, og føre det tilbake via hovedsjakt I. Temperaturen må løftes ved hjelp av varmepumpe for å kunne utnyttes. Potensialet er flere 10-talls GWh/år. Det er sett på aktuelt kundegrunnlag i Industripark og ellers i Malm. Inkludert to planlagte industrietableringer er det ca 10 GWh/år potensielt forbruk. Det er videre forutsatt en vekst 5 GWh de neste 10 år. Det er vurdert et nærvarmeanlegg basert på gruvevann til å dekke disse behov. En overordnet systemsimulering viser at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt og rasjonelt og bygge et slikt system. Anlegget vil avlaste strømmen med 3-4MW/år. Anbefalt løsning inkluderer varmepumper, bio-oljekjel til spisslast/reserve, og akkumulering over døgnet for effektutjevning. Et nærvarmenett bygges til kundene i industriparken og vestover. Investeringskostnader er kalkulert til ca 190MNOK. For å få et lønnsomt prosjekt kreves 45% ekstern finansiering av investeringskostnader, i form av støtte eller anleggsbidrag. Dette forutsetter prisenivå for kunder lik forutsatt elpris, og 6,8% avkastning. En lavere varmepris kan gis, men da øker behovet for ekstern finansiering.

2 INNLEDNING

Høsten 2024 diskuterte Statkraft Varmer og Steinkjer Utvikling muligheten for utnyttelse av varme fra de nedlagte gruvene i Malm. Det ble inngått en avtale om gjennomføring av et forprosjekt for å undersøke dette. Prosjektet fikk tilsagn om støtte fra Innovasjon Norge og ble påstartet januar 2025. Denne rapport er resultatet av dette.

Det overordnede mål har vært å undersøke hvorvidt det er praktisk og økonomisk mulig å hente varme fra de vannfylte gruvene og benytte denne til oppvarmingsformål.

2.1 Bakgrunn

Da bergverksdriften ble nedlagt i 1997 hadde Malm i 91 år vært et gruvesamfunn. I denne perioden ble det drevet mange kilometer gruveganger vestover og østover fra Fosdalen, ned til en dybde på 1176 meter. Etter nedstenging av Østgruva fyltes denne med vann, og etter ca 20 år var gruvene helt fylt med vann. Temperaturen i berget lengst nede er målt til rundt 26°C. Ved nedstenging tenkte man fremover, og forberedte et system av gruveganger og bergrom for framtidig varmeuttak. Dette ble gjort ved å mure igjen en del ganger og sjakter, slik at det dannet en «lukket system». Volumet av dette systemet er ansått til ca. 3mill. m³ (Eggen, 1997). Det totale volum av bergrom er sannsynligvis mellom 5 og 10 mill m³.

I dag er det etablert ny næringsvirksomhet i Malm Industripark, med SalMar Settefisk sitt store settefiskanlegg, samt et par store etableringer på vei inn. Steinkjer Utvikling arbeider kontinuerlig med næringsutvikling, men som så mange andre steder er tilgangen til elektrisk effekt en begrensende faktor. Dette løses ikke med ny overføringskapasitet før om tidligst 7 år. Erstatning av elektrisk oppvarming med varme basert på gruvevarme og et nærvarmesystem kan løse noe av denne utfordringen.

2.2 Prosjektbeskrivelse

Forprosjektet har hatt følgende hovedaktiviteter og mål:

- Kartlegge termisk energibehov i Malm Industripark og Malm sentrum, nåværende og fremtidig.
- Undersøke/analysere energikilden, med hensyn til
 - o Potensielt Energi- og effektuttak, kapasitet, temperaturforhold.
 - o Løsninger for vannuttak og tilbakeføring.
 - o Varmevekslerløsninger.
- Foreslå teknisk løsning/konsepter for varme- og evt kjøleleveranse.
 - o Evaluere mht lønnsomhet.
- Utvikle forretningsmodell for caset.

2.3 Tidligere arbeid /utredninger

På de snart 30 år som er gått siden nedstenging av gruen er det ved flere anledninger gjort vurderinger av bruk av vannet i Østgruva, hovedsakelig for uttak av varme som kilde til fjernvarmeanlegg, men også til bruk direkte i oppdrettssammenheng, spesielt mht. arter som krever høyere temperatur. Under følger en kort oppsummering av disse arbeider.

2.3.1 (1997) Geir Eggen: Utnyttelse av varme fra Malm gruver. SINTEF-Rapport STF 84 F97310, 97-08-29.

Dette prosjektet skisserer selve prinsippet for varmeuttak, med etablering av sirkulasjonskrets, og gjenmuring av orter(ganger) for å få til dette. Det er videre vurdert kapasitet og temperaturnivå på vannet ved sirkulasjon og uthenting av varme. Vurderinger i kapittel 5 nedenfor baseres i stor grad på denne rapport, og innholdet er nærmere beskrevet der.

2.3.2 (2003) Interconsult: «Varmegjenvinning fra Malm Gruver»

Denne bygger videre på rapporten fra 1997, og ser konkret på et konsept der man sirkulerer gruvevannet frem til tre kommunale bygg, blant annet sykehjemmet, der vannet benyttes som varmekilde for lokale varmepumper. Det ble anslått en energibesparelse på ca 1,2GWh/år, og det ble funnet at prosjektet hadde en inntjeningstid på ca 11 år.

2.3.3 (2007) Multiconsult: Energi- Forprosjekt Gruvevarme

Multiconsult gjennomførte et forprosjekt som vurderte fjernvarme basert på varmepumper med gruvevann som kilde. Det ble vurdert både desentralisert løsning (lokale varmepumper og distribusjonsnett for gruvevann) og sentral løsning (felles energisentral og distribusjonsnett for fjernvarme), med sentral løsning som anbefalt løsning. Potensialet for varmeleveranse, eller kundegrunnlaget, var den gangen estimert til ca. 5 GWh/år og 1,5 MW effekt. Det ble utført overslagsmessige kalkyler for investering og drift, og man så for seg investeringskostnad på ca. 30MNOK. Med en levetid på 20 år ble det funnet en nødvendig varmepris på minst 80øre/kWh for lønnsomhet i prosjektet.

2.3.4 (2019) Sintef Ocean: Bruk av temperert vann fra gruve i Malm til akvakulturformål

Sintef Ocean gjorde i 2019 en utredning for å beskrive mulighetene for å benytte det tempererte vannet til akvakulturformål. Det ble tatt vannprøver og temperaturmålinger av vannet ned til 700m dyp i hovedsjakt V, østgruva. Dette har vært nyttig i arbeidet med dette forprosjekt. Det ble videre beskrevet ulike tekniske løsninger for hvordan vannet kunne benyttes i et oppdrettssystem.

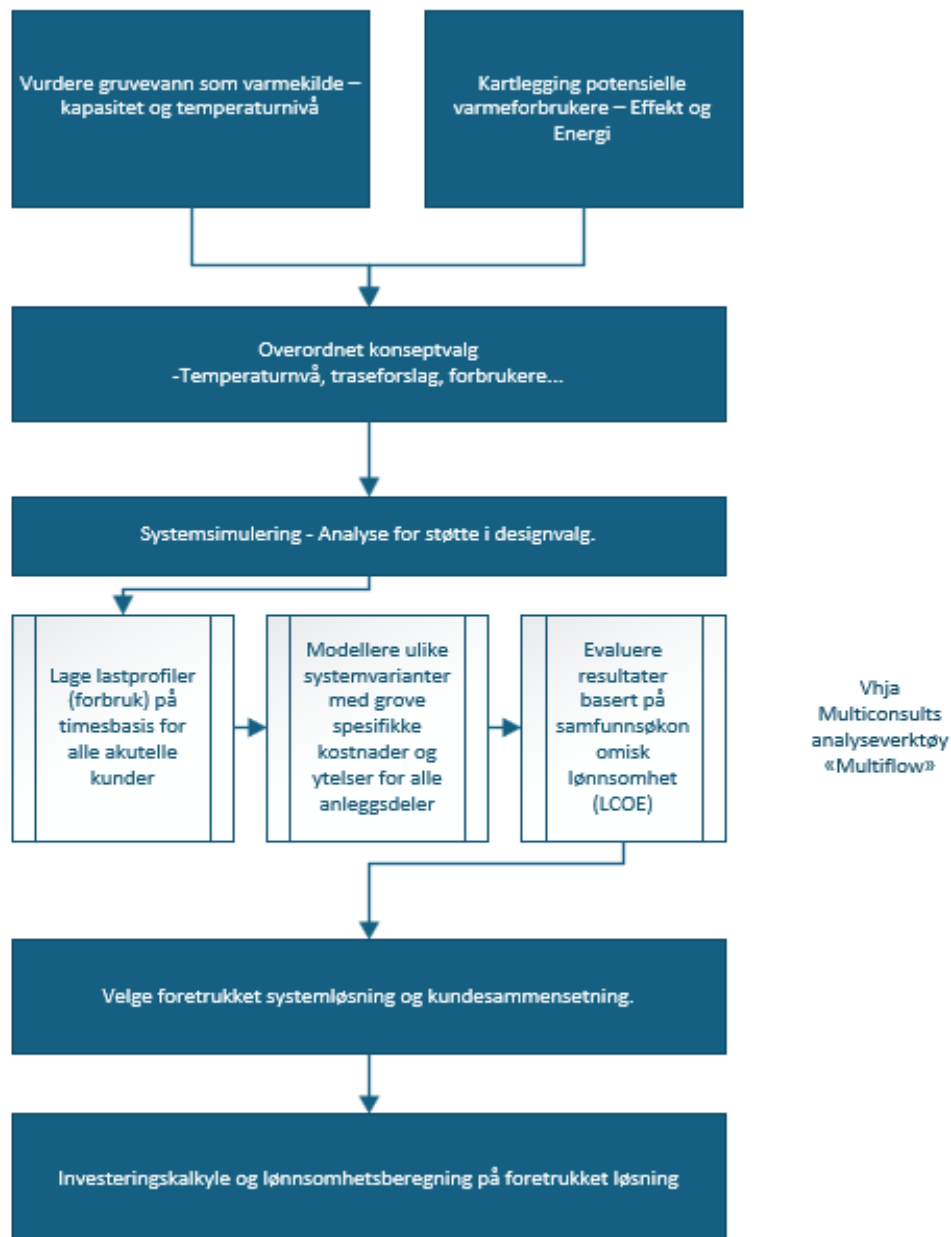
3 METODE

Valgt arbeidsmetodikk i forprosjektet er vist i Figur 1. Vi startet med å kartlegge aktuelle varmekildebrukere som eksisterer i dag, samt industriaktører som planlegger etablering. Videre ble det laget en vekstprognose i varmekildebruk for de neste 10 år. Potensialet og egenskaper ved gruvevann som varmekilde er undersøkt. En småskala test av varmeveksling ble gjennomført.

Basert på kundegrunnlag og grove kostnadsestimat ble ulike systemløsninger modellert og analysert av Multiconsult i deres software «Multiflow». Dette er et verktøy for tidligfase evaluering av energisystemer. Dette ga svar på hvor attraktive ulike scenarier er i samfunnsperspektiv. I tillegg sier det noe om ideell systemsammensetning, mht kunder, teknisk løsning etc.

Basert på resultater fra dette ble ett valgt scenarie, med kundesammensetning, vekstprognose og teknisk løsning, definert og kostnadsberegnet. Videre er det utført en lønnsomhetsberegning av dette scenariet.

Til slutt diskuteres mulige løsninger for forretning-, eierskap og finansiering.



Figur 1 Metode/Arbeidsflyt

4 KARTLEGGING ENERGI OG EFFEKTBEHOV

Eksisterende potensielle mottakere for varme er kartlagt. Totalt 27 mulige forbrukere av varme/kjøling ble identifisert og kontaktet, de fleste av disse eksisterende bygninger i området mellom Bratretøra, Sanda og Malm Industripark. Disse ble kontaktet og informasjon om varmeforbruk, eksisterende varmeløsninger, og framtidige planer ble innhentet. Også aktører med under etablering ble tatt i denne runden. Videre ble det laget en prognose for antatt vekst i varmeforbruk de neste 10 årene, basert på de planer Steinkjer utvikling arbeider med.

4.1 Eksisterende/planlagte potensielle kunder.

De 27 kontaktede aktører er delt inn 3 kategorier. Kategori A er etablerte aktører med vannbårne varmesystemer som relativt enkelt kan forsynes av nærvarmeanlegg. Kategori B er aktører under etablering. Kategori C er aktører uten vesentlige varmebehov, og/eller har andre løsninger for oppvarming som krever konvertering til vannbåren varme. Oppsummering er gitt i Tabell 1.

I kategori A ble det identifisert 9 potensielle kunder, med totalt varmebehov på ca. 3,2 GWh. Av disse utgjør 3 offentlige bygg på vestsiden av Malm sentrum 2,5 GWh, resterende er lokalisert i industriparken. Med unntak av de enkeltkunder presentert under, er varmebehovene bare til bygg og tappevannsoppvarming. Enkelte av disse har gamle varmeanlegg med høye temperaturer, men det er ikke vesentlige kunder som har behov for mer enn 70°C. Varmehovet til disse kunder er enten oppgitte forbruk fra byggeier, eller estimert ved hjelp av normtall utfra funksjon og areal.

To aktører, Malm Biogass og Måsøval, er i prosess med etablering (Kat B), og disse utgjør ca 7 GWh. 14 aktører er plassert i kategori C, og er lite aktuelle som varmekunder. Med andre ord er det identifisert 11 potensielle kunder.

Tabell 1 Oppsummering energikartlegging

Oppsummering	Antall aktører/bygg	Volum varme (kWh/år)
Kategori A (eks. med vannbåren varme, store nok)	9	3 191 634
Kategori B (planlagt etablert)	2	7 000 000
Kategori C (små, uten vannbåren varme)	9	860 883

De tre største enkeltkunder er Salmar, Malm Biogass og Måsøval, alle lokalisert eller planlagt i Malm industripark. Under en kort beskrivelse av disse.

4.1.1 SalMar Settefisk

Settefiskanlegget er lokalisert i industriparken, og har en produksjonskapasitet på 20 mill. settefisk i året. Man vurderer en utvidelse med tilsvarende kapasitet. Anlegget er basert resirkulering av vann (RAS) og er to parallelle linjer, med 4 avdelinger i hver linje, startforing, yngel, tilvekst. Alle avdelinger har separate vannsystemer. Energisystemet på fabrikkens består enkelt sagt av to en varm og en kald glykolkrets som benyttes til oppvarming/nedkjøling av prosessvann. R717 kjølemaskiner gjør jobben, med sjøvann /avløpsvann som kilde. Til byggoppvarming finnes en dedikert varmekrets og varmepumpe med samme energikilde. I tillegg henter man overskuddsvarme fra Nippon Gas, opptil 4 MW, og benytter denne i oppvarmingssesongen. Grovt sagt er det 6 mnd. med kjølebehov, og 6 mnd med varmebehov.

Vår vurdering er at SalMar Settefisk har et godt varmepumpebasert energisystem, der en konvertering til nærvarme ikke vil være energieffektivt eller virke effektavlastende.

4.1.2 Malm Biogass

Malm Biogass (MB) planlegger for realisering av biogassanlegg i Industriparken. Råstoff skal være husdyrgjødsel fra landbruket i området, samt slam fra fiskeoppdrett og fiske-ensilasie fra havbruksnæringen. Det arbeides pr mai-25 med tilbud fra aktuelle prosessleverandører, mot en investeringsbeslutning i Q1-2026. Det er behov for varme til 5 delprosesser, pre-pasteurisering, 3 ut-råtningsstrinn, og etter-pasteurisering. Ut-råtningsstrinnene holder prosessstemperatur 40°C, og trenger vedlikeholds varme, pasteuriseringen trenger ca. 70°C og ca. 85°C.

Det oppgis et behov varmebehov på ca. 6 GWh, der rundt 10% er høytemperatur, og forutsettes dekket av annen kilde. Basert på opplysninger fra MB er det forutsatt at 75°C turtemperatur vil være tilstrekkelig til å dekke resten. Prosessanlegget kjøres konstant året rundt og effektbehovet anslås til ca. 1000 kW.

Man jobber også med en mulighet om å tørke «bioresten», altså resten av råstoffet etter endt gassifisering. Denne prosess krever betydelige varmemengder, anslagsvis 25 GWh årlig varmemeforbruk, en brukstid på 8000timer/år, og resulterende effektbehov på 3,2MW. Realisering av dette er tatt inn i et eget scenarie i systemsimuleringen beskrevet i kap. 8.

4.1.3 Måsøval

Måsøval planlegger etablering av smoltproduksjon i to trinn øst for Industriparken, i størrelsen 7,5mill smolt i hvert trinn, eventuelt med postsmoltavdeling med RAS. I de planer som foreligger pr i dag er det snakk om ca. 0,5 GWh varmebehov per byggetrinn. Formål er oppvarming av prosessvann og bygg. Det antas lavt temperaturbehov. (maks 50-60°).

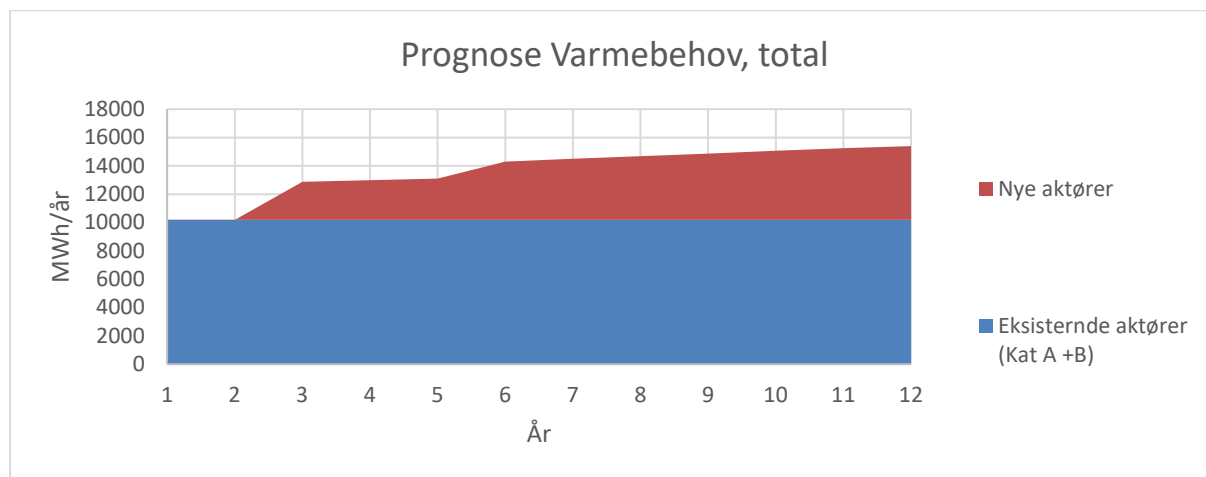
4.2 Vekstpotensial

Ved etablering av nærvarme er det nødvendig å ha en formening om fremtidig utvikling, da dette er langsiktige investeringer. Det er derfor laget en prognose for de neste 10 år. Det er forutsatt etableringer av industri og næring med utgangspunkt Steinkjer Utvikling sitt arbeid med dette. Alle konkrete interessenter som finnes i dag er listet opp og vektet med en sannsynlighet for etablering, samt plassert i tid. Energi/effektbehov er estimert på bakgrunn av normtall for disse. Det er lagt til rette for vekst i Industriparken, i Fosdalen og på Bratreitøra. Resulterende prognose viser en vekst på ca. 5 GWh varmebehov i løpet av de neste 10 år.

Steinkjer kommune har ferdigstilt en detaljregulering av en utvidelse av industrarealet i Malm industripark, på butto 225 daa og netto bebyggbart areal på 160 daa. Denne planen er vedtatt lagt ut til offentlig ettersyn den 16 desember 2025.

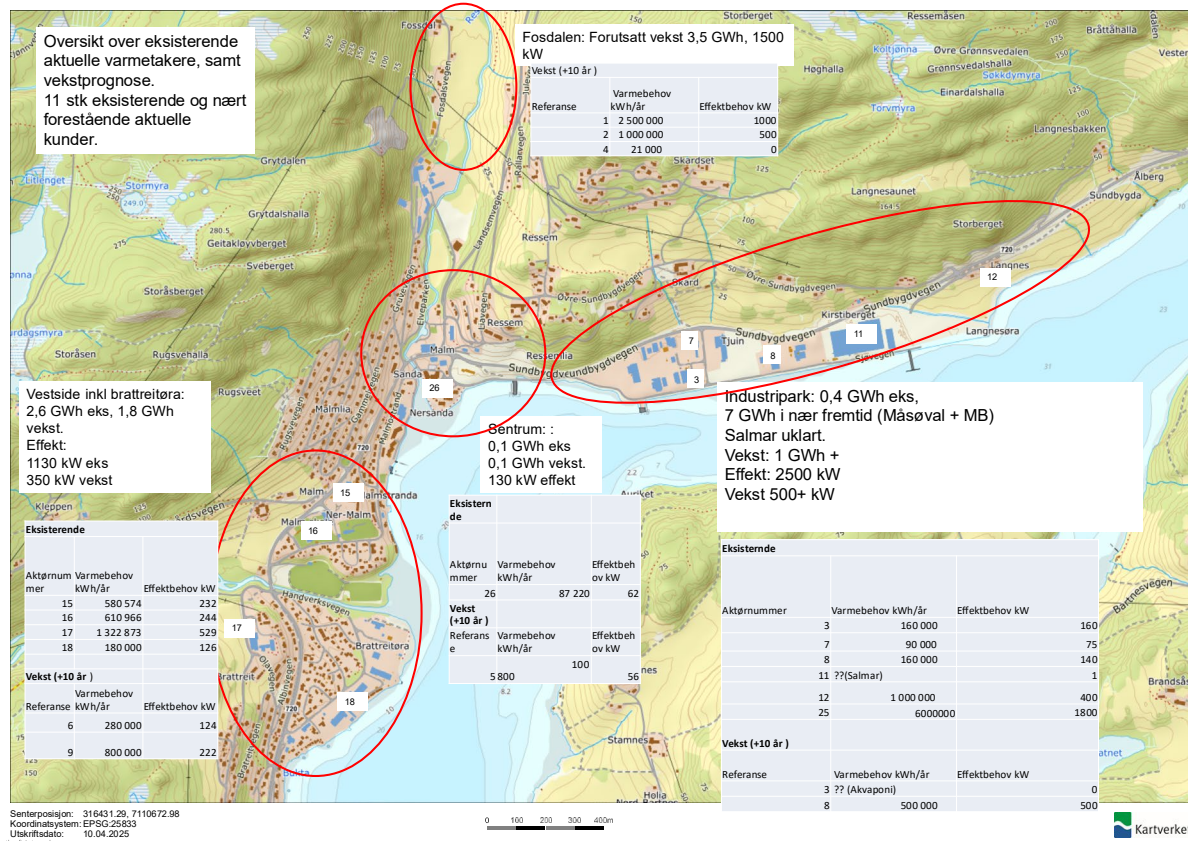
4.3 Oppsummering

Varmebehovet er oppsummert i Figur 2. Tilhørende dimensjonerende effektbehov summerer seg til ca 2,9 MW for eksisterende aktører og ca. 5,2 MW inkludert all vekst.



Figur 2 Prognose varmebehov

Kartet i Figur 3 viser hvor de ulike eksisterende kundene er plassert, samt estimert vekst i de ulike delområder. Det er delt i inn fire områder, der industriparken utgjør det viktigste. Fosdalen er et areal utenfor og nord for gruen, med en del areal regulert til næring, og landbruk/matproduksjon. I område «Vestside» er det tre kommunale bygg, samt næringsområde på Bratreitøra. Det er forutsatt noe vekst i dette området. I Sentrum finnes det pr i dag en aktuell kunde.



Figur 3 Oversikt over potensielle eksisterende og framtidige varmekunder

5 VARMEKILDEN

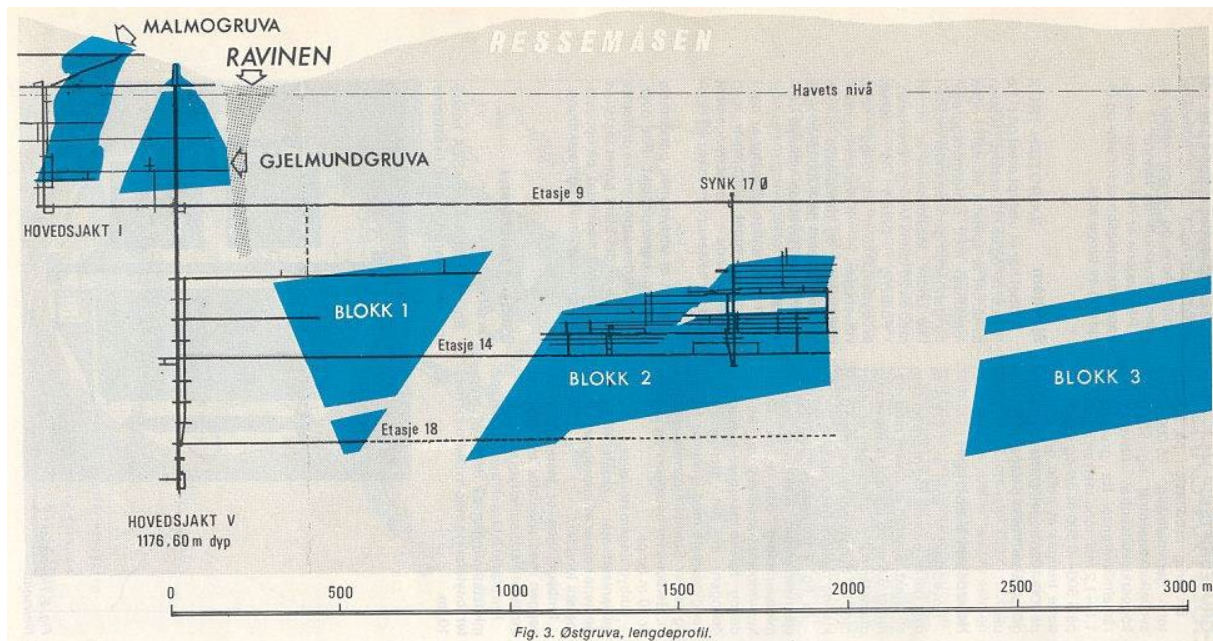
5.1 Østgruva som varmekilde.

Ved avslutning av gruvedriften på slutten 1990-tallet gjorde man seg tanker om at gruvene kunne benyttes som varmekilde i fremtiden. Et prosjekt ble gjennomført sammen med Sintef Energi, der man så på hvordan dette kunne gjøres i praksis, og satte i verk tiltak for å gjøre dette mulig.

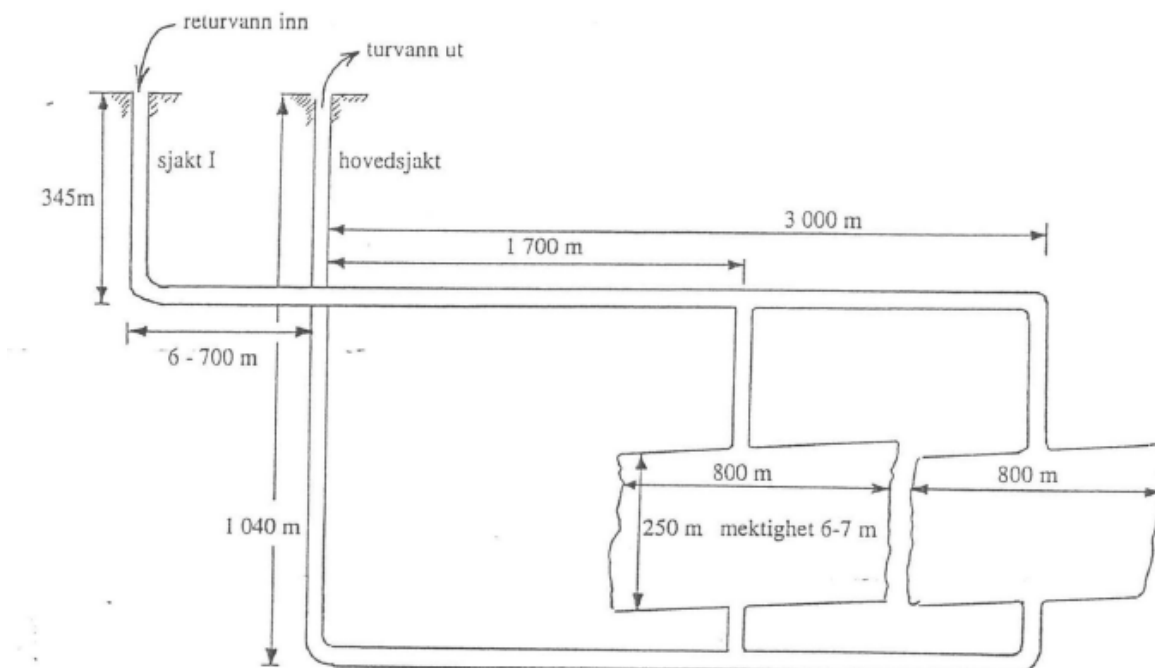
Østgruva med hoved sjakt V, samt hoved sjakt 1 er sentral i denne planen. Figur 4 viser lengdeprofil av østgruva. Hoved sjakt er 1176 meter dyp og har en innvendig diameter på 6,2 meter. Denne har forbindelser til Vestgruva via 4 etasjer (orter). Hoved sjakt I den gamle Vestgruva har også forbindelse til de store bergrommene som benevnes blokk 2 og 3.

Det ble i prosjektet lagt en strategi der man murte igjen fire av forbindelsene mellom sjakt V og vestgruva, slik at man kunne danne en «lukket krets», bestående av Hoved sjakt I, blokk 2 og 3, og hoved sjakt V. Sirkulasjonsprinsippet er vist i Figur 5. Det forutsettes at man henter vann i hovedsjakt V og fører dette tilbake til sjakt I. Volumet i denne kretsen er anslått til ca. 3 mill. m³, og fjelloverflaten i volumet til ca. 1 Mill m² (Eggen, 1997). Totalt volum av gruva er anslått til mellom 5 og 10 mill m³. Samtaler med Henry Skevik, som var med på gjenmuringsarbeidet, bekrefter at det ble utført etter plan. Etter avslutning av gruvedrift fyltes gruva sakte opp med vann. Tilsiget er anslått til ca. 0,5 m³/min og det tok 22 år før gruvesystemet var helt gjenfylt.

Det anses uaktuelt å hente ut vann uten å føre det tilbake, både på grunn av nødvendigheten av å opprettholde vannbalanse, samt det miljømessige aspektet ved å slippe ut vann med tvilsom vannkvalitet.



Figur 4 ((Evjemo, 2019)

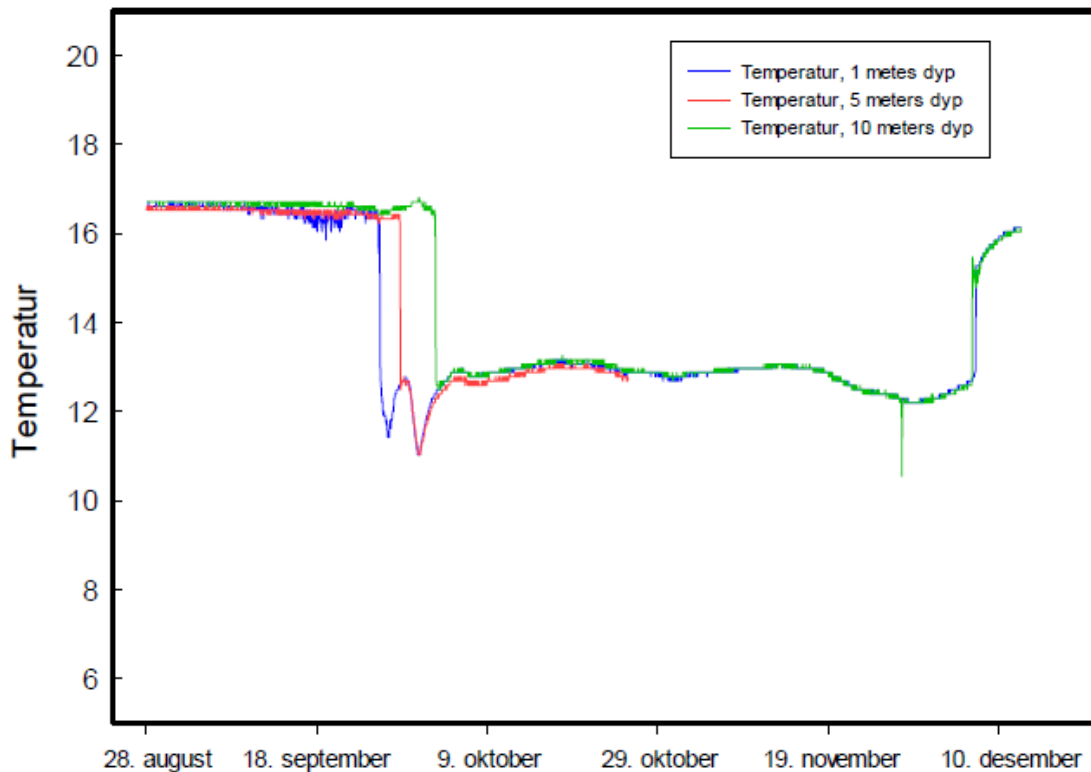


Figur 5 Skjematisk snitt av gruvesystemet forberedt for varmeuttak (Eggen, 1997)

5.2 Termisk kapasitet

Eggen (1997) analyserte den planlagte løsningen med hensyn på mulig varmeuttak og temperaturforhold. Den baserer seg på en temperaturgradient på 2-3 grader per 100 meter, og en berg/vanntemperatur på 27°C i bunn. Denne temperatur ble visstnok også målt ved denne dybde før vannfylling. Man utførte så en simulering av varmeuttak etter prinsippet vist i Figur 5.

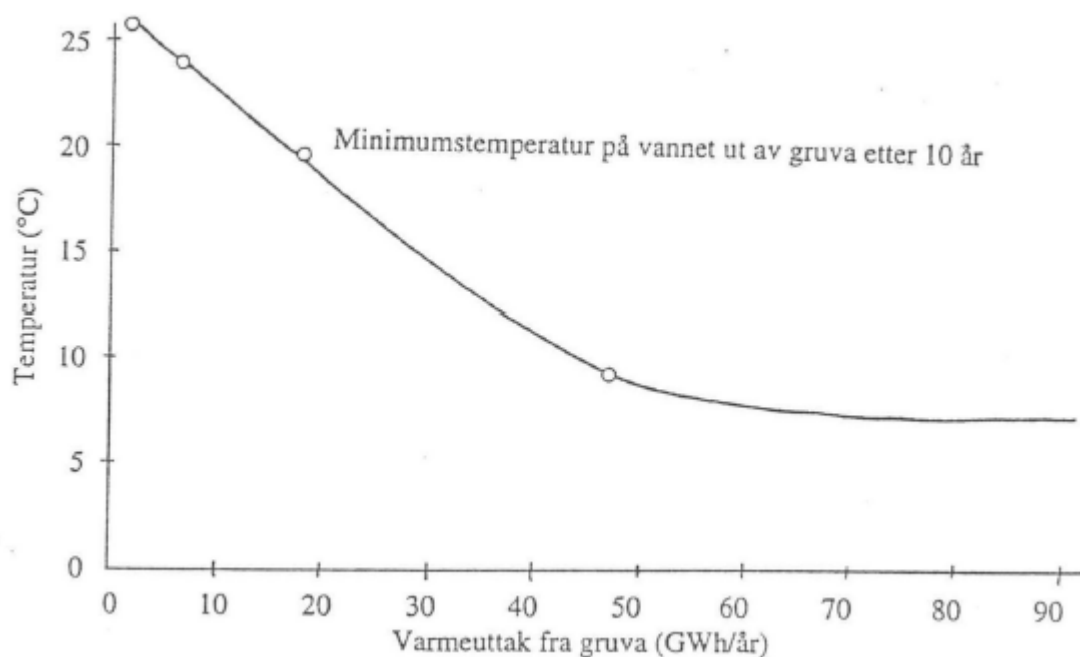
I forbindelse med et prosjekt utført av Sintef Ocean ble det i 2018/2019 utført temperaturmåling i hovedsjakt V, ned til 700 meter. Dette var øyeblikksmålinger og viste temperatur på 15,5°C nær overflate, og 18,5°C ved 700 meter, altså noe lavere enn ventet. Dette kan skyldes tilsig av vann fra andre deler av gruva i dette sjiktet. Det ble også målt temperatur i overflaten (1/3/10 meters dyp) i hovedsjakt V august-sept. Disse målinger er gjengitt i Figur 6. Det plutselige droppet skyldes tilsig av overflatevann. Effekten av dette vedvarer to måneder, før man ser varme vann fra dypet stige opp.



Figur 6 Temperaturmålinger nær overflaten i hovedsjakt V, 2018.

En annen kilde (Salva, 1988, s. 8), oppgir antatt bergtemperatur på ca. 25° øverst i blokk 2 og opp til 35°C øverst i blokk 3.

Ellers er forutsetningene for den termiske analysen fra 1997 ikke endret, og vi ser ikke behovet for å gjøre egne beregninger på dette. Det ble simulert en 10-årsperiode med forskjellige varmeuttak, og hvordan dette påvirket temperaturen. Konklusjonen er at temperaturen synker med økende varmeuttak, omtrent lineært, opp til ca. 50GWh/år, vist i Figur 7. Ved høyere uttak enn dette flater temperaturkurven ut. Et uttak på 20 GWh fører til et temperaturfall på litt over 5°C over tid.



Figur 7 Varmeuttakets påvirkning på vanntemperatur ut av gruva (minimumstemperatur etter 10 år)

5.3 Vannkvalitet

Gitt aktuell løsning er det vannets egenskaper som varmbærere som er av interesse, konkret hvordan det oppfører seg ved varmeveksling og pumping, samt hvilke materialer som må benyttes. I prosjektet fra 2018 ble det tatt en del vannprøver fra hovedsjakt V. Analyser av disse viste høye konsentrasjoner av en del tungmetaller, spesielt kobber og sink. Jerninnhold var som ventet høyt. pH ble målt til ca 8. Dette kan være på grunn av høyt kalkinnhold (ikke målt 2018).

Det er fare for fouling/beleggsdannelse på varmevekslere på grunn av kalk og jern (magnetitt). Mangan kan også være et problem ved bruk av grunnvann, det er ikke kjent i dette tilfellet. Vi har gjennomført en praktisk test av dette, gjennomgått under.

5.4 Vurdering og konklusjon

Vi anser analysen gjort av Eggen som relevant, og legger til grunn at simuleringene er gode nok. Temperaturmålingene fra 2018 viser at temperaturgradienten nedover i gruva er noe mindre enn antatt, årsaken til dette kan være tilsig fra vestgruva. Årsaken og eventuell påvirkning er vanskelig å si noe om, også om dette vil vedvare når man starter sirkulasjon av betydelige vannmengder. Det kan også være at Eggens antagelse om temperaturgradient på 2-3K/100 m er for optimistisk.

Så lenge sirkulert volum (varmeuttak) er tilstrekkelig stort antas det at effekten av periodevist tilsig av kaldere overflatevann i vannuttakspunktet ikke vil være avgjørende. Eksempelvis vil et varmeuttak på 5 GWh tilsvare gjennomsnittlig sirkulert volum av gruvevann på ca. 2 m³/minutt. Overflatevann vil kunne senke uttakstemperaturen noe i perioder, men vil sannsynligvis blandes og «fjernes» fort.

Gitt det store vannvolum i sirkulasjonskretsen er det liten eller ingen begrensning i effektuttak. Et uttak på 20 GWh/år vil for eksempel kreve sirkulasjon av ca. 4 mill. m³ gruvevann, hvilket betyr at man bruker ca. 9 mnd. på å sirkulere det antatte volumet i sirkulasjonskretsen.

Som dimensjoneringsgrunnlag for nærvarme legger vi til grunn at det kan hentes ut 20 GWh over året, ved dimensjonerende temperatur på gruvevann på 15°C. Etter temperaturløft (med varmepumpe) vil dette utgjøre 25-30 GWh. Lavere varmeuttak (5-15 GWh/år) vil potensielt gi noe høyere temperaturer, mens det for små varmeuttak (<3 GWh/år) er vanskeligere å vurdere, trolig vil man kunne oppleve noe større variasjoner. I denne rapport er det snakk om uttak på 5-20 GWh/år, og en gjennomsnittlig vanntemperatur på 15 °C velges som dimensjoneringspunkt. Dette er noe lavere enn Eggens anslag.

Skulle det oppstå større behov er det potensiale til å ta ut mer, ~30-40 GWh, men da ved lavere temperatur, det antas rundt 10°C. Sintefs analyse antyder at ved uttak på 60-90GWh/år blir temperaturen ca. 7°C, altså et temperaturfall på 20°C fra utgangspunktet.

En utbygging av nærvarme vil etter all sannsynlighet foregå stegvis, og gi anledning til å høste erfaring underveis.

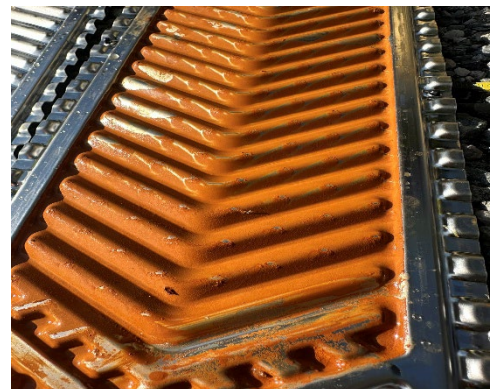
Det er naturlig å sammenligne med sjøvann som varmekilde. Da har gruvevannet den fordel at det holder en temperatur ca 8-10°C høyere enn sjøvannstemperaturen i samme område. Dette fører til et mer effektivt system. Dette betyr at varmepumpesystemet som i begge tilfeller skal løfte varmen, vil være mer effektivt. Elforbruket blir da ca 25% lavere ved bruk av gruvevann kontra sjøvann.

6 VARMEUTTAK

Det planlagte prinsippet for vannuttak og tilbakeføring, som tidligere beskrevet, følges. Basert på vannkvaliteten og resultatene fra testen omtalt nedenfor, forutsettes det at det må etableres en mellomkrets mellom gruvevannet og varmepumpeanlegget.

6.1 Varmvekslertest

Ved varmeveksling med gruvevann oppstår det en usikkerhet knyttet til mulig utfelling av stoffer som kan føre til korrosjon eller beleggdannelse på varmevekslerens flater. For å undersøke dette nærmere, ble det installert en platevarmeveksler i juli 2025, hvor gruvevannet har blitt sirkulert kontinuerlig. Den 9. september ble varmeveksleren demontert og inspisert. Det ble observert noe avsetning på varmevekslerplatene, noe som kan redusere varmeoverføringsevnen. Det ser ut til å være jernoksid, men det var for lite belegg til at det kunne samles opp og analyseres. Belegg vist på bilde til høyre. Testen videreføres utover høsten 2025, med planlagte inspeksjoner og vurderinger av funnene.



Figur 8 Varmvekslerplate med utfelt belegg

6.2 Vannuttak og tilbakeføring

Som beskrevet i kapittel 5.1, skal varmeuttaket fra gruvevannet baseres på sirkulasjon mellom hovedsjakt V og Vestgruva. Vannet hentes fra hovedsjakten via en rørledning som føres 10–15 meter under vannoverflaten, og pumpes deretter til vann/vann-varmevekslere plassert i nærheten av hovedsjakt V.

Etter varmeveksling føres vannet tilbake til sjakt I via grunnstollen i vestgruva, med en lengde på ca. 300 meter.

6.3 Varmveksling

For å unngå belegg dannelse (fouling) i varmepumpeanleggets veksler, anbefales det å etablere en primær og sekundær vannkrets. Dette vil beskytte varmepumpeanlegget mot direkte kontakt med gruvevannet, og dermed redusere risikoen for driftsproblemer og forenkle vedlikehold.

Selv om en slik løsning medfører noe temperaturtap og økte kostnader, gir den økt driftssikkerhet og bedre vedlikeholdsmuligheter.

Som forebyggende tiltak anbefales følgende:

- **Filtreringssystem** på primærsiden (gruvevann) før varmevekslerne.
- **Demonterbare platevarmevekslere med pakninger**, som muliggjør mekanisk rengjøring.
- **CIP-system (Cleaning-In-Place)** for regelmessig vask av vekslerne.

For å sikre kontinuerlig drift under vedlikehold, anbefales det å installere minst én ekstra varmeveksler som kan settes i drift ved behov.

7 VARMEPRODUKSJON OG DISTRIBUSJON

I dette kapittel beskrives i grove trekk teknisk løsning og prinsipper.

7.1 Alternative konsepter

I tidlig fase har vi vurdert to hovedkonsepter for varmedistribusjon:

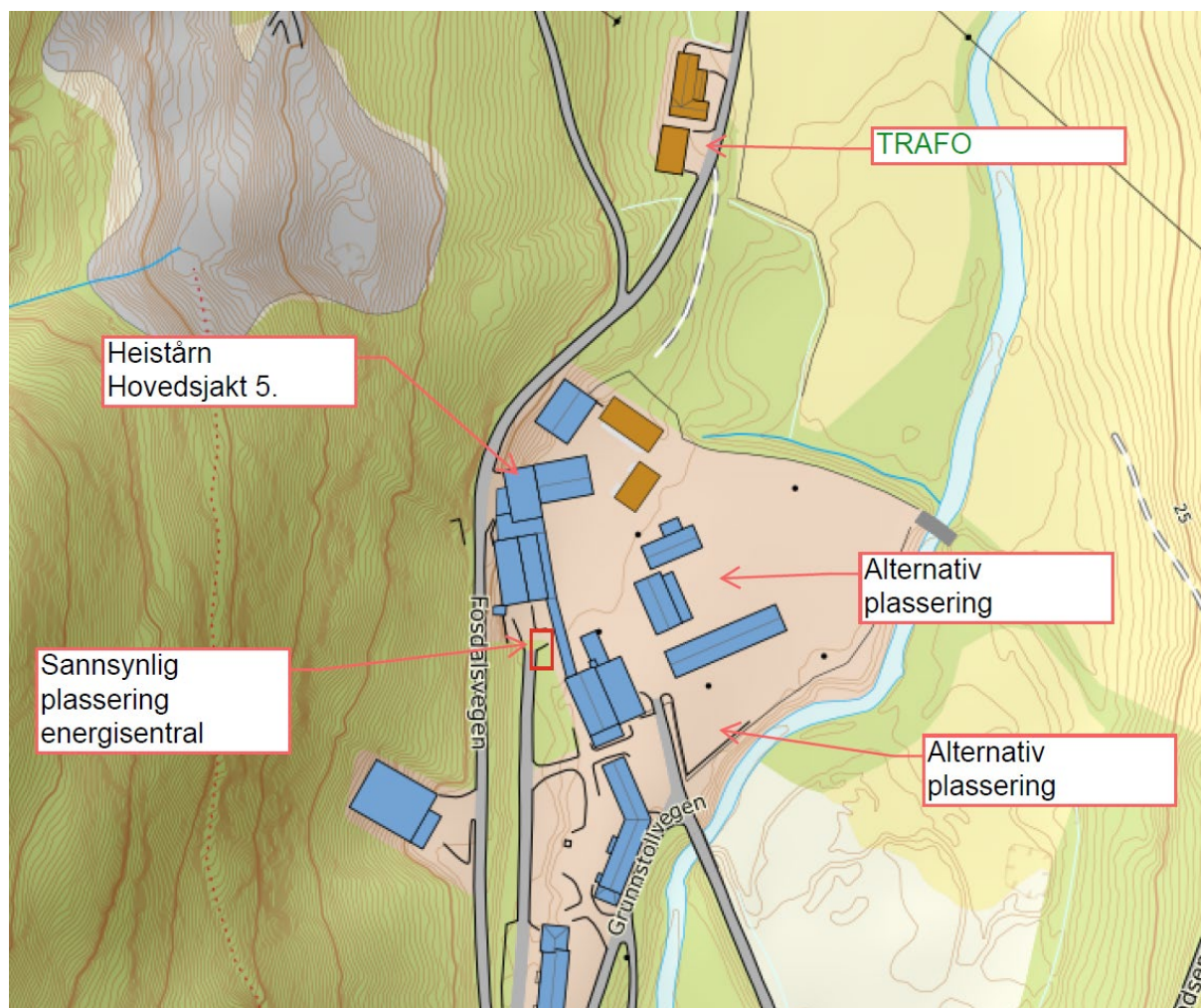
- En energisentral med produksjon av varme på nødvendig temperaturnivå
- Distribusjon av kaldtvann i en lukket krets (10-15°C)- desentrale varmepumper.

Det første konseptet har fordelene av at mesteparten av utstyret er lokalisert på ett sted, og det kan benyttes større produksjonsenheter til lavere investeringskostnader enn flere distribuerte små. Det andre konseptet har den fordel at samme sirkulasjonskrets kan benyttes til klimakjøling (varme dumpes til kretsen), og oppvarming. Det er heller ikke nevneverdig varmetap fra ledningsnett.

Energi/effektkartleggingen har avdekket at det eksisterende og nært forestående kundegrunnlaget hovedsakelig består av aktører i industriparken, samt i tre-fire offentlige bygg på vestsiden av sentrum. Vekstplanene omtalt over er i hovedsak konsentrert om tre områder, Industriparken, Bratretøra, og Fosdalen (Ved gruvene). Det er ikke avdekket kjølebehov av særlig grad, verken for eksisterende kunder eller i prognosen med aktuelle etablerere. Dette taler for en løsning med sentral produksjon av varme nært gruve, og distribusjon av varmt vann, slik det tradisjonelt gjøres i fjernvarmeanlegg. Det er denne løsning som er vurdert videre i rapporten.

7.2 Plassering av energisentral.

En energisentral plasseres i nytt bygg utenfor eksisterende bygningsmasse ved hovedsjakt. Her plasseres varmepumper, spisslastkjeler og pumpesentral for nærvarme. Forutsatt plassering, med alternative plasseringer er vist på Figur 9.



Figur 9 Skisse mulig plassering av energisentral

7.3 Varmesentralens utforming – Forsyningsikkerhet

Mange fjernvarmeselskaper, inkludert Statkraft Varme, benytter N-1-metoden for å bedømme forsyningsikkerheten. I konsesjonsområder er dette en plikt. N-1 går ut på at dersom den største produksjonsenheten i et system havarerer skal det være tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke bortfallet og sikre leveranse, også ved topplast (dimensjonerende forhold). Gitt kundesammensetningen, med flere industrielle kunder med potensielt store konsekvenser ved bortfall av varmeleveranse, anbefaler vi at metoden følges også her.

Investering i produksjonsenheter og nett kommer til å skje stegvis ettersom antall kunder og etterspørselen øker. Dette, sammen med N-1-prinsippet, gjør det hensiktsmessig å dele opp i flere produksjonsenheter. Mer om valgt konfigurasjon i kap. 8 og 9.

Som grunnlast (55-65% effektdekning) benyttes varmepumper, til spiss- og reservelast er bioolje anbefalt, en elkjel er også ønskelig for fleksibilitet.

En akkumulatortank for døgnutjevning av effekt anses fornuftig og lønnsomt, og den regnes også med som en produksjonsenhet i N-1.

7.3.1 Grunnlast - Varmepumper

For dekking av grunnlast anbefales varmepumpeteknologi med indirekte varmeopptak fra energikilden. Vi foreslår å installere 2 stk. varmepumper, fortrinnsvis med differensiert effekt for bedre kapasitetsstyring, f.eks. 1,5MW og 1MW, med NH3 (R717) som arbeidsmedium da dette ser ut til å være best egnet i forhold til foreslåtte temperaturforhold for energisentralen. Fysiske dimensjoner vil typisk være ca. 6m x 3m x 2m (l x b x h).

7.3.2 Spiss- og reservelast / Akkumulator

Elkjel er i utgangspunktet den billigste og enkleste spisslastkilde. En viktig driver for prosjektet er elektrisk effektavlastning. Det er også usannsynlig at nødvendig elektrisk effekt for bruk til spiss/reserve er blir tilgjengelig med første. Dermed foreslås bruk av bio-oljekjel. Prisen på bio-olje har økt mye de siste årene, og dette blir en veldig dyr spiss/reserveproduksjon. Dermed er det viktig å holde spisslastbruken på et minimum, fortrinnsvis under 5% av total produksjon. Dette betyr noe større varmepumper enn ellers. Akkumulator tank bidrar til å jevne ut effektbehovet, men det avhenger av at det finnes tilstrekkelig grunnlastkapasitet til å kunne fylle tanken i tiden mellom effekttopper. Imidlertid er det interessant å se på en mindre el. kjel, f. eks 1MW, for evt. deltakelse i fleksibilitetsmarkedet

7.3.3 Reservekraft

Flere av de forutsatte kunder, både industri og samfunnsviktige funksjoner, har i dag selv reservekraft for å opprettholde produksjon ved bortfall av strøm. Dette tilsier at anlegget også bør kunne levere varme ved utfall på el. nettet. Det anbefales reservekraftaggregat med tilstrekkelig kapasitet til å drive bio-oljekjel og sirkulasjonspumper i nærvarmenett.

7.4 Bygning for energisentral og vekslersentral

Sentral for varmevekslere for primær og sekundær på kald side anbefales å bygges i nærheten av hovedsjakt V. Denne kan oppføres som et rom bygd med prefabrikkerte byggelementer inne i eksisterende rom ved heissjakt, på ca. 40-50 m². Selve energisentralen settes opp i eget bygg utsiden, alternative plasseringer vist på Figur 9. Arealbehovet er ca. 250m², høyde ca. 5 meter. I tillegg kommer utvendig plassering av akkumulator tank, med fotavtrykk på ca. 50 m². Tilkomst med lastebil er nødvendig.

7.5 Nettilknytning

En viktig driver for dette prosjektet er ønsket om å avlaste elektrisk effekt. Til drift av energisentral kreves 1-2 MW effekt. Per i dag er det ikke slik kapasitet ledig. Tensio signaliserer likevel at prosjekter som avlaster mer effekt enn man trenger skal kunne få tilgang til dette.

7.6 Distribusjonsnett

7.6.1 Dimensjonerende trykk og temperatur.

Gruven og energisentralen ligger ca. på kote +15. Høyestliggende aktuell kunde er sykehjem som ligger på kote +34. Laveste punkt anlegget, ved traseer på land, vil være ca. på kote +1 i industriparken. Vi legger til grunn en maksimal høydeforskjell på 35 meter. Med 1 bars overtrykk på høyeste punkt, og maks 4 bars pumpetrykk, antas det at 10 bars trykk-klasse er tilstrekkelig.

Dimensjonerende temperatur for distribusjonsnett settes til 80°C for lengre perioder. Man forventer 75°C kontinuerlig.

7.6.2 Materialvalg

Basert på levetidsbetraktninger knyttet til temperaturer og trykk har vi valgt å ta utgangspunkt i bruk av preisolerte stålrør på alle strekninger. Vi jobber videre med vurderinger på alternativ med plastrør, men ligger i grenseland mhp spesielt turtemperatur.

7.6.3 Trasevalg

Vi har sett på flere alternative traseer og også hatt et positivt møte med VA-seksjonen i Steinkjer kommune mhp hvor de har liggende sin infrastruktur. De er kommet langt med oppdatering av innmålinger av kummer og VA-nett i Malm og er godt dekket der vi planlegger traseer. På noen strekk kan kommunen være interessert i samarbeid for å få oppgradert VA-anlegg, blant annet på strekningen fra gruva og ned mot sentrum langs den gruslagte gangveien langs Ressemelva.

Fra gruva og mot næringsområde i øst har vi vurdert bruk av eksisterende tunnel, men valgt dette bort pga. for stor usikkerhet til om dette er mulig både teknisk og økonomisk.

Utgangspunktet for våre valg basert på å unngå i størst mulig grad å gå i asfalterte og trafikkerte arealer. Kommunen har erfart utfordringer med mye stor stein ved kryssinger av veier og anbefalte å se på kryssinger under eller ved oppheng på bruer da de har gode erfaringer med samarbeid med veieiere om dette.

Vi har også hensyntatt konfliktfylte arealer mhp tidligere erfaringer som kommunen har hatt med noen grunneiere i området.

Se vedlegg 2 som viser forutsatte traseer.

7.6.4 Kundesentraler

Vi baserer oss på samme design og utførelse som ellers benyttet i våre fjernvarmeanlegg. Dette har vi gode erfaringer med over mange år. Dette består kort sagt av en varmeveksler mot kudeanlegg, reguleringsarmatur og energimåler.

8 VALG AV SYSTEM – SIMULERING

Multiconsult har bistått med simulering av systemløsning med sitt simuleringsverktøy «Multiflow». Dette er et verktøy for modellering av energisystemer som hjelp til konseptvalg i tidligfase. Målet med dette var å sammenligne ulike systemløsninger og varianter av kundegrunnlag, og i tillegg få en tredjeparts vurdering av prosjektets attraktivitet. Sistnevnte evalueres ved en beregning av LCOE, en slags gjennomsnittlig systempris for energi. Arbeidet med dette er grundig gjennomgått i vedlagte rapport (Vedlegg 1) Under er en kort gjennomgang av metode, forutsetninger og resultater.

8.1.1 Metode og forutsetninger.

Simuleringsprogrammet Multiflow baserer seg på lastprofiler for alle utvalgte kunder, eksisterende og nye. For hver enkelt av disse er det laget en profil for effektbehov for hver time gjennom ett representativt klima-år. Lastprofilene ble stort sett laget på grunnlag av opplysninger fra den enkelte kunde om driftsmønster, bygningstype, alder, osv. For enkelte kunder er det benyttet reelle effektprofiler fra andre steder som grunnlag. Kostnaden for elektrisitet er modellert slik at gjennomsnittlig spotpris blir ca. 500 NOK/ MWh, med variasjoner gjennom år og timer som Statnetts langtidsprognose.

Videre ble systemløsningen definert, bestående av delkomponenter som energisentral, varmepumpe, spisslast, akkumuleringstank og nærvarmerør til de ulike kunder. Hver komponent har en tilhørende investeringskostnad, levetid, driftskostnad og kapasitet. Investeringskostnadene ble anslått grovt som spesifikke kostnader (typisk NOK/MW kapasitet). Systemet velger så kapasitet på ulike deler etter hvorvidt det finner det lønnsomt å investere, samt driftsmønster på de ulike energikilder for hver time gjennom året.

Evalueringen foregår etter LCOE – Levelized cost of Energy, som er en gjennomsnittlig kostnad for varme over levetiden til systemet, på et overordnet nivå. Det er benyttet en rente på 4%, inflasjon på 2% som er vanlige forutsetninger for samfunnsøkonomisk analyse.

Som referanse er brukt et scenarie der alle kunder benytter el. kjeler til oppvarming. Det er videre modellert to ulike scenarier, basis-scenariet som inkluderer alle kunder i Figur 2, og et der man har lagt til en stor kunde som representerer tørking av biorest fra biogassfabrikken. I basis-scenariet er det gjort en rekke følsomhetsvurdering på ulike forutsetninger, blant annet kundegrunnlag, el-pris, investeringskostnader, dekningsgrad for varmepumper m.v. Dette gir nyttige signaler i valg av systemløsning og dimensjonering, samt sier noe om ulike forutsetningers påvirkning på lønnsomhet.

8.1.2 Resultater

LCOE for de ulike hovedscenarier vist i Tabell 2. Det er signifikant lavere kostnader å bygge det foreslåtte systemet enn å gjøre ingenting. Se hele rapporten for detaljer.

Tabell 2 Resultater systemsimulering LCOE og nettbelastning

	Referanse (basis)	Basis-scenarie	Referanse Scenarie 2	Scenarie 2
	Alle laster totalt 15 GWh) dekkes av lokale elkjeler	Alle laster (totalt 15 GWh) dekkes av ny energisentral og varmenett	Alle laster dekkes av lokale elkjeler	Alle laster (totalt 40 GWh) dekkes av energisentral og varmenett
LCOE (NOK/MWh)	1063	737	938	592
Maksimal nettbelastning (MW)*	4,36	2,1 (1-1,5)*	7,62	3,92 (2-2,5)*

*Simuleringen baseres på bruk av elkjel som spisslast. Ved bruk av f eks bioolje er anslått effektbehov (el) lavere, angitt i parentes.

I basisscenarioet er det gjort en rekke følsomhetsvurderinger. De viktigste gjennomgått under.

Tabell 3 Følsomhet varierende kundegrunnlag

Varierende kundegrunnlag	Uten Bratreiterøra	Uten Vestsida	Uten Malm Biogass	Uten fremtidig vekst
LCOE (NOK/MWh)	751	876	899	951

Tabell 3 viser resulterende LCOE ved bortfall av ulike kundegrupper. Tallene sammenlignes direkte med utgangspunktet for basis-scenariet i Tabell 2 (737 NOK/MWh). Jo mer LCOE øker ved bortfall, jo viktigere er den aktuelle kundegruppe for systemkostnaden. Bratreitøra driver så vidt kostnaden ned, mens Malm Biogass og framtidig vekst er svært viktige. Noe overraskende er den forutsatte veksten enda viktigere enn Malm Biogass. Uten den framtidige veksten er man nesten oppe på samme nivå som referansescenariet.

Varierende spotpris el	Spotpris = -30%	Spotpris = -20%	Spotpris = -10%	Spotpris = +10%	Spotpris = +20%	Spotpris = +30%
LCOE (NOK/MWh)	677	697	717	757	776	796

Dersom elprisen avviker fra forutsatt endres også LCOE. +30% tilsvarer 150 NOK/MWh økning i elpris, mens LCOE øker med 60 NOK/MWh. Dette er som ventet ettersom mengden man i systemet får ca 2,5 kWh varme pr kWh el.

Videre er økende diskonteringsrente vurdert, **Error! Reference source not found..** LCOE faller ved økende rente, ettersom verdien av fremtidige kostnader faller. Her er også estimert en nødvendig salgspris for varme som gir nåverdi lik 0 for de ulike renter. Disse salgsinntekter skal da tjene inn hele investeringen, samt driftskostnader. Salgsprisen påvirkes mye med økende diskonteringsrente, med ca 50% økning når man går fra 5 til 10% rente.

Økende diskonteringsrente	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Simulert LCOE (NOK/MWh)	737	701	673	652	635	622	611
Beregnet salgspris for break-even (nåverdibetraktning), (NOK/MWh)	1016	1118	1224	1335	1451	1567	1687

8.1.3 Konklusjoner

Hovedkonklusjonen er som følger, sitat rapport:

«Overordnet sett er det åpenbart samfunnsøkonomisk rasjonelt å etablere en energisentral med tilhørende investering i rørinfrastruktur ut til kundene i Malm. Strømnettet belastes vesentlig mindre enn om alle disse kundene skulle dekke varmebehovet sitt selv, og de totale systemkostnadene reduseres betraktelig.»

I tillegg vil vi trekke frem følgende observasjoner

- Følsomhetsvurdering av kundegrunnlag viser at de fremtidige kundene er meget viktige for lønnsomheten. Disse krever lav merinvestering, og de har gunstige lastprofiler. At man har tro på videre utvikling og vekst i kundemasse er viktig for realisering av prosjektet.
- Sammenlignet med en bedriftsøkonomisk betraktning favoriserer simuleringen CAPEX foran OPEX, på grunn av rentenivået.
- Ved økende diskonteringsrente bli ikke anlegget konkurransedyktig mot elektrisitet.
- Faseinndeling og vekst. Modellen tar ikke hensyn til byggefaser eller fasevis vekst. Her forutsettes at systemet skal utvikles over 10 år.

9 VALGT/ANBEFALT LØSNING

Basert på resultatene fra simuleringen gjennomgått over, velges ett scenarie for en grundigere kalkyle og bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Svakheten ved å benytte samfunnsøkonomisk analyse for optimalisering av system er at man benytter en rentesats på 4%, som er mye lavere enn et realistisk avkastningskrav. Ved realisering av anlegget ser vi for oss at det bygges og eies av en profesjonell aktør. I praksis vil avkastningskravet være høyere enn 4%, For eksempel opererer Enova med et standard avkastningskrav for fjernvarmebransjen på 6,8 %. Ved høyere avkastningskrav blir anleggsdeler som krever store investeringer relativt mindre lønnsomme. Systemsimuleringen kan dermed ventes å vri seg litt mot investeringskostnader og bort dra driftskostnader. Vi har hatt dette i tankene ved beskrivelse og kalkyle av system, og justert noe på dimensjonering av anlegg basert på resultater av følsomhetsanalysen.

9.1 Anleggsbeskrivelse

Systemsammensetning lik Basis-scenariet beskrevet i Multiconsults rapport (Vedlegg 1) legges til grunn, men med følgende modifiseringer.

- Dimensjonerende effekt er noe høyere for å hensynta dimensjonerende vinterforhold, som ikke inntreffer i Multiconsults analyse.
- Varmepumper på 2,5 MW installert effekt. Følsomheter tyder på at det bør velges høyere dekningsgrad enn i basis. Det deles på to separate varmpumper for best kapasitetstilpasning.
- Akkumulator tank settes til ca 12 MWh, eller ca. 500 m³ ved temperaturdifferanse på 25K.

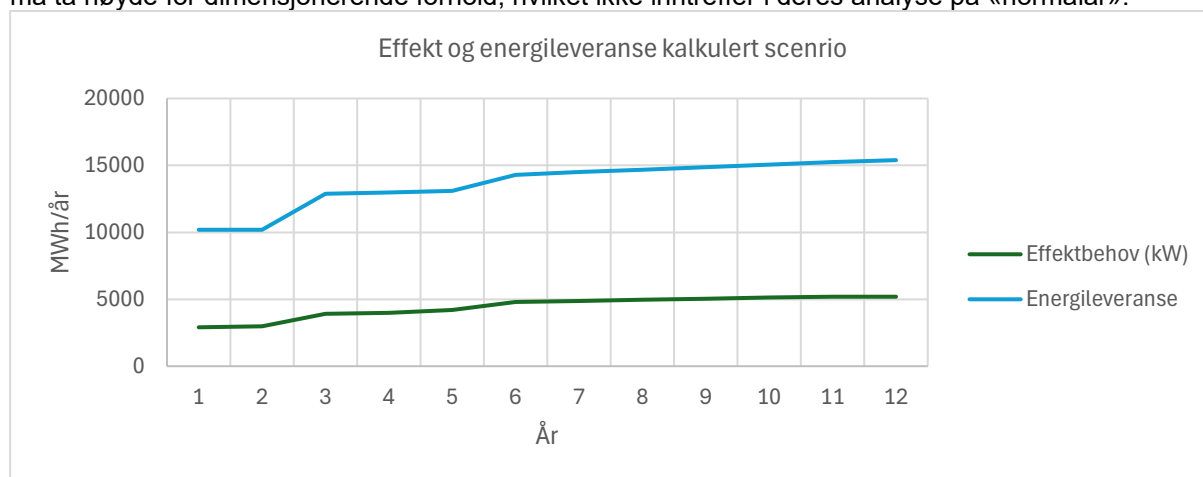
- Det forutsettes bio-oljekjel på 3 MW, fordelt på to enheter.

Følgende ytelser legges til grunn i kalkyler og lønnsomhetsberegninger.

Virkningsgrad (SCOP) varmepumper	3,2
Virkningsgrad Bio-oljekjeler	0,85
Energidekningsgrad varmepumper	95%
Tap i distribusjonsnett	8%
Elforbruk pumper/vifter etc, andel av varmeleveranse	4,5%

9.1.1 Utbyggingstakt og faseinndeling.

Basert på ovenfornevnte antagelser ligger følgende varmebehov og effektbehov til grunn for de første 12 år, med året 2026 som år 0. Effektbehovene er noe høyere enn i Multiconsults simulering, fordi vi må ta høyde for dimensjonerende forhold, hvilket ikke inntreffer i deres analyse på «normalår».



Figur 10 Effektbehov og energileveranse første 12 år.

Det er forutsatt at man bygger hovedstamme til Malm Industripark i år 1, og hovedstamme vest i år 2, med tilknytning av eksisterende kunder. Forsyning til Bratretøra år forutsatt bygd senere, år 5, når det etableres tilstrekkelig kundegrunlag her. Energisentral med varmeopptak bygges i år 0 og 1.

9.2 Kalkyle

Ovenfor beskrevet anlegg er kalkulert. Kalkylen er å anse som et estimat basert hovedsakelig på erfaringstall for komponenter og distribusjonsnett, samt noen budsjettpriser for større komponenter. Investeringer er lagt til aktuelt år basert på ovenfor nevnte utbyggingsplan.

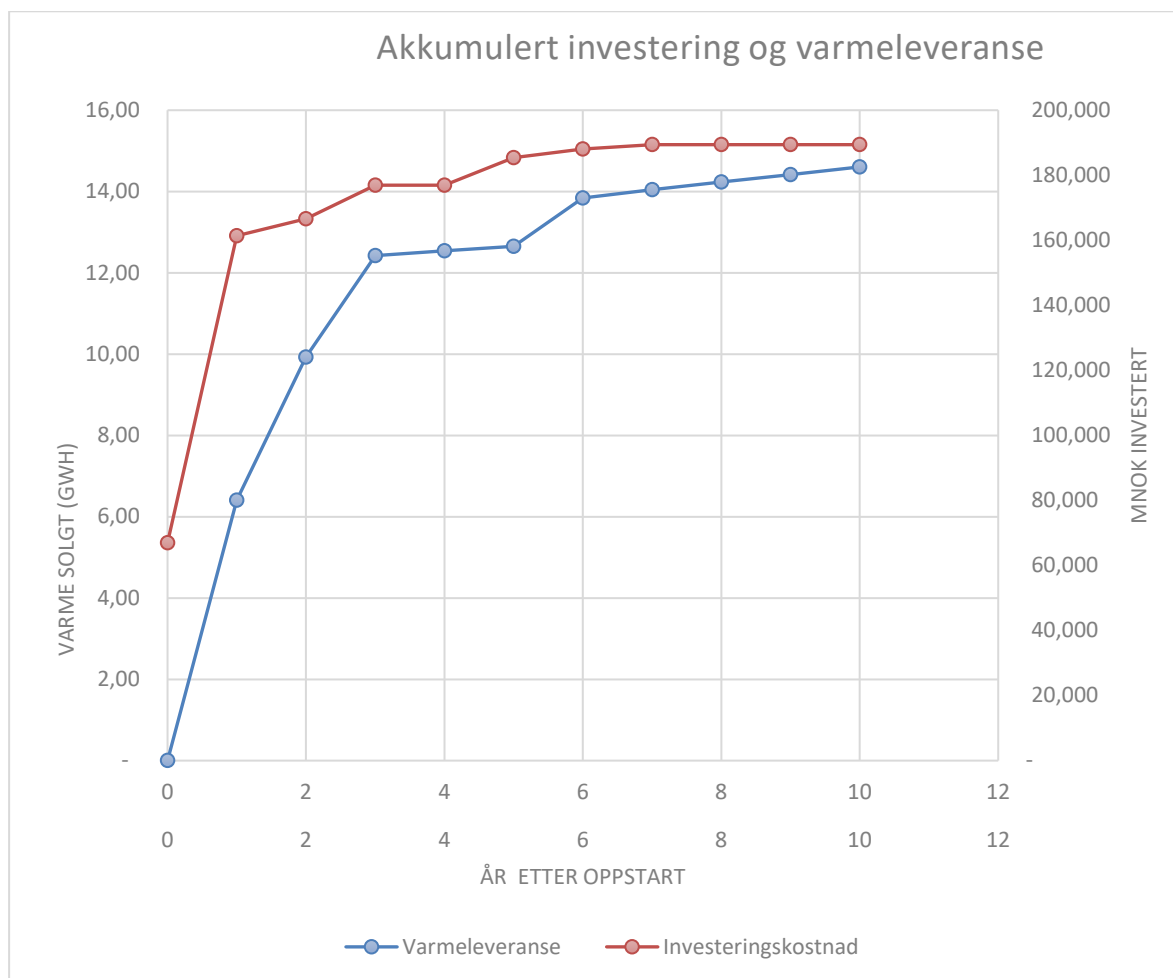
9.2.1 CAPEX

Investeringskalkyle er oppsummert i Tabell 4. Total investeringskostnad er på ca 190MNOK. Dette er noe høyere enn simulerte kostnader fra «basis-scenariet» i foregående kapittel. Det er ikke lagt til usikkerhetsavsetning. Priser baseres på erfaring og budsjettpriser.

Tabell 4 Investeringskalkyle

#	Prosjektkalkyle alle faser	NOK	Kommentar
	Entreprisekostnader + PRO		
2	Energikilde/varmeopptak	17 600 000,00	Erfaringsbasert
3	Energisentral inkl akkumulering, og nettilknytning	66 550 000,00	Erfaringspriser og budsjettpriser
5	Distribusjonsnett inkl. grøfter	47 458 000,00	Basert på erfaring
6	Kundesentraler og stikkledninger	19 556 000,00	Basert på erfaring
7	Bygg og infrastruktur (VA/Vei etc) for energisentral	8 000 000,00	Gjetning. Rund sum.
Sum 1-8	Sum Entrepriiser ink PRO	159 164 000,00	
	Generelle kostnader	8 %	Detaljprosjektering for den enkelte bygningsdel (delprosjekt) er medtatt der.
9	Planlegging, Prosjektledelse, Administrasjon	12 733 120,00	For alle prosjektets faser.
Sum 1-9	<i>Byggekostnad, basisestimat</i>	171 897 120,00	
	Uspesifiserte kostnader	10 %	
10	Forventet tillegg	17 189 712,00	
Sum 1-10	Byggekostnad P50	189 086 832,00	

Investeringsprofilen (Figur 11) forteller når investeringene kommer, sammenlignet med når varmesalget kommer. 85% av investeringen kommer i starten i år 0,1 og 2. Resterende investering er hovedsakelig stikkledninger og kundesentraler, samt tilknytning til Bratretøra og en varmepumpe nr. 2 i år 5.



Figur 11 Investeringsprofil

9.2.2 OPEX

Drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til varmepumpebaserte nærvarmeanlegg er erfaringsmessig variable. Sammenlignet med f. eks sjøvannsbaserte anlegg må her påregnes noe ekstra vedlikehold ifm. varmeveksling av gruvevann, behov for ettersyn og rensing/spyling av veksler etc. Basert på erfaring settes totale drift og vedlikeholdskostnader til 140 NOK/MWh levert varme, tilsvarende ca 2MNOK/år ved fullt utbygd anlegg.

For energikostnader forutsettes Enovas prisbane, pr nå 474NOK/MWh. For næringskunder, inkludert nettleie, effektkostnad og avgifter (eks mva.) tilsvarer dette ca 0,9 NOK/kWh. Dette er også prisenivået som i utgangspunktet er lagt som varmepris til kunder. Mer om ulike prismodeller i kapittel 10. Nøyaktig pris vil avhenge av effektforbruk hos den enkelte kunde. Nivåer på avgifter/nettleie som i dag. For bio-olje forutsettes en energipris på 1,60 NOK/kWh.

9.3 Lønnsomhetsberegning

Følgende forutsetninger er lagt til grunn; Analyseperiode 25 år. Det settes en restverdi på anleggsdeler som har lenger levetid. Avkastningskrav: Enova sitt standard avkastningskrav benyttes som utgangspunkt, dette er pr tid 6,8 % (Enova, 2025). Følsomheter for ulike avkastningskrav er beregnet. Varmepriis er satt lik elpris som utgangspunkt. Her er ENOVA sin pris på elektrisk kraft (pris spot per 01.12.2025) lagt til grunn. I tillegg kommer forbruksavgift og ENOVA-avgift. Dette, pluss spotpris utgjør varmepris i beregningene. Effektpriis kommer i tillegg, og er inkludert i lønnsomhetsberegningen.

Resultater er oppsummert i Tabell 5. Resultatene forstås slik at en gitt kombinasjon av avkastning og varmepris gir et nødvendig nivå på investerings-støtte eller anleggsbidrag for at nåverdien skal bli større enn null. Hovedresultatet viser at ved 6,8% avkastning og Enova sin elpris så trengs det ekstern finansiering av investeringer på 45% eller ca 85MNOK. Det betyr videre at inntekter fra varmesalg kan finansiere ca 100 MNOK investering.

Tabell 5 Resultat lønnsomhetsberegning

Avkastning/ Diskonteringsrente	Varmepris	Nødvendig ekstern finansiering av CAPEX (Støttenivå/anleggsbidrag)
6,8%	Som Enova prisforutsetning for el*	Ca. 45%
Ved 10 øre redusert varmepris ift Enovas prisforutsetning:		
6,8%	-10 øre ift Enova prisforutsetning*	Ca. 55%
Behov for støttenivå ved økende diskonteringsrente.		
8%	Som Enova prisforutsetning for el*	Ca. 60%
10%	Som Enova prisforutsetning for el*	Ca. 65%

*474 NOK/MWh eks avgifter, nettkostnader og mva.

Videre er vist konsekvensen av en lavere varmepris. Ved 10 øre prisavslag trengs 55% eller vel 100MNOK ekstern finansiering.

De neste to linjer viser hva økende diskonteringsrente har å bety for lønnsomhet. Ved 2% økning i diskonteringsrente øker behovet for ekstern finansiering av prosjektet med ca 5%.

Når det gjelder prisbane for el/varme vil høyere elpris og varmepris bedre lønnsomheten. Omtrent halvparten av årlige inntekter går med til driftskostnader og kjøp av elektrisitet. Ved salg av varme etter forbruk er lønnsomheten følsom for endring i solgte/produserte volumer. Denne risikoen kan avlastes ved ulike prismodeller diskutert i neste avsnitt.

10 FORETNINGSMODELL OG FINANSIERING.

I alle scenarier vi har sett på her er samlet installert effekt under 10MW, og det er da ikke konsesjonspliktig etter energiloven. Dette anlegget å betegne som et *nærvarmeanlegg*. Dette betyr også at man pr i dag ikke er omfattet av prisregulering for fjernvarme, og det er i prinsippet fri prissetting. Det er heller ingen lovbestemt tilknytningsplikt for kunder, eller leveranseplikt hos leverandør. Alle kundeforhold er privatrettslige.

10.1 Eierskap.

Ulike eierskapsløsninger kan være aktuelle, for eksempel at kundene selv er medeiere i nærvarmeanlegget. Vår oppfatning er imidlertid at bygging/drift/vedlikehold av slike anlegg krever kompetanse og erfaring på feltet, samt at det er en fordel at den som eier anlegget selv drifter dette. Derfor mener vi at et nærvarmeanlegg bør bygges, eies og driftes av en profesjonell aktør. Deleierskap kan være aktuelt.

10.2 Prismodell kunder

Som nevnt over er det fri prissetting. Noen anbefalte prinsipper for prissetting er likevel gitt under.

Det er slik at produksjonskostnaden for varme i et slikt anlegg vil avhenge av elektrisitetsprisen. Innkjøpt elektrisitet vil utgjøre bortimot halvparten av solgt varmevolum (kWh). En prismodell bør derfor kobles til elpris, slik at nærvarmeleverandør slipper å bære stor risiko opp mot elpris. Man kan tilby en flatere prisbane f. eks. slik at dersom elprisen doubles, med et fastbeløp i bunn, og et påslag på f. eks 50% av elpris.

Effektprising er aktuelt her, ettersom investeringskostnader i stor grad drives av effektbehov. Slik sett bør kunder som har et kortvarig høyt effektbehov betale mer pr kWh enn kunder som har jevnt behov over året. Denne mekanismen er kjent fra nettleie.

En annen forutsetning for prissetting, slik vi ser det, er at varmeprisen er konkurransedyktig mot alternative energikilder. Dette er pr i dag hovedsakelig elektrisitet, men kan også være lokale varmepumper. En høyere varmepris enn el-pris vil gjøre det vanskelig å holde på kunder i det lange løp. Prisnivået bør ligge på eller under elpris over tid. Det er likevel mulig å tilby fastpriskontrakter, ved eventuelt å sikre prisen på elkostnader.

Som lønnsomhetsberegning antyder er solgt volum viktig. Det kan derfor være hensiktsmessig å inngå kontrakter med fastpris, i alle fall for en del av kundene. Dette vil ta ned risikoen for utbygger av nærvarmeanlegget også. Under er tre aktuelle prismodeller vi ser for oss kan tilbys.

10.2.1 Fastpris

Kunde betaler fast for varme innenfor et definert gitt forbruksintervall. Ved forbruk avvikende utenfor avtalt intervall avregnes dette mot en på forhånd avtalt varmepris. Kunde får faste månedlige kostnader uavhengig av forbruk. Fordelen for kunde blir at det er en stabil forutsigbar kostnad. Tilsvarende blir det stabile forutsigbare inntekter for nærvarmeselskap.

10.2.2 Fast kWh-pris for varme.

Varme selges til en på forhånd avtalt pris per kWh. Prisen vil bestå av et energiledd og et effektledd. Kunder med lavt effektbehov og høyt energiforbruk vil ha litt lavere pris enn kunder med høyt effektbehov og lavt energibehov. Gir økt forutsigbarhet.

10.2.3 Flytende varmepris

I prinsippet som fjernvarmepris dannes i dag. Månedlig avregning av energiforbruk mot gjennomsnittlig spotpris for elektrisitet + påslag for avgifter og nettleie. Pris og forbruk varierer. Det kan avtales «dempning» mot spotpris, det vil si et fast påslag i bunn, + f. eks. halvparten av spotpris.

10.3 Finansiering

Som vist i lønnsomhetsberegning er et nærvarmeanlegg avhengig ekstern finansiering eller støtte, salgsinntekter fra varme er ikke alene nok til finansiere anlegget. Vi ser investeringsstøtte fra virkemiddelapparatet, og anleggsbidrag fra kunder som de mest aktuelle løsninger.

Investeringsstøtte.

Enova har i sitt gjeldende program for fjernvarme/nærvarme dekning for inntil 40% av investeringskostnader. Dette anlegg vil kunne passe til kriteriene for dette program. Andre aktuelle virkemiddelaktører kan være Innovasjon Norge eller Grønn Plattform.

Anleggsbidrag for kunder.

Som nevnt over er det naturlig at kunder dekker deler av investeringskostnader knyttet til stikkledning og kundesentraler, da en tilknytning i de fleste tilfeller vil spare kunden for egne investeringer. Kostnadene for dette er kalkulert til ca 20MNOK. Forutsatt at kundene belastes hele beløpet utgjør dette 10% av total investering.

11 KONKLUSJON

Det er teknisk fullt mulig å utnytte gruvevarme som varmekilde til et varmepumpebasert nærvarmeanlegg i Malm. Potensialet for varmeuttak er stort, men med synkende vanntemperatur ved økende uttak. I praksis er det snakk om 20-40 GWh/år med opprettholdelse av akseptabel vanntemperatur.

Potensielt kundegrunnlag i Malm er ca 10 GWh fra start, dette forutsetter etablering av Malm Biogass og Måsøval. Malm Biogass fremstår som en nøkkelpotensial. En viktig faktor for å få lønnsomhet i prosjektet og man bør ha sikret volum på oppimot 10GWh ved oppstart. Man ser for seg en vekst på ca 5 GWh i løpet av de første 10 år. At man skaper grunnlag for, og har tro på en slik vekst, er viktig mht lønnsomhet og realisering.

Anbefalt løsning er å bygge en felles varmesentral nær gruven, og distribusjonsnett av varmtvann på ca 75°C. Fullt utbygd nett blir 4-5 kilometer. Med spiss/reservelast basert på bioolje, samt akkumuleringstank for effektutjevning kan nærvarmeanlegget avlaste nettet med elektrisk effektbehov på 3-4MW, og slik muliggjøre videre industri- og næringsutvikling i Malm.

Bygging av et slikt anlegg virker rasjonelt i et samfunnsperspektiv. En samfunnsøkonomisk betraktning av LCOE viser også at det er økonomisk fornuftig. Den forutsatte vekstprognosen er viktig for lønnsomheten. Man må ha tro på videre vekst og utvikling.

Investeringskostnader for valgt scenarie er kalkulert til ca 190MNOK. For å få lønnsomhet i prosjektet er det nødvendig med ekstern finansiering (investerings-støtte eller anleggsbidrag) på ca 50% av investeringskostnaden, da med en varmepris på nivå med strømpris. Pr i dag har Enova sitt fjernvarmeprogram, som vil kunne passe dette prosjektet, støttenivåer på inntil 40%. Anleggsbidrag fra kunder som tilknyttes er nødvendig for sikre tilstrekkelig finansiering for å få tilstrekkelig lønnsomhet i prosjektet.

For kundene av varme og aktører som vurderer etablering vil et nærvarmeanlegg tilgang til en stabil varmekilde året rundt, som er enkel å etablere hos kunde. Det kreves rørtilkobling inn i bygg, og et lite areal til vekslercentral. Drift og vedlikehold er begrenset til kundens varmeanlegg. Tilgangen på varme kan være en fordel for aktører som vurderer etablering. Det kan tilbys ulike prismodeller for varme. Prisnivået bør ligge oppunder elpris, som er forutsatt 0,47 NOK/kWh eks. nettleie, effektkostnad og avgifter for næringskunder.

Det bør arbeides videre med avklaring av prosjektfinansiering, og varmebehovet hos de viktigste kunder.

12 VEDLEGG

Vedlegg 1: 10267817-01-ENE-RAP-01 multiFlow energisystem Malm

Vedlegg 2: Kart over traseer.

13 REFERANSER

Eggen, G. (1997). *Utnyttelse av varme fra Malm Gruver*.

Enova. (2025, Nov). Hentet fra enova.no: <https://www.enova.no/nb/bedrift/sokerinformasjon/aktuelt-om-sokerinformasjon/normalavkastning-i-lonnsomhetsberegninger>

Evjemo, J. O. (2019). *Bruk av temperert vann fra gruvene i Malm til akvakulturformål*. Sintef Ocean.

Salva, n. 1. (1988).