

Sunnfjord Næringspark – vurdering av bergvarme

Eviny Termo AS



Dokumentinformasjon

Oppdragsgiver:	Eviny Termo AS
Tittel på rapport:	Sunnfjord Næringspark - vurdering av bergvarme
Oppdragsnavn:	Energianalyse Sunnfjord næringspark
Oppdragsnummer:	649098-01
Utarbeidet av:	Johanne Strålberg m.fl.
Oppdragsleder:	Randi Kalskin Ramstad
Tilgjengelighet:	Åpen

Kort sammendrag

Asplan Viak har på oppdrag fra Eviny Termo gjort en vurdering av to alternative bergvarmeløsninger inkludert lønnsomhetsberegninger til Sunnfjord næringspark. Arbeidet omfatter i tillegg en tidligfasevurdering av energibehovet til næringsparken med og uten datasenter. Per nå er det sannsynlig at det blir etablert et datasenter i næringsparken, men tidspunktet for dette er usikkert. Videre er det avklart at Sunnfjord Miljøverk vil etablere seg. Utover dette er det uavklart hvilke aktører som kommer.

Resultater og anbefalinger fra arbeidet:

- Etablering av et bergvarmeanlegg for felles varme- og eventuelt kjøleforsyning vil være mest kostnads- og arealeffektivt. Løsningen forutsetter at energibrønnene blir oppladet i sommerhalvåret ved at de blir tilført overskuddsvarme. Overskuddsvarme kan være fra kjøling av byggene og/eller datasenteret, via tørrkjøler eller andre kilder.
- En felles løsning krever at det blir etablert et felles distribusjonsnett for varme, og eventuelt kjøling. Det er hensiktsmessig og mest kostnadseffektivt at dette blir samkjørt med infrastruktur for vann og avløp. En felles varmforsyning er en forutsetning for å kunne utnytte overskuddsvarme fra et eventuelt datasenter. Ulempen er at det krever

01	9. jul. 2025	Nytt dokument	JS, MS, ÅF, RKR, HH	RKR, HH
Ver	Dato	Beskrivelse	Utarb. av	KS

en forskuttet investering før man kan forvente inntekter fra salg av varme og eventuelt kjøling. Det anbefales å gå i dialog med Enova om risikoavlastning og mulig støtte til merinvesteringen i et felles varme- og eventuelt kjølenett. Videre bør det undersøkes om SIVA kan være en mulig samarbeidspartner.

- Etablering av et datasenter innebærer at det blir store mengder overskuddsvarme tilgjengelig. I beregningseksemplet har vi antatt at 90% av strømforbruket til et datasenter med 40 MW i tilført elektrisk effekt kan utnyttes som overskuddsvarme, noe som utgjør ca. 250 GWh/år. Tilgjengelig overskuddsvarme blir da i størrelsesorden 33 ganger mer enn varmehovet i hele næringsparken.
- For å utnytte overskuddsvarmen blir det viktig å jobbe aktivt med å tiltrekke seg virksomheter med høyt varmebehov til næringsparken. Sirkulær bruk av overskuddsvarmen til verdiskapning, inkludert tilrettelegging for dette via et felles system for varmedistribusjon kan trolig bidra til å øke aksepten for etablering av et datasenter.
- Avhengig av datasenterets driftsmønster og temperaturnivåer, kan det være behov for både korttids- og langtidslagring av varme for eksempel i en felles brønnpark, samt produksjon av høyere temperaturnivå ved bruk av varmepumpe teknologi.
- Det anbefales en trinnvis utbygging av varmepumpeanlegget og energibrønnparken i takt med at bedriftene etablerer seg. Dersom det etableres et datasenter i næringsparken, kan antall energibrønner reduseres vesentlig, til omtrent halvparten. Her vil formålet med energibrønnene være å levere varme til varmepumpene i perioder med lite overskuddsvarme fra datasenteret. Det må arbeides videre med å detaljere brønnparken i forhold til behov, kostnadseffektivitet og med tanke på å øke andelen frigjort strøm i topplastperioder.
- For å få et mest mulig effektivt nærvarmeanlegg er det viktig at byggene i området etableres med lavtemperatur varmedistribusjon (gulvvarme og konvektorer). Her bør det stilles krav til maksimalt temperaturnivå inn til byggene ved dimensjonerende utetemperatur (DUT). I tillegg gir lading av brønnene en høyere kildetemperatur til varmepumpene. Dette øker varmekapasiteten og COP-faktoren til varmepumpene (andelen strøm versus levert varme fra varmepumpen), slik at de kan levere mer varme ved bruk av mindre strøm. Dette bidrar til bedre lønnsomhet for anlegget.

Forord

Asplan Viak har på oppdrag fra Eviny Termo gjort en tidligfasevurdering av energibehov, to alternative bergvarmeløsninger og tilhørende lønnsomhetsanalyse til Sunnfjord Næringspark. Aleksander Frøyen har vært Eviny Termo AS sin kontaktperson for oppdraget, i tillegg har Stian Totland og Morgan Eriksen deltatt i arbeidet. Johanne Strålberg, Magne Syljuåsen og Åsmund Fossum har, sammen med Henrik Holmberg og Randi Kalskin Ramstad (oppdragsleder) i Asplan Viak gjort beregninger og utarbeidet rapporten. Karl Erik Johnsen har vært kontaktperson på vegne av Sunnfjord kommune. Henrik Holmberg har hatt ansvar for kvalitetssikring av arbeidet og rapporten.

Stjørdal, 09.07.2025

Randi Kalskin Ramstad
Oppdragsleder

Henrik Holmberg
Kvalitetssikrer

Innholdsfortegnelse

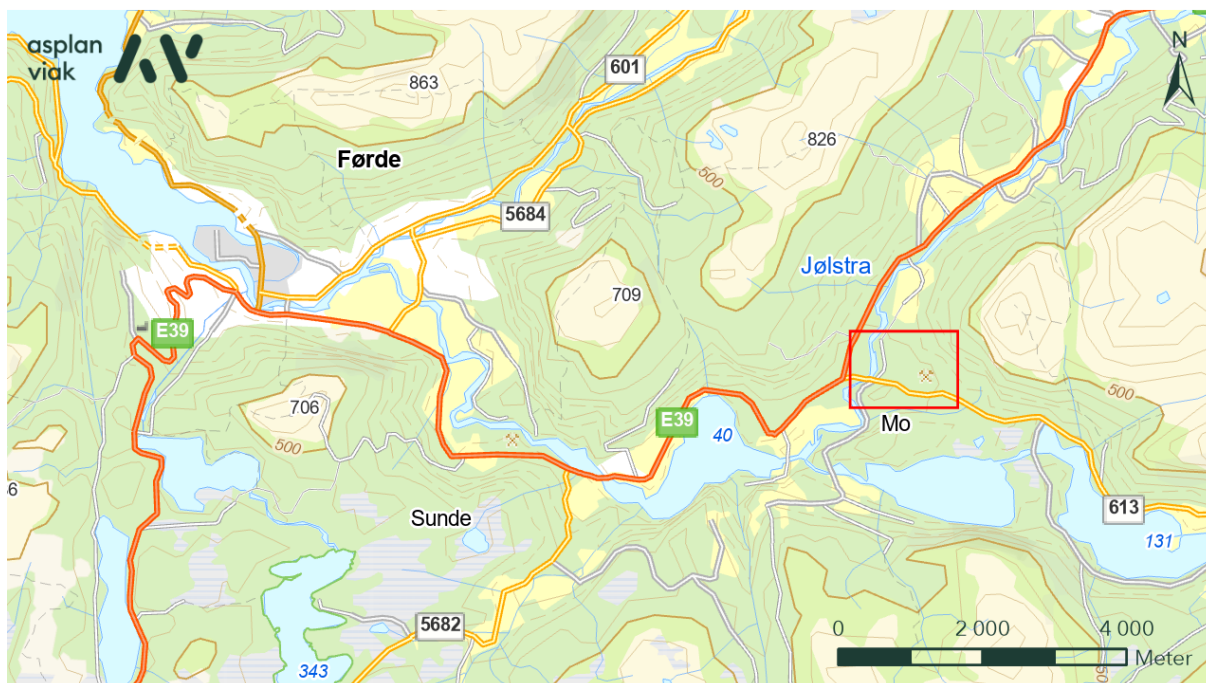
1.	Innledning	5
1.1.	Om prosjektet	5
1.2.	Prisområde NO3 – forventet økende forbruk av strøm	7
2.	Beregning av energibehov	9
2.1.	Bygningsmodell	9
2.2.	Bygningenes energibehov	10
2.3.	Energibehov med datasenter	11
3.	Bergvarme	14
3.1.	Beskrivelse av teknologien	14
3.2.	Testbrønner og resultater fra termisk responstester	15
3.3.	Alternativer for bergvarme – dimensjonering av brønnpark	16
4.	Lønnsomhetsanalyse	23
4.1.	Investeringskostnader	23
4.2.	Enovastøtte	24
4.3.	Strømkostnad	24
4.4.	Nåverdiberegning	30
5.	Diskusjon, oppsummering og anbefalinger	33

1. Innledning

1.1. Om prosjektet

Sunnfjord kommune utvikler Sunnfjord Næringspark øst for Førde, markert med rødt rektangel i figur 1. Delområdet K1 er utbygd, mens K2-4 er i detaljregulering (figur 2). Området ligger inntil Moskog transformatorstasjon. Det er aktuelt at området K5 (figur 3) tilkommer da kommunen har avtale om kjøp av ca. 65 dekar av dette arealet. Dette tilsvarer en arealutvidelse på ca. 25% og tilsvarende i energibehov.

Sunnfjord Næringspark har fått støtte fra Vestland fylkeskommune, og skal utvikle en energiplan som omfatter vurdering av energikilder, kapasitet, nettilgang og planlegging av framtidsrettet infrastruktur, inkludert en energisentral og ladestasjon nær E39 og fylkesvei 613. Målet er å gjøre næringsparken så klimanøytral som mulig, i tråd med fylkeskommunen sin næringsstrategi. Parken vil ha en grønn profil som gir konkurransefortrinn for etableringer og styrker rollen som en av de største næringsparkene mellom Bergen og Ålesund. Sunnfjord kommune og Eviny Termo samarbeider om energiforsyningen, og det er tidligere gjort en mulighetsstudie ([2024](#)).



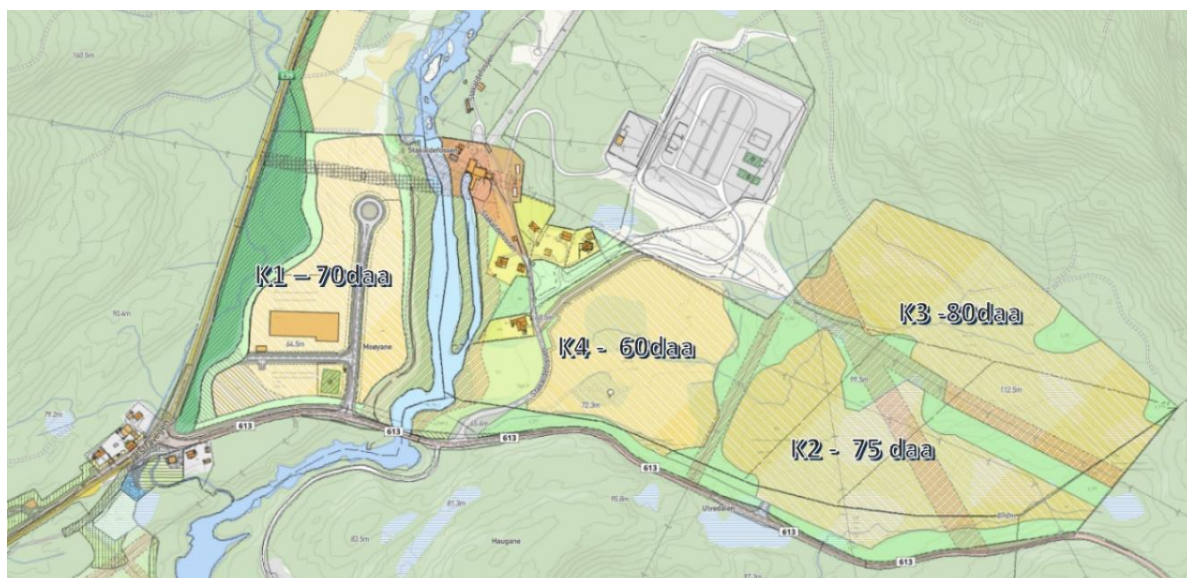
Figur 1. Plassering av Sunnfjord Næringspark nord for fylkesvei 613.

Det er foreløpig i stor grad usikkert hvilke næringsbygg og aktører som skal etablere seg i næringsparken. Det som vil være mest avgjørende for energibehovet og energiforsyningsløsningen er hvorvidt et eller flere datasentre vil etablere seg. Et datasenter har et svært høyt strømforbruk, men genererer samtidig overskuddsvarme som kan brukes til varmekrevende industriprosesser, og/eller oppvarming av andre bygg i næringsområdet dersom det tilrettelegges for det.

Per nå er det avklart at Sunnfjord Miljøverk vil etablere seg i næringsparken. Videre er det sannsynlig at et datasenter vil bli etablert, men tidspunktet for dette er usikkert. Utover dette er det ikke avklart hvilke andre aktører og virksomheter som vil etablere seg i næringsparken.

Arbeidet til Asplan Viak omfatter:

- Innledende energibehovsberegninger for utbygging av område med og uten datasenter.
- Innledende dimensjonering av to alternativer for etablering av bergvarme for å forsyne næringsbyggene med varme, samt tilhørende overordnet lønnsomhetsanalyse og nåverdiberegning.
- Diskusjon av resultater og anbefalinger for videre arbeid.



Figur 2. Gjeldende reguleringsplan for området der K1 er utbygd, og K3, K4 og K5 er i detaljregulering.

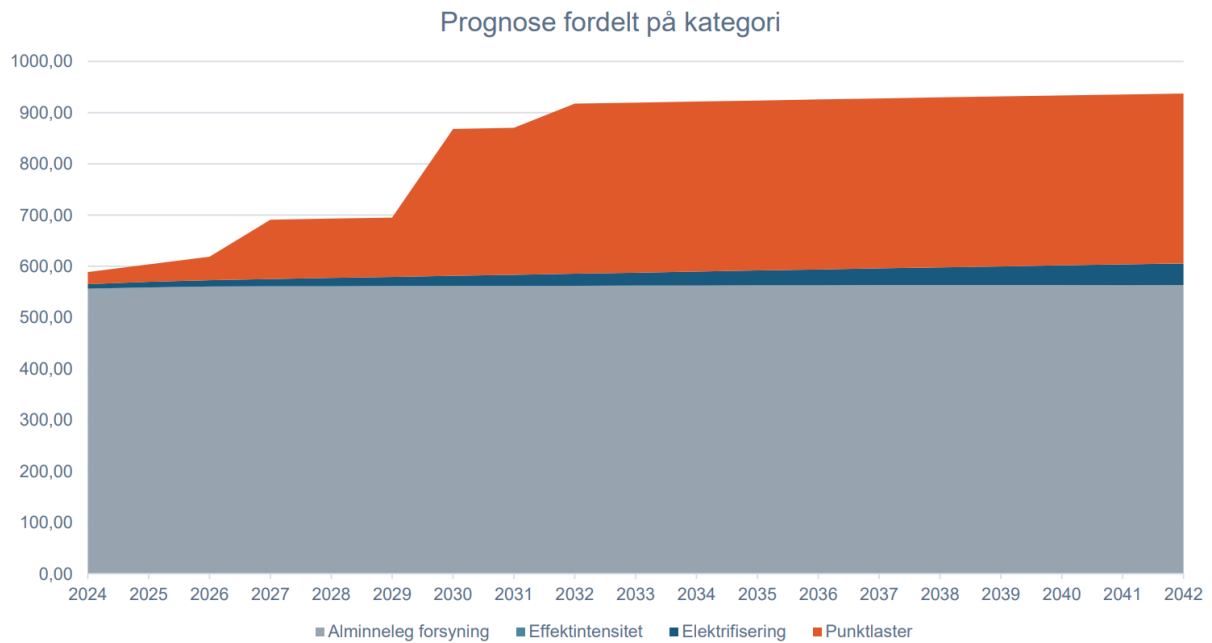


Figur 3. Område K5 i øst vil potensielt tilkomme. Kommunen har avtale om kjøp av ca. 65 dekar.

1.2. Prisområde NO3 – forventet økende forbruk av strøm

Sunnfjord næringspark ligger i prisområde NO3 Midt-Norge. Prisområdet er avgrenset av Sognefjorden i sørvest, Dovre i sørøst og Tunnsjødal i nord. Nettselskapet Tensio i Trøndelag har gjort en gjennomgang av hvilke aktører som har fått reservert kapasitet og hvem som står i kø i prisområdet ([Bersvendsen 2025](#)). Ut fra gjennomgangen vil dagens forbruk av strøm øke fra ca. 27 TWh/år til opp mot ca. 50 TWh i 2050. Elektrifisering av sokkelen utenfor Haltenbanken er blant de nye store forbrukerne i tillegg til datasentre. Figur 4 viser et eksempel på forventet forbruk i Tensio sitt nettområde i NO3 med forventet kraftig forbruksvekst i 2029-2030.

Nasjonalt viser en oversikt fra Statnett ([2025](#)) at det er meldt inn forespørsler på til sammen 28,1 GW med ønsker om nytt kraftforbruk i hele Norge. I underkant av 1/3 av dette er aktører som allerede har fått reservert kapasitet, mens litt over 2/3 enten står i kapasitetskø eller er registrert som «andre aktive saker» som foreløpig ikke har fått en plass i køen ([Tensio 2025](#)). Til sammenligning er det høyeste registrerte samtidige strømforbruket i Norge 25,23 GW, noe som skjedde i timen mellom kl. 9-10 den 12. februar i 2021 ([Statnett 2021](#)). Med andre ord er ønsket om nytt forbruk høyere enn hittil høyeste registrerte forbruk av strøm.



Figur 4. Et eksempel på forventet forbruk i Tensio sitt nettområde i NO3 med kraftig forbruksvekst i 2029-2030 (Paulsen 2025). Merk at y-aksen er anonymisert, men i riktig skala som viser forholdet mellom «alminnelig forsyning» og «punktlaster».

Dette kapittelet beskriver scenariet for utbygging som ligger til grunn og energiberegningene for de antatte bygningene.

Næringsparken er delt inn i delområdene K2, K3 og K4, som vist i figur 2 og figur 5. Det samlede arealet er på omtrent 200 000 m², og det antas at omtrent 72 000 m² eller 36 % av grunnflaten bygges ut. Basert på dette er det plassert ut 26 fiktive bygningsflater som også er vist i figur 5. Byggene er en sammensetning av bygg med 1 og 2 etasjer som oppfyller TEK17-standard. Figur 6 viser en 3D-visualisering av de 26 fiktive bygningsflatene.



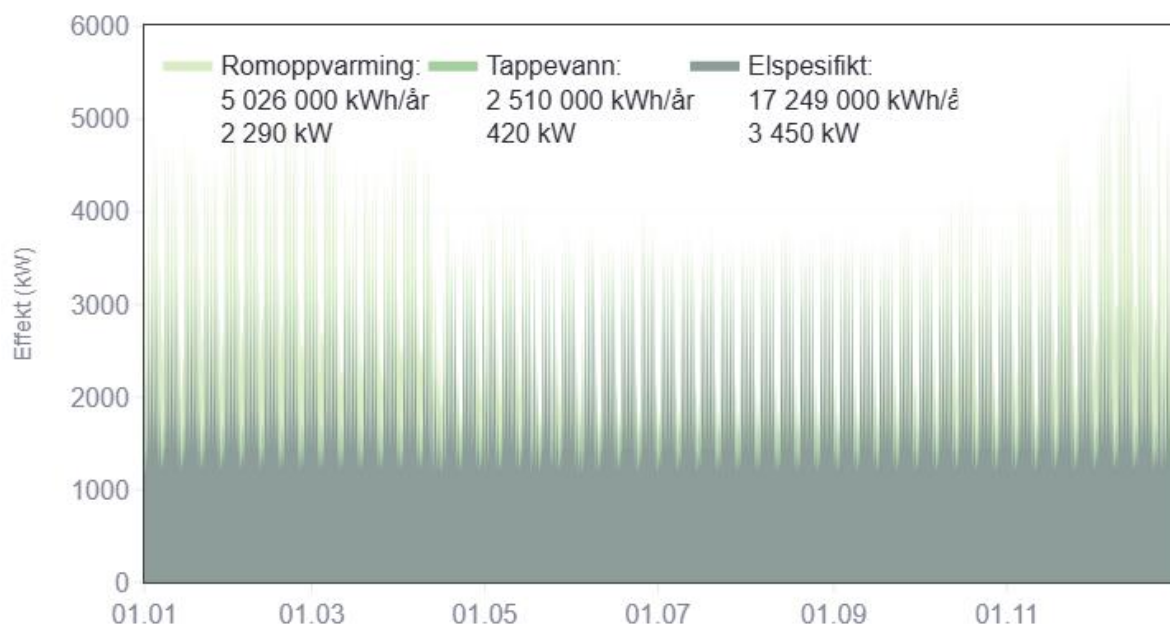
Rapport - Sunnfjord Næringspark - vurdering av bergvarme



Figur 6. 3D-visualisering av de 26 fiktive bygningene som er plassert ut på reguleringsområdet.

2.2. Bygningenes energibehov

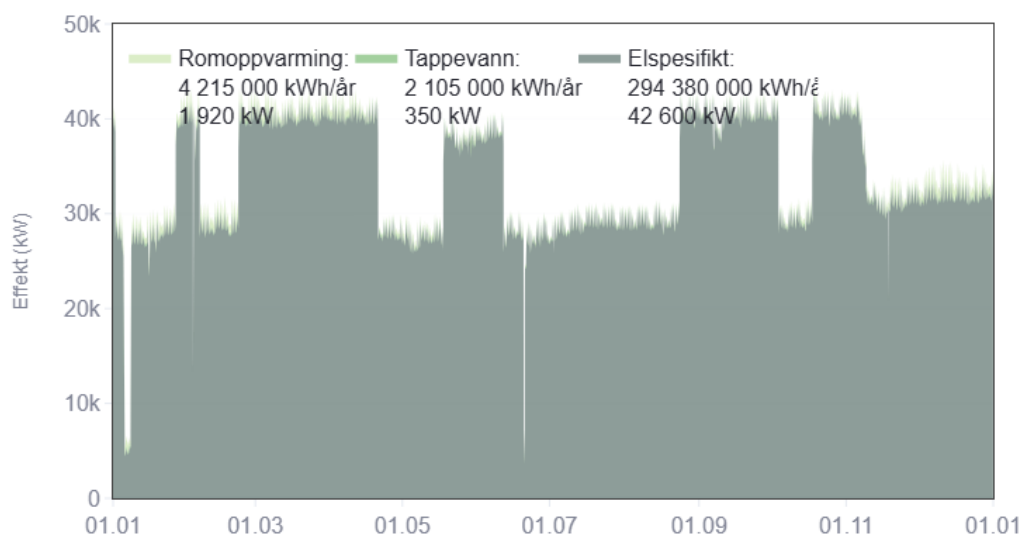
Bygningenes energibehov til oppvarming og elspesifikke formål (lys, maskiner mm.) er beregnet time for time ved hjelp av en det NTNU- og SINTEF-utviklede verktøyet PROFet ([Lien og Aasbø 2023](#)). Verktøyet benytter statistikk og måledata fra eksisterende bygg til å beregne lastprofiler basert på areal, bygningsstandard, bygningstype og utetemperaturserie. PROFet inneholder ikke en egen kategori for industribygg, ettersom deres energibehov til oppvarming og andre formål varierer sterkt med hva slags type industri det er snakk om. Det er derfor vanskelig å anslå energibehovet til næring basert på bruksareal sammenliknet med boligbygg som er mer standardisert. I denne beregningen brukes modellen for kategorien «Andre bygg» med en normalisert temperaturserie fra Bergen. Den resulterende timeserien for energibehov for hele området er vist i figur 7.



Figur 7. Lastprofil som viser antatt energibehov for de 26 fiktive byggene i Sunnfjord Næringspark, beregnet vha. PROFet. Kjøling er ikke inkludert.

2.3. Energibehov med datasenter

Etablering av et datasenter i næringsparken vil ha stor betydning for energibehovet til området. Det timesoppløste energibehovet til et datasenter er basert på årlig energifordeling til et annet datasenter og justert til 40 MW makseffekt. Figur 8 viser timeserien for datasenteret lagt sammen med timeseriene til resten av bygningsmassen fra figur 7. Romoppvarmings- og tappevannsbehovet er noe redusert siden deler av bygningsmassen er byttet ut med datasenter. Det elspesifikke behovet er totalt estimert til å være 294 000 000 kWh/år eller 294 GWh/år.



Figur 8. Timesoppløst energibehov til Sunnfjord Næringspark dersom det etableres et datasenter med 40 MW effektbehov.

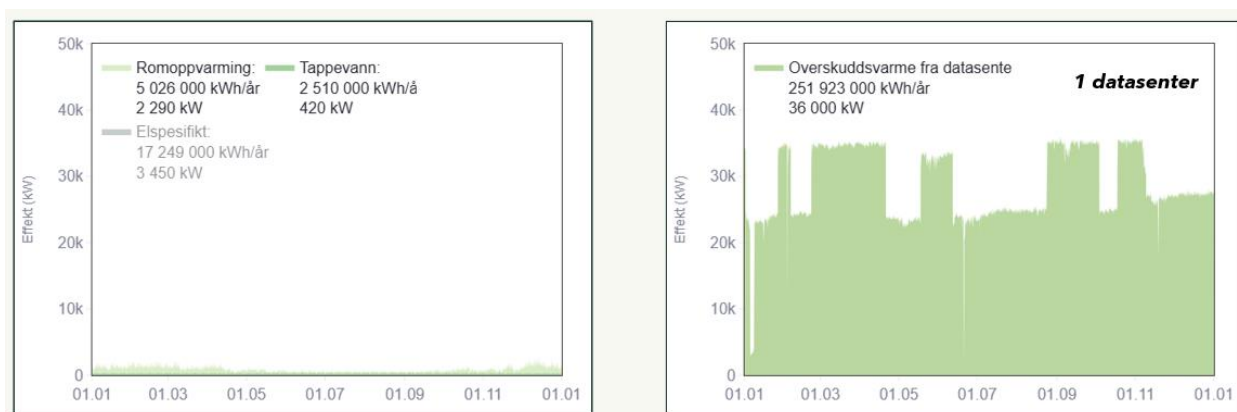
I teorien kan alt strømbruk til IT-utstyr i datasentre ende opp som overskuddsvarme. Temperaturen til overskuddsvarmen er avhengig av type kjøleteknikk som benyttes, og det avhenger igjen av type datasenter. Luftkjøling er en tradisjonell metode som ofte er tilstrekkelig for datasentre med moderate krav til kjøling. Den er likevel mindre effektiv for High Performance Computing (HPC) datasentre som genererer betydelig mer varme. Typiske temperaturer for luftkjøling ligger mellom 15 °C og 25 °C. Vannbasert kjøling bruker vann som medium for å transportere varme bort fra serverne. Denne metoden er mer effektiv enn luftkjøling og kan håndtere høyere varmebelastninger, noe som gjør den godt egnet for HPC-datasentre. Vannbasert kjøling kan oppnå lavere temperaturer, typisk mellom 15 °C og 30 °C. Væskeskjøling, også kjent som immersjonskjøling, innebærer at serverne nedsenkes i en dielektrisk væske som direkte fjerner varme fra komponentene. Denne teknologien er ekstremt effektiv og kan håndtere svært høye varmebelastninger, noe som gjør den ideell for HPC-datasentre. Løsningen reduserer datasenterets strømforbruk for kjøling med opptil 90 %.

I denne beregningen antas det at 90 % av strømforbruket til datasenteret kan utnyttes som overskuddsvarme, siden noe strøm brukes til drift av kjølesystemer og andre forbruk hvor overskuddsvarmen ikke kan utnyttes. Overskuddsvarmen fra et datasenter vil ha lav temperatur, og avhengig av formålet er det derfor ofte nødvendig at en varmepumpe løfter temperaturen for at overskuddsvarmen skal kunne utnyttes.

Driftsdata fra et datasenter viser at det kan forekomme perioder med lavt strømforbruk, noe som gir redusert varmeproduksjon. Siden overskuddsvarmen kun er et biprodukt av

datasenterets drift, er det viktig å sikre kontinuitet i varmeleveransen gjennom krav eller tekniske løsninger. Det kan derfor være aktuelt å etablere en brønnpark eller energilager for sikkerhet og mer fleksibilitet i energileveransen.

I figur 9 er overskuddsvarmen fra datasenteret (altså 90 % av strømforbruket) plassert ved siden av romoppvarmings- og tappevannsbehovet til den fiktive bygningsmassen. Figuren viser at overskuddsvarmen fra datasenteret er ca. 33 ganger større enn byggenes varmebehov. En meget stor andel av overskuddsvarmen vil derfor ikke kunne bli utnyttet av bygningsmassen i næringsparken. Derfor bør det vurderes om det er andre bygg eller formål i nærheten som kan utnytte overskuddsenergien. Dette kan for eksempel være annen industri med høyt varmebehov som for eksempel tørkeprosesser eller drivhus innenfor tilstrekkelig kort avstand til at kostnaden for fjernvarmerør ikke blir uforholdsmessig stor.



Figur 9. Effektforbruk gjennom et år uten datasenter (venstre) og med datasenter (høyre). Overskuddsenergien fra datasenteret er ca. 33 ganger større enn byggenes varmeenergibehov og overskuddseffekten er ca. 13 ganger større enn byggenes maksimale varmeeffektbehov.

Fra 1. april 2025 må de som planlegger å bygge nye datasentre med mer enn 2 MW samlet tilført elektrisk effekt gjennomføre en kost-nytteanalyse av mulighetene for å utnytte overskuddsvarme ([NVE 2025a](#)). Før kost-nytteanalysen ferdigstilles og sendes til godkjenning, skal kommune og fylkeskommunen, nettselskap, fjernvarmeselskap i nærheten, samt andre næringsdrivende involveres. Kost-nytteanalysen må være godkjent av NVE før bygging kan starte opp. Identifisering av mulige avtakere av overskuddsvarmen vil være et viktig fundament for kost-nytteanalysen. Som et minimum skal avtakere innenfor en radius på 2 km i luftlinje identifiseres. Mo jordbruksskole ligger ca. 1,6 km vest for Sunnfjord næringspark og kan være en mulig avtaker av overskuddsvarmen. Dersom man legger til grunn en framleggingskostnad på 10 000-20 000 kr/m, vil dette dreie seg om en investering i størrelsesorden 16-32 MNOK. Med samme grove kostnadstall, vil en tilsvarende framføring til Førde på ca. 12 km, tilsvare en investering på 120-240 MNOK.

3. Bergvarme

Bergvarme er en lokal stabil energiløsning, som kan dekke varmebehovet til næringsområdet og redusere behovet for strøm til oppvarming. I tillegg er det en teknologi som kan utnytte og lagre overskuddsvarme, og som kan være et supplement dersom det etableres et datasenter.

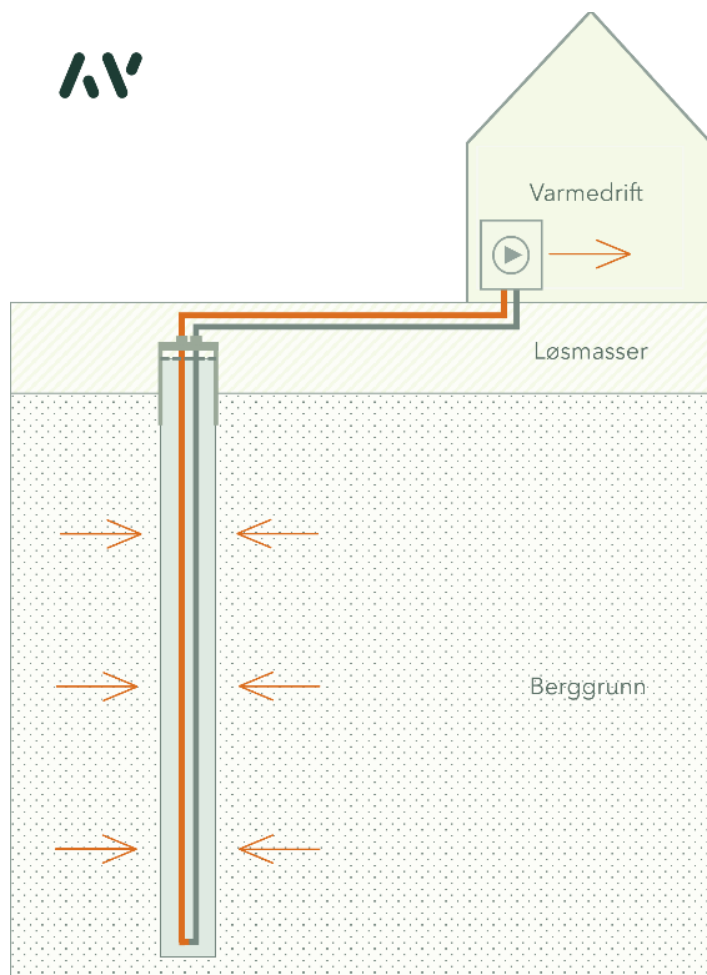
Siden etableringen av et datasenter ikke er endelig avklart, samt at driftsmønsteret er ukjent, er det beregnet to alternativer med bergvarme for å dekke byggenes varmebehov. Beregningene bygger på resultater fra tre termiske responstester som er utført i tre testborehull i næringsparken.

3.1. Beskrivelse av teknologien

Bergvarme med en energibrønn i fjell med lukket kollektor for uttak av varme og/eller kjøling er den vanligste grunnvarmeløsningen i Norge. Figur 10 viser en prinsippskisse av en energibrønn med en kollektorslange som er koblet til en varmepumpe i bygget. Energibrønner bores vanligvis til ca. 250 – 350 m dybde. Kollektoren er en U-formet plastslange i polyetylen med diameter 40-45 mm, og fylles med en frostsikker væskeblanding av vann og for eksempel etanol. Væsken sirkuler i kollektoren og henter varmen fra berggrunnen rundt borehullet. Varmepumpen hever temperaturen og leverer varmen til et vannbårent varmesystem (gulvvarme, radiatorer eller viftekonvektorer) og eventuelt til varmtvann. Siden mesteparten av energien kommer fra berggrunnen, trengs ca. 1 kWh strøm for å levere 3,5-4 kWh til oppvarming og varmtvann. Energibrønner kan også levere kjøling bare ved å sirkulere og varmeveksle kollektorvæsken mot for eksempel ventilasjonssystemet (frikjøling), eller ved å bruke varmepumpen som kjølemaskin.

Ved å utnytte grunnen til energiformål, kan samme system brukes til varme- og kjøleforsyning, og man får en effektiv og sirkulær bruk av energien der samme kilowattime brukes flere ganger. Behovet for tilført ekstern energi i form av elektrisitet eller tilleggsvarme og -kjøling blir minimal, også i topplastperioder. På denne måten frigjøres store mengder elektrisitet som kan brukes til mer høyverdige formål som verdiskaping, og sluttbruker får lavere og mer forutsigbare strøm- og effektkostnader. Bergvarme er en

bærekraftig energiløsning med lave indirekte og direkte klimagassutslipp, lavt materialbruk og lavt fotavtrykk (naturinngrep).



Figur 10. Bergvarmeanlegg med lukket kollektor i en energibrønn og væske/vann varmepumpe. Modifisert etter NGU (www.ngu.no).

3.2. Testbrønner og resultater fra termisk responstester

Det er utført termiske responstester i tre testbrønner på området. Resultatene er nærmere beskrevet i rapporten «Termiske responstester – Sunnfjord Næringspark» (Asplan Viak 2024). Det er anbefalt å dimensjonere etter en varmeledningsevne på $3,5 \text{ W/m}\cdot\text{K}$, som er mest representativ for den mineralogiske sammensetningen av bergarten. Grunnlaget som er benyttet til dimensjonering er vist i tabell 1.

Området er godt egnet for et tradisjonelt bergvarmeanlegg. På grunn av den påviste grunnvannsbevegelsen i testbrønn nummer 2, er evnen til å lagre varme over sesong usikker. Det anbefales derfor at man i det videre arbeidet etablerer et robust og fleksibelt bergvarmeanlegg med muligheter for å levere varme og kjøling. Ved å ha kontroll på varmemengdene som blir hentet ut og tilbakeført brønnparken over sesong gjennom overvåking og god styring, er det sannsynlig at anlegget kan oppnå en viss lagringsevne. Tidligere erfaring har vist at ved etablering av mange energibrønner i et mindre område der det opprinnelig var påvist grunnvannsbevegelse, vil grunnvannstrykket utjevne seg og lagringsevnen øker. Denne effekten kan også oppnås i Sunnfjord næringspark. Verdiene fra responstestene gir gode grunnlagsdata for videre design og dimensjonering av bergvarmeanlegget.

Tabell 1. Grunnlag som er benyttet i dimensjonering av energibrønnparkene i de to alternativene.

Uforstyrret temperatur (°C)	Effektiv varmeledningsevne (W/mK)	Termisk borehullsmotstand (mK/W)	Brønndybde (m)
7,2	3,5	0,12	300

3.3. Alternativer for bergvarme – dimensjonering av brønnpark

Dersom det ikke etableres et datasenter med overskuddsenergi, bør varmebehovet til byggene og elspesifikt behov dekkes av fornybare energikilder som bergvarme og solceller. Det kan bygges to ulike typer brønnparker for bergvarme:

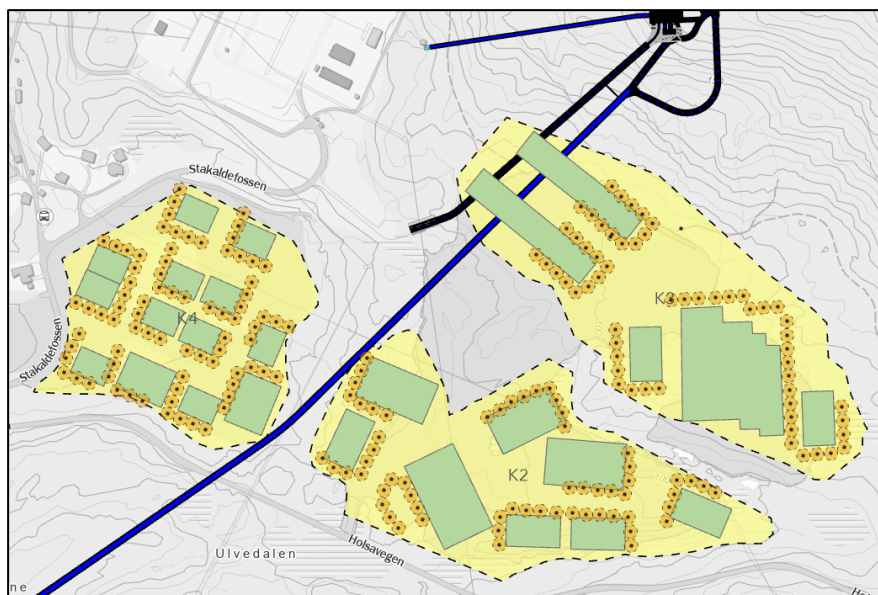
- **Alternativ 1:** Konvensjonelle brønnparker, hvert bygg har sin egen brønnpark.
- **Alternativ 2:** Balansert brønnpark, én felles stor brønnpark for alle byggene.

En konvensjonell brønnpark gir rom for gradvis utbygging i samsvar med byggingen av næringsbyggene. Brønnparken tilpasses behovet til hvert enkelt bygg, og hvert bygg får sin egen varmesentral. Brønnene bør plasseres med minst 15 m avstand mellom brønnene dersom de kun skal brukes til varmeuttak. En prinsippsskisse for dette er vist i figur 11.

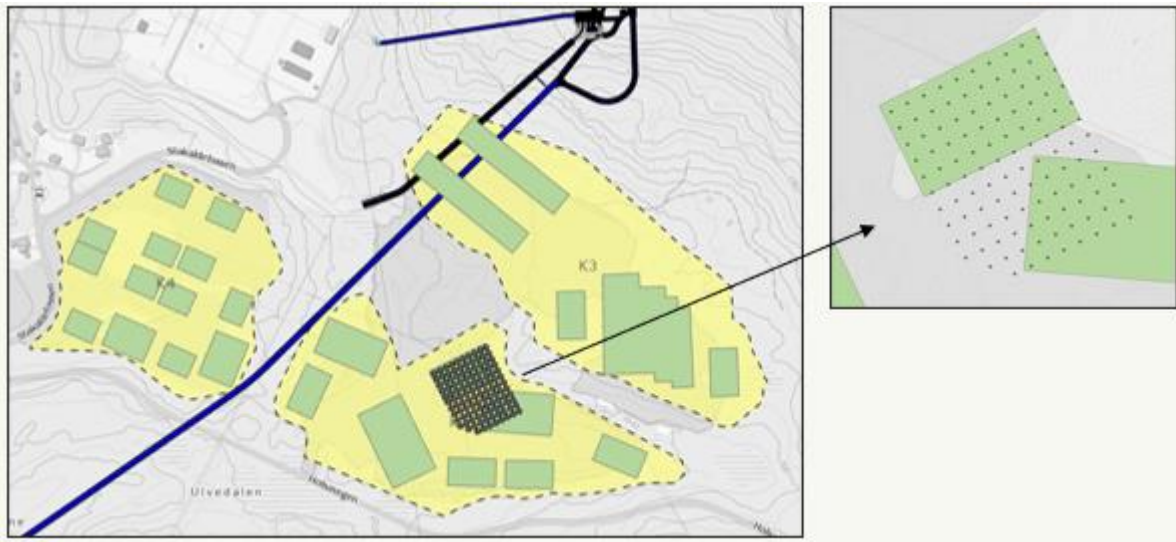
En samkjørt felles brønnpark for næringsparken gjør at det må holdes av et større areal fra start. Det bør tilrettelegges for gradvis utbygging også her, med mulighet for å skalere opp etter behov. Løsningen legger opp til en felles varmesentral plassert i nærheten av brønnparken. Brønnene kan bores med mindre avstand på ca. 6 – 10 m, forutsatt at brønnparken lades med overskuddsvarme om sommeren. Varmeuttaket og tilbakelading

av varme må minimum være i balanse for å opprettholde god drift. Det må i tillegg legges distribusjonsnett for varme og eventuelt kjøling til næringsparken. Dette bør koordineres med annen infrastruktur og rørføringer for å redusere kostnader og ressursbruk. Det vil være kostnadseffektivt å legge varmedistribusjonsnettet i samme grøft som vann- og avløpsledningene. På denne måten begrenses kostnaden til materialkostnaden for rørene og en begrenset andel av arbeids- og grøftkostnaden. Foreløpig planlagt infrastruktur for vann og avløp er vist i figur 13.

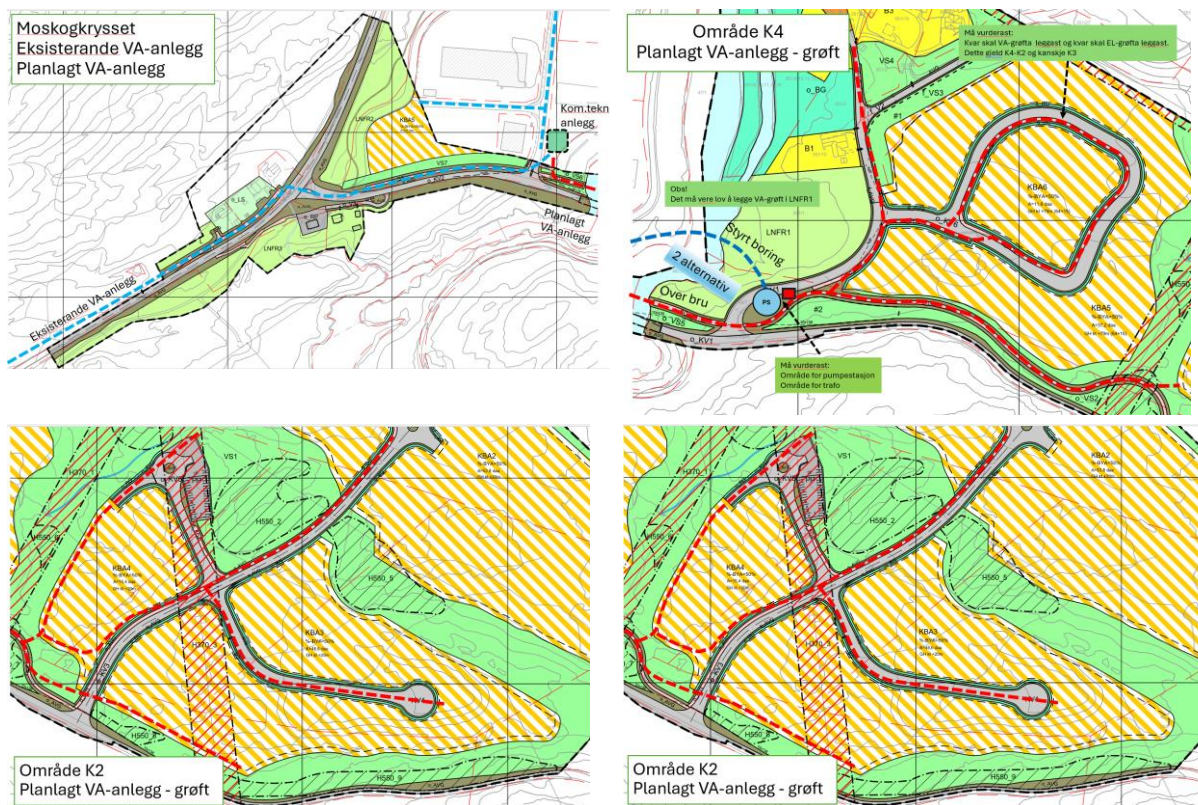
Brønnparken og varmesentralen bør plasseres sentralt for å minimere rørstrekninger ut til bygg. Et skissert eksempel er vist i figur 12.



Figur 11. Prinsippskisse som viser plassering av brønner til hvert bygg (alternativ 1) med oransje bufferzoner rundt bygg i næringsparken. Det er totalt 200 brønner til 300 m. Vann tunnel (blå linje) går gjennom næringsarealet.



Figur 12. Eksempel på felles brønnpark (alternativ 2) plassert i K2 med 117 brønner til 300 m og 8 m innbyrdes avstand. Aktuell plassering av brønnparken kan være under parkeringsplass under høyspentledningene.



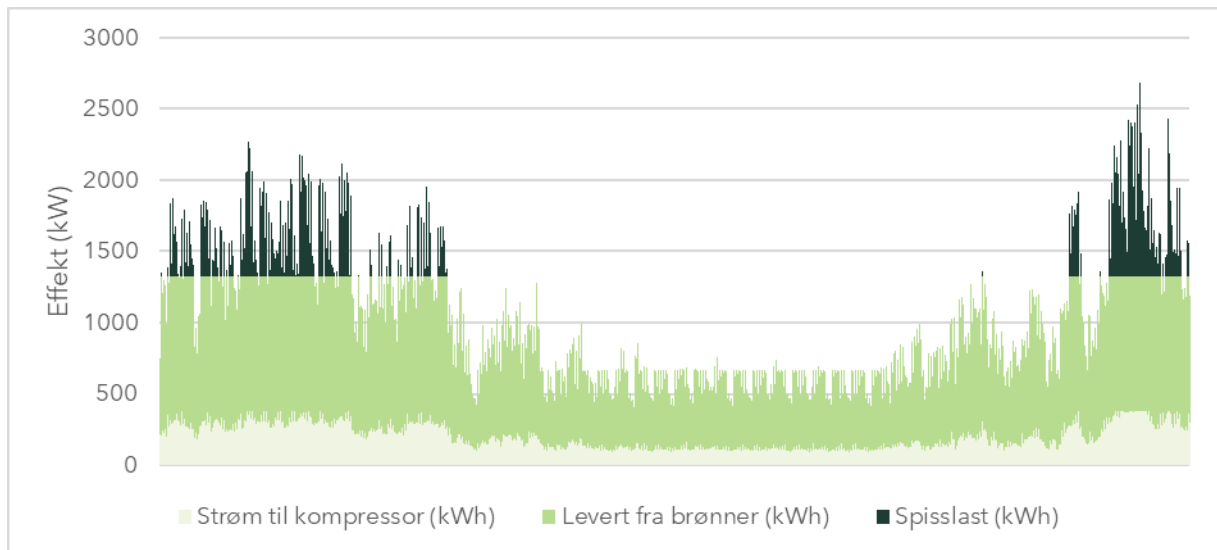
Figur 13. Foreløpig planlagt infrastruktur for vann og avløp i næringsparken, i område K2, K3 og K4.

Dimensjonering av brønnparkene med forutsetninger fra kapittel 2 viser at det er behov for til sammen 182 brønner til 300 m i konvensjonelle brønnparker (figur 14 og figur 15), og 117 brønner til 300 m i felles brønnpark (figur 16). Én felles brønnpark trenger færre brønner, siden varme tilbakeføres om sommeren.

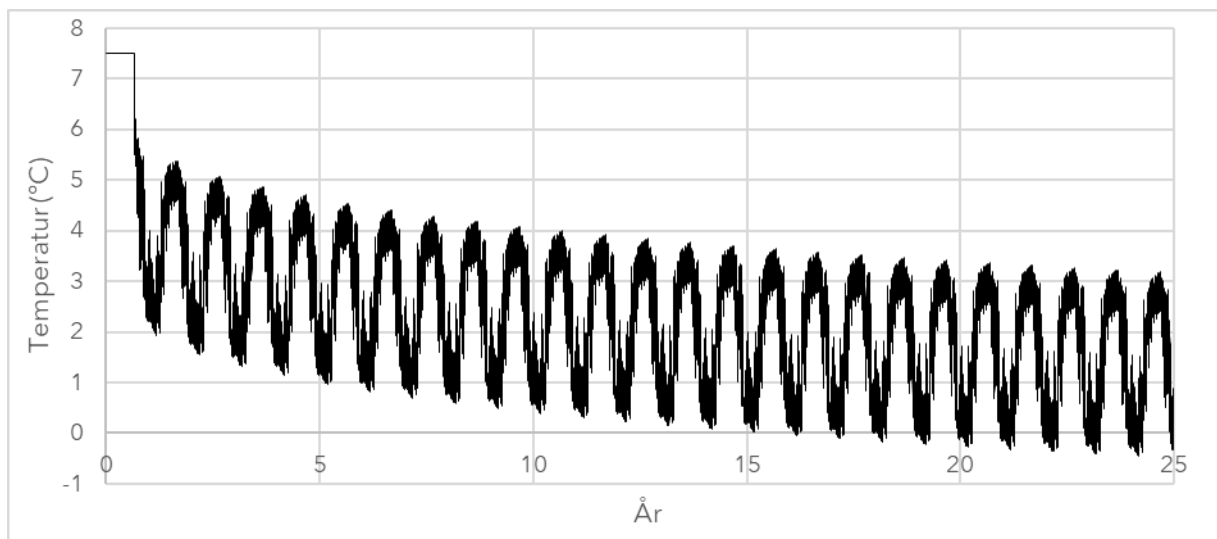
Brønnparkalternativene er vurdert opp mot hverandre i tabell 2. En felles brønnpark trenger mye planlegging i tidligfase før aktører i næringsparken er bestemt. En konvensjonell brønnpark gir rom for fleksibilitet og gradvis investering, men tilrettelegger heller ikke for at næringstomtene skal velge energibrønner til oppvarmingskilde. Det kan føre til at elektrokjel blir valgt, og derav 100% elektrisk oppvarming, noe som igjen øker presset på strømmettet i kalde perioder.

En samkjørt felles brønnpark kan også bygges ut trinnvis. Her kan man starte med en brønnavstand på 6 - 10 meter mellom brønnene, og lade de om sommeren med varme fra kjøling, serverrom, solfanger, tørrkjølere e.l. Dersom det enkelte år ikke blir nok lading, vil ytelsen på kort sikt allikevel være tilstrekkelig forutsatt at brønnene lades opp igjen påfølgende år. Brønnparken må tilrettelegges for fysisk og teknisk utvidelse, samt at rørgrøfter, føringsveier og teknisk rom må overdimensjoneres og være tilpasset full størrelse. Et eller flere område(r) må holdes av til å bore brønnene. Plassering av brønnene under en parkeringsplass under en av høyspentledningene kan være aktuelt.

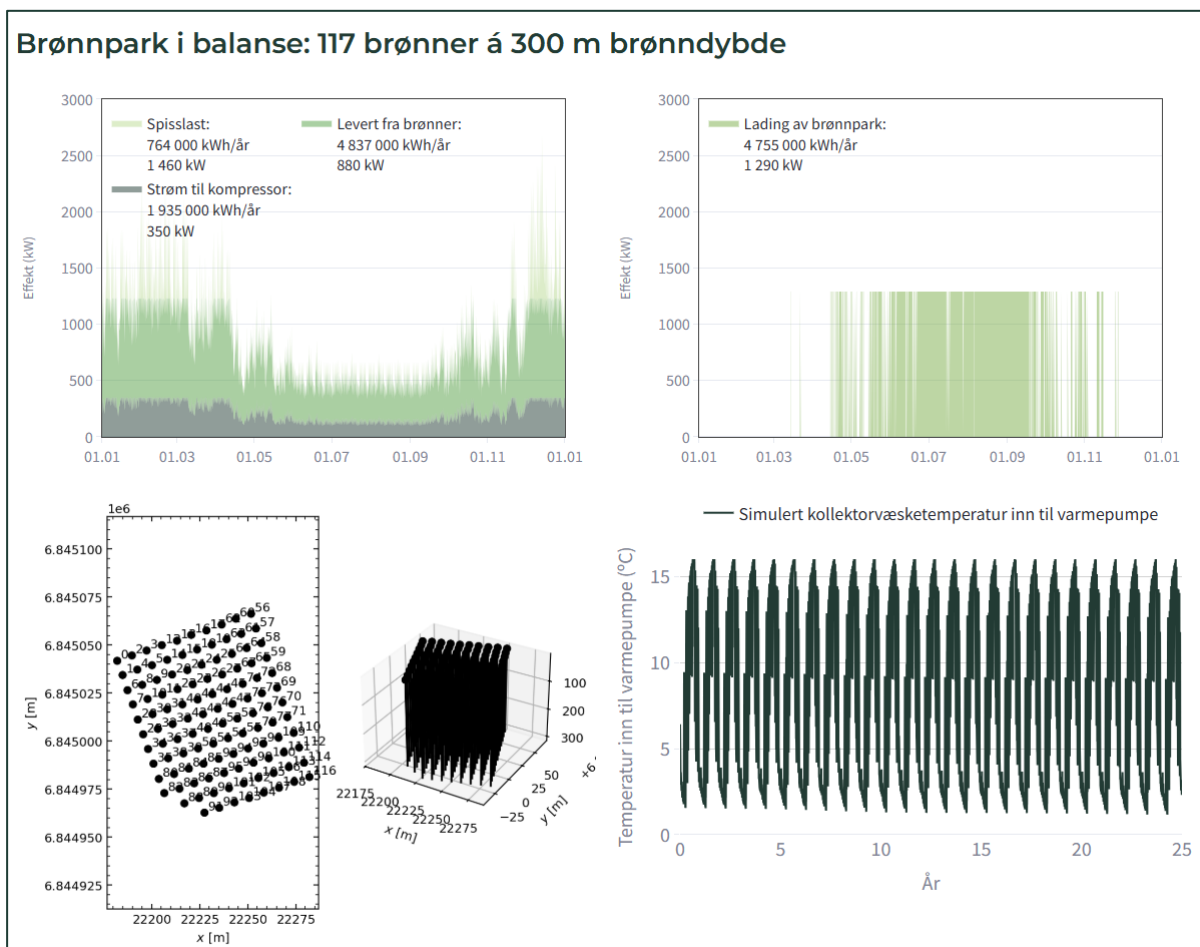
Den endelige størrelsen på energibrønnparken avhenger av varmebehovet som skal dekkes, samt tilgang på overskuddsvarme. Dersom det kommer et datasenter som kan levere varme inn til en felles infrastruktur, vil antallet energibrønner kunne reduseres vesentlig. Her vil formålet med energibrønnene være å skape en robust energikilde til varmepumpeanlegget. Når datasenteret er i drift leverer det overskuddsvarme til varmepumpene, samt lader opp energibrønnene. I perioder hvor det ikke er drift av datasenteret, kan varmepumpene hente varme fra energibrønnene. Forutsatt at energibrønnene kun skal dekke varmebehovet til varmepumpene i perioder, vil det være mulig å halvere antallet energibrønner i alternativ 2 med samkjørt felles brønnpark.



Figur 14. Fordelingen mellom levert energi fra brønner, strøm til varmepumpens kompressor samt spisslast for alternativ 1.



Figur 15. Beregnet gjennomsnittlig kollektorvæsketemperatur i brønnparken - alternativ 1.



Figur 16. Resultater fra dimensjonering av brønnparken i alternativ 2. Energifordelingen til anlegget (øverst til venstre), lading av brønnene (øverst til høyre), brønnkonfigurasjon (nederst til venstre) og gjennomsnittstemperaturen i kollektorvæskan i brønnparken over 25 år.

Tabell 2. Fordeler og ulemper med de to brønnparkløsningene.

	Konvensjonell brønnpark	Felles brønnpark
Fleksibilitet i utbygging	● Kan bygges trinnvis etter behov	▼ Krever mer koordinering og investering tidlig
Overdimensjonering	● Mindre risiko – bygges etter behov	▼ Risiko for overdimensjonering
Rørføringer	● Krever ingen rørinfrastruktur mellom byggene	▼ Krever rørinfrastruktur mellom bygg
Antall varmesentraler	▼ Mange små anlegg (mange varmesentraler)	● En felles varmesentral (ev. backup per bygg)

Drift og eierskap	▼ Hver aktør må eie og drifte eget anlegg	● Kan samorganiseres – én aktør har ansvaret
Teknologivalg	▼ Opp til hver aktør – lite helhet. <u>100% elektrisk fyring vil trolig bli valgt for flere aktører.</u>	● Helhetlig løsning mulig – optimalisering av drift og teknologi
Utnyttelse av overskuddsvarme	▼ Vanskelig – systemene er ikke koblet sammen	● Kan utnytte varme fra bygg med overskudd (eks. kjøling)
Kjøling	● Kan kombineres med frikjøling. Annen oppvarming vil kreve egne kjølesystemer	● Krever egen kjøledistribusjon.
Balansering / regenerering av brønnpark	▼ Lite mulighet for lading via kjøling eller prosessvarme fra andre bygg	● God mulighet for å lade og balansere varmeuttaket og varmetilførselen fra/til borehullene
Arealbehov for brønnparker	▼ Hver tomt må ha egne brønner	● Kan utnytte fellesarealer effektivt. Tar mindre plass.
Energi og effekt	▼ Suboptimalt med tanke på å frigjøre strøm til oppvarming og avlaste strømmnett.	● Optimalt med tanke på å frigjøre strøm til oppvarming og avlaste strømmnett.

4. Lønnsomhetsanalyse

Det er gjennomført en enkel lønnsomhetsvurdering av de to skisserte alternativene for utforming av en brønnpark. Vurderingen inkluderer investeringskostnader og driftskostnader i form av kjøpt strøm fra strømnettet. Begge alternativene sammenliknes mot et referansetilfelle hvor alt oppvarmingsbehov dekkes av direkte elektrisitet fra strømnettet.

4.1. Investeringskostnader

Investeringskostnader for et bergvarmeanlegg inkluderer boring av energibrønner, rørføringer/samlekummer, kostnad for varmepumpe og varmesentral med styringssystemer. En av fordelene med bergvarme er at energibrønner, rørføringer og deler av energisentralen som utgjør den største andelen av investeringskostnaden, har en levetid på minst 60 år, og derfor ikke har behov for reinvestering i overskuelig fremtid. Det er kun selve bergvarmepumpen som trenger å bli skiftet ut med omtrent 30 års mellomrom. For dette prosjektet er det gjort et overslag for investeringskostnader, reinvesteringskostnader og vedlikeholdskostnad for komponentene i de to alternativene basert på prisestimer fra aktuelle leverandører i liknende prosjekter (tabell 3).

Prisestimatet på nærvarmetraseen er gitt av Eviny Termo. Antall brønner og plasseringen av disse gjør at det blir noe ulike priser i de to alternativene. Riggkostnader er inkludert i energibrønnprisen. Det vil være behov for flere tilrigginger i alternativ 1, som gir høyere kostnad. Kostnader for komponenter som inngår i begge alternativer (for eksempel elkjel) påvirker ikke lønnsomhetsberegningen og er ikke inkludert. Investeringsstøtte fra Enova er heller ikke inkludert i beregningene.

Tabell 3. Antatte investeringskostnader for komponenter i bergvarmeanlegg i de to alternativene. Kostnadene er basert på prisestimer fra aktuelle leverandører i liknende prosjekter.

Komponent	Beskrivelse	Investeringskostnad (kr)
Alternativ 1: Hvert bygg har sin egen brønnpark		
Energibrønner	182 brønner til 300 m	35 490 000
Bergvarmeanlegg ekskl. brønner	26 varmepumpeanlegg med totalt 1 320 kW kapasitet.	48 840 000
Frittstående bygg til varmesentral	-	0
Nærvarmetrasé	-	0

Total investeringskostnad	-	84 330 000
Vedlikeholdskostnad	Per år	200 000
Reinvestering av varmepumper		11 700 000
Alternativ 2: Alle bygg forsynes med én felles brønnpark		
Energibrønner	117 brønner til 300 m	19 305 000
Bergvarmeanlegg ekskl. brønner	Varmepumper med totalt 1 200 kW kapasitet.	14 400 000
Frittstående bygg til varmesentral	-	5 500 000
Nærvarmetrasé	-	16 500 000
Total investeringskostnad	-	55 705 000
Vedlikeholdskostnad	Per år	50 000
Reinvestering av varmepumper	30 års intervall	4 500 000

4.2. Enovastøtte

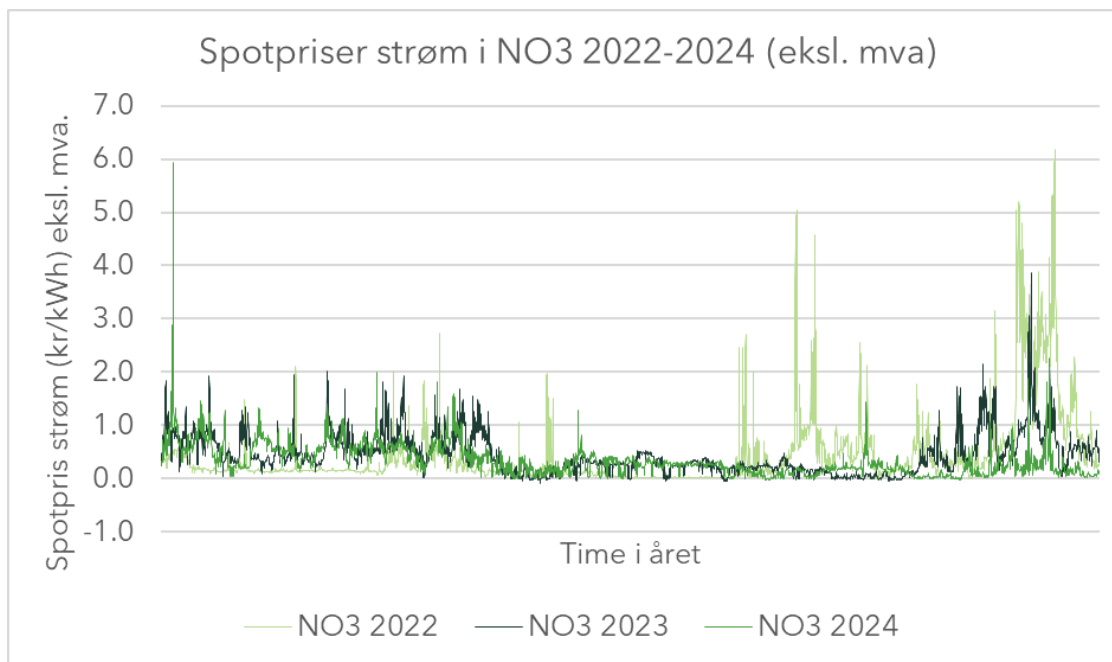
Bergvarmepumper er støtteberettiget for Enovastøtte gjennom varmesentralprogrammet, og «Større varmesentraler». Med forutsetning om det benyttes en varmepumpe med naturlig kuldemedium (for eksempel propan eller CO₂), og at det installeres en akkumulator på minimum 500 liter, kan anlegget få 3 650 kr/kW ([Varmesentraler | Enova](#)). Dette utgjør 4,8 MNOK for alternativ 1. Alternativ 2 vil også kvalifisere til å søke på Enovas støtteordning for nærvarmeanlegg som gir 500 kr ekstra per kW. Dette gir en total støtte på 5 MNOK for alternativ 2. Det anbefales å be om et møte med Enova for å vurdere støttemuligheter utover varmesentralprogrammet.

4.3. Strømkostnad

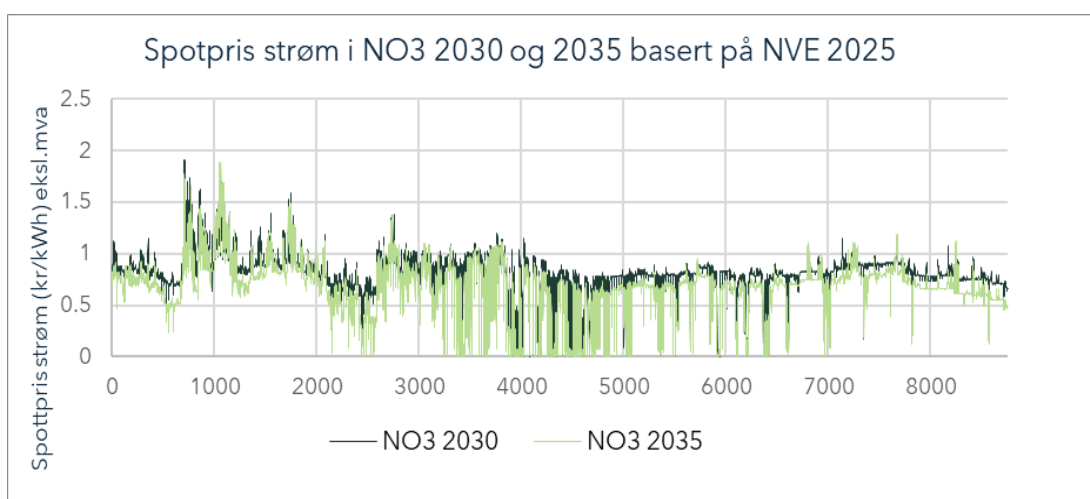
Årlig kostnad for kjøpt strøm fra nettet er beregnet for begge alternativene. Økonomiske lønnsomhetsvurderinger er svært følsomme ovenfor antakelser i strømprisen, og en antakelse om konstant strømpris hele året er unøyaktig og undervurderer ofte bergvarme. Derfor er strømkostnadene i dette prosjektet beregnet time for time ved hjelp av en modell som tar hensyn til både timesvarierte spotpriser fra prisområde NO3 og gjeldende nettleiemodell for større næringskunde fra BKK. Spotpriser for strøm i NO3 de tre siste årene er vist i figur 17. Figuren viser at spotprisen varierer fra år til år og gjennom året. I 2024 var spotprisen lavere enn i de to andre årene. Gjennomsnittlig spotpris i 2022-2024 var henholdsvis 0,44, 0,43 og 0,33 kr/kWh. Årlig strømkostnad beregnes derfor med hvert

av årene som grunnlag. For å vurdere sensitiviteten, er lønnsomhetsberegningene også beregnet med NVEs modellerte spotpriser for NO3 i 2030 og 2035 (figur 18, [NVE 2025b](#)).

Bruk av konkrete spotpris-år medfører en metodisk svakhet i beregningen, ettersom det timesoppløste energibehovet er beregnet basert på et normalår og ikke spotpris-året. Det gjør at høye strømpriser i mindre grad sammenfaller med lave utetemperaturer og høyt forbruk, slik at kostnadene for strøm blir noe underestimert. De store trendene i form av høyere strømpris om vinteren enn om sommeren fanges fremdeles opp.



Figur 17. Spotpriser ekskl. mva. fra NO3 de siste tre årene. Det er store variasjoner i spotprisen både mellom ulike år og gjennom året.



Figur 18. Spotpriser ekskl. mva. for NO3 i 2030 og 2035 for klimaåret 1991, basert på NVE- Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 ([NVE 2025b](#)).

Det er svært vanskelig å si noe om hvordan strømprisene vil utvikle seg i fremtiden, men større variasjoner, vinterpriser som i knapphetsperioder kan bli svært høye, og flere timer med negative strømpriser i perioder med mye væravhengig strømproduksjon er sannsynlige trekk i fremtidige spotpris-år. Beregningen inkluderer hverken dagens strømstøtteordning, norgespris eller andre strømstøtteordninger, da varigheten og fremtidig omfang av disse er usikker og per i dag ikke gjelder for næringsvirksomhet.

I tillegg til spotprisene inngår nettleien, som igjen inneholder både energiledd, effektledd og offentlige avgifter. Nettselskapene skiller mellom tre ulike nettleiemodeller: Privatkunder, mindre næringskunder og større næringskunder. For Sunnfjord næringspark brukes modellen for større næringskunde. Nettleien som kunden betaler beregnes basert på forbruket, og når på året og døgnet forbruket finner sted. En viktig del er effektleddet, som for næringskunde baseres på det høyeste effektforbruket den aktuelle måneden.

Tabell 4 viser prissatsene som inngår i den benyttede nettleiemodellen.

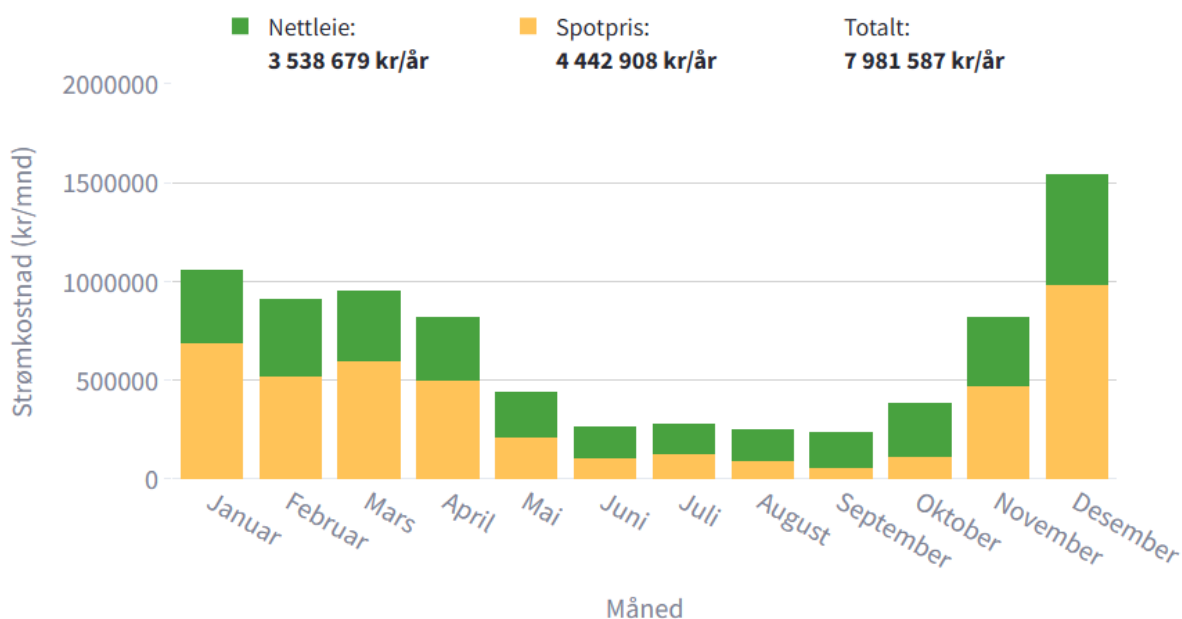
Tabell 4. BKKs nettleiesatser for større næringskunder per juli 2025 ekskl. mva.

Parameter	Enhet	Prissats ekskl. mva.
Fastledd	kr/mnd	950
Energiledd sommer (april-september)	øre/kWh	7,8
Energiledd vinter (oktober-mars)	øre/kWh	9,1
Effektledd sommer (april-september)	kr/kW/mnd	58
Effektledd vinter (oktober-mars)	kr/kW/mnd	70
Forbruksavgift (januar-mars)	øre/kWh	9,79
Forbruksavgift (april-desember)	øre/kWh	16,93
Enova-avgift	kr/år	800

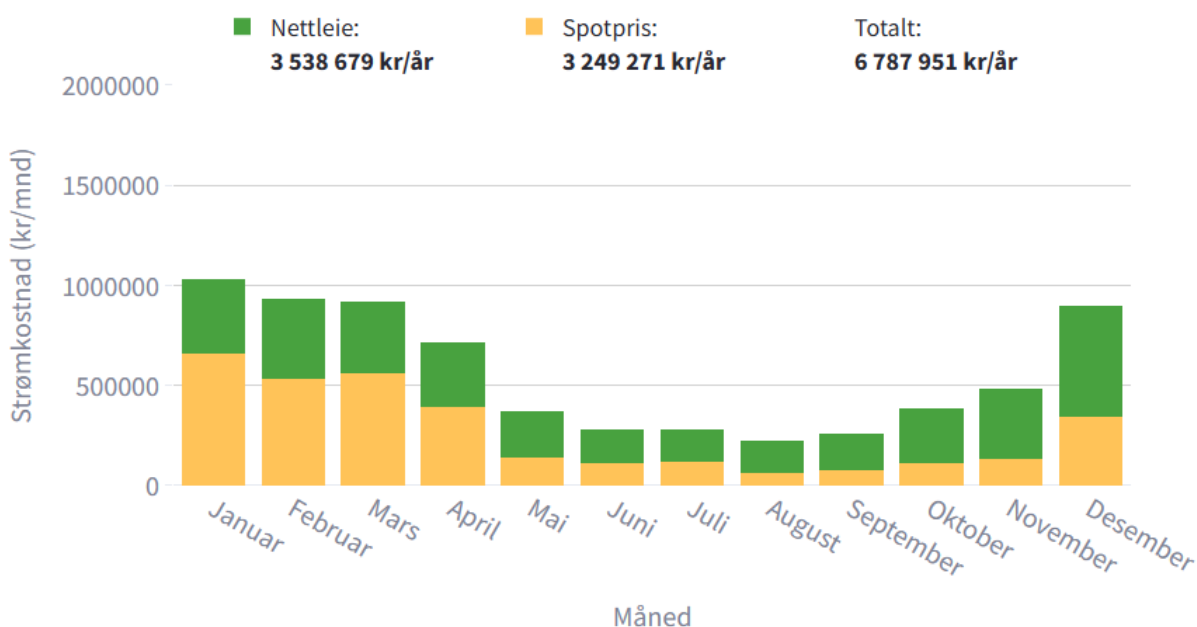
NVE anslår at nettleien på Vestlandet kommer til å øke med omtrent 18 % ([Finne mfl. 2024](#)). Dette er hensyntatt i beregningene. I grunntilfellet som det skal sammenliknes mot, skal alle de tre energimengdene i figur 14 og figur 16 (øverst til venstre) dekket av direkte elektrisitet.

4.3.1. Helelektrisk oppvarming og bergvarme alternativ 1

Figur 19 og figur 20 viser månedlige kostnader til helelektrisk oppvarming med spotpris fra 2023 og 2024 som grunnlag.

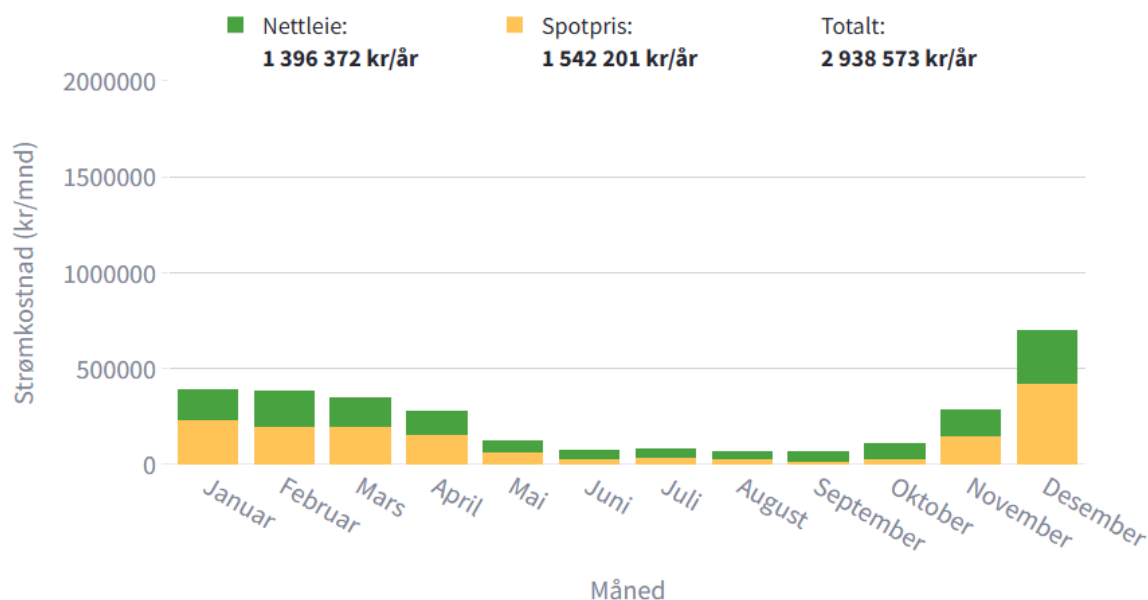


Figur 19. Månedlige kostnader for strømfyring basert på 2023 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).

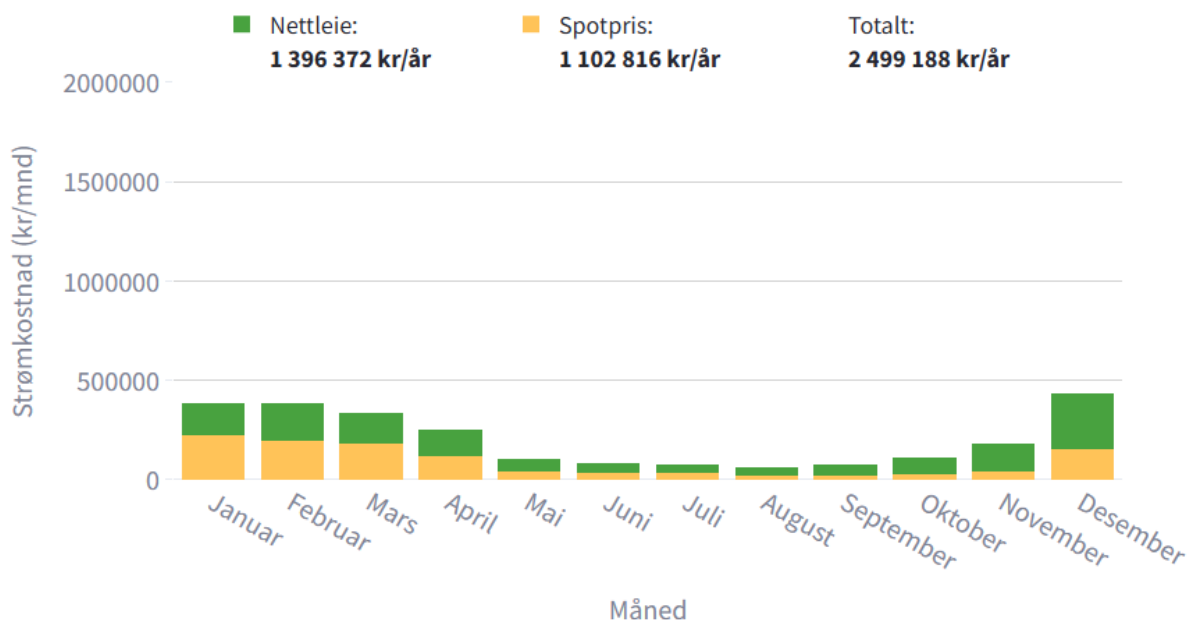


Figur 20. Månedlige kostnader for strømfyring basert på 2024 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).

I alternativ 1 med bergvarme er det kun strøm til kompressor og spisslast som må kjøpes fra strømnettet. Årlige kostnader for dette ekskl. mva. med spotpris fra 2023 og 2024 som grunnlag er vist i figur 21 og figur 22.



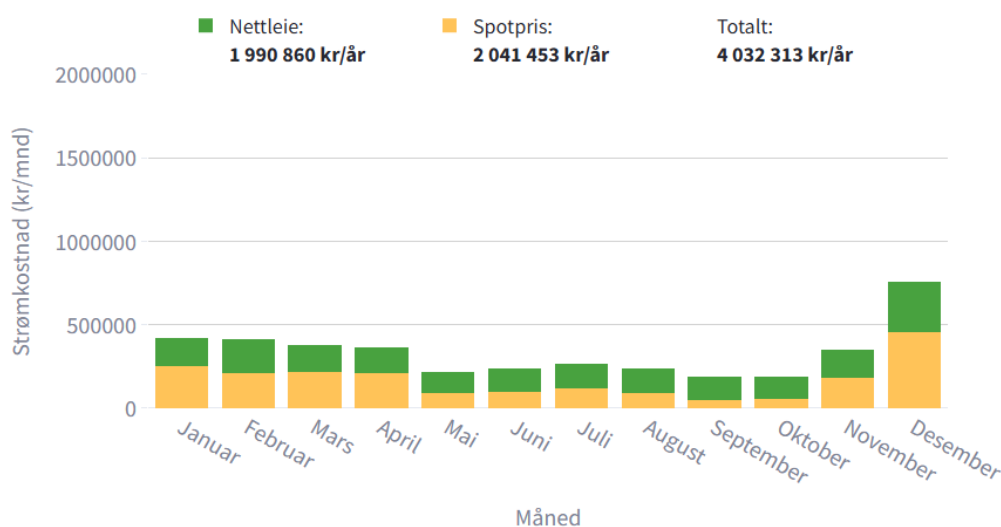
Figur 21. Månedlige kostnader for bergvarme (alternativ 1) basert på 2023 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).



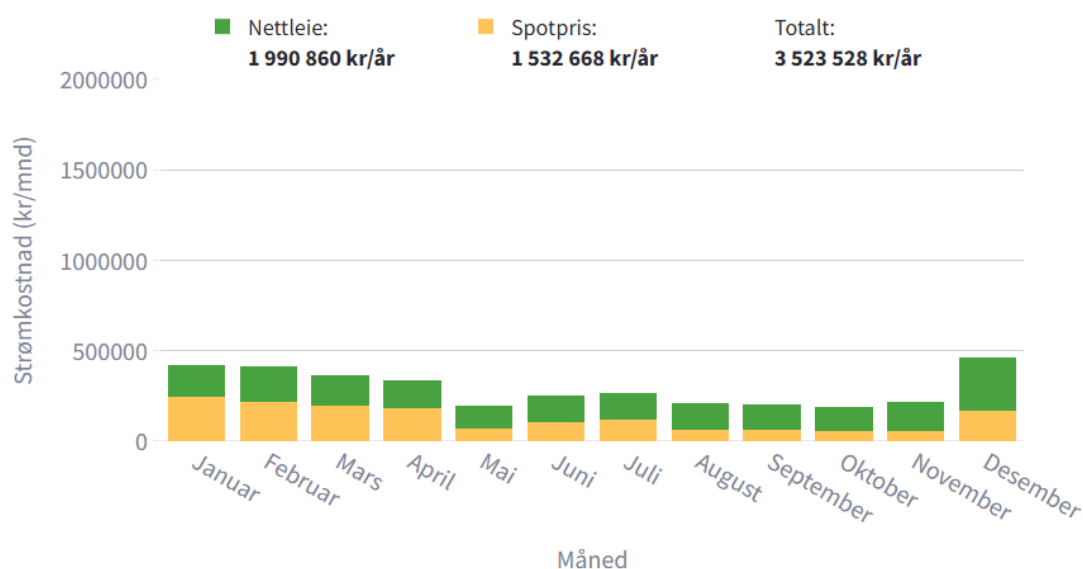
Figur 22. Månedlige kostnader for bergvarme (alternativ 1) basert på 2024 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).

4.3.2. Bergvarme alternativ 2

I alternativ 2 med bergvarme skal strøm til kompressor og spisslast kjøpes fra nettet. I tillegg er det forutsatt at det kjøpes totalt 1 188 750 kWh med strøm i løpet av sommeren for å lade brønnparken via varmepumpe og tørrkjølere, fordelt som vist øverst til høyre i figur 16. Årlige kostnader for dette med spotpris fra 2023 og 2024 som grunnlag er vist i figur 23 og figur 24



Figur 23. Månedlige kostnader for balansert brønnpark (alternativ 2) basert på 2024 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).



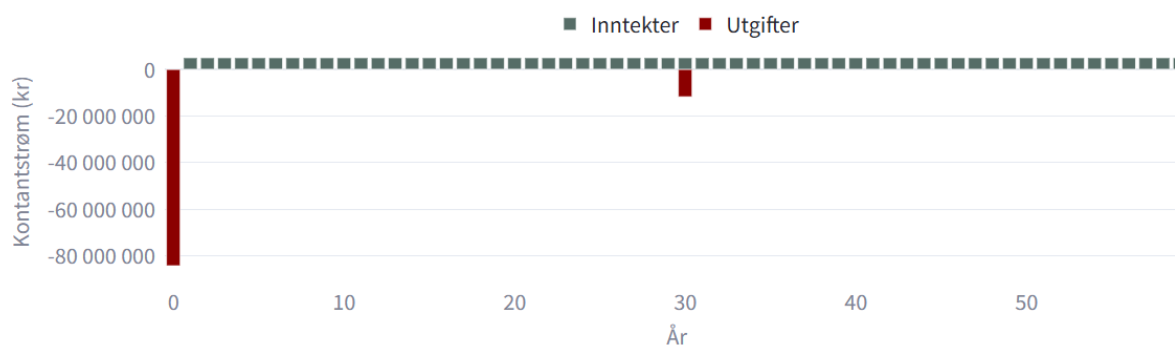
Figur 24. Månedlige kostnader for balansert brønnpark (alternativ 2) basert på 2023 priser i NO3. BKK nettleiesatser per juli 2025 er benyttet, men oppjustert 18 % iht. NVE ([Finne mfl. 2024](#)).

Resultatene i figur 21 til figur 24 viser at begge alternativene for bergvarme gir store besparelser i årlige energikostnader. Størrelsen på besparelsen er også sterkt avhengig av hvilket spotpris-år som legges til grunn i beregningen. Besparelsen i alternativ 1 er større enn i alternativ 2 siden man slipper å kjøpe strøm til lading, men alternativ 1 inneholder betydelig flere brønner og har derfor høyere investeringskostnad.

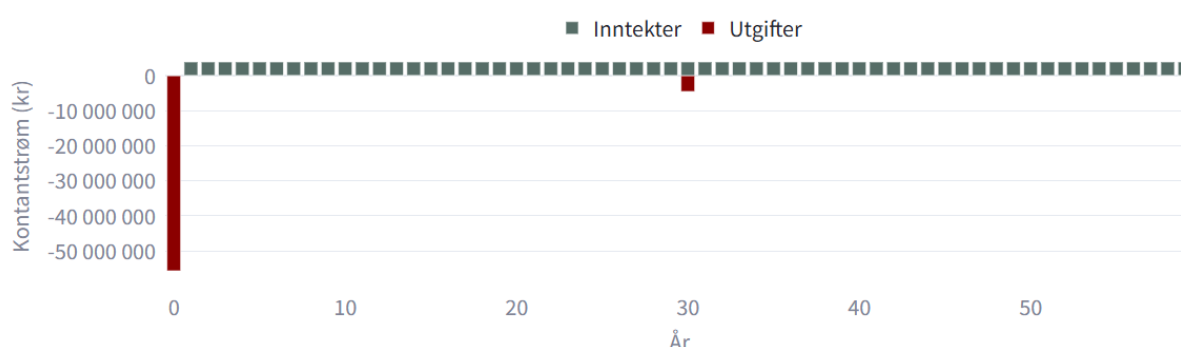
Dersom brønnene kan lades ved bruk av overskuddsvarme og uten å kjøpe strøm om sommeren, vil besparelsen for alternativ 2 være tilsvarende besparelsen i alternativ 1.

4.4. Nåverdiberegning

Til slutt er det gjennomført en enkel nåverdiberegning av de to alternativene for bergvarmeanlegg i Sunnfjord næringspark. Nåverdiberegningene gjennomføres over 60 år med en diskonteringsrente på 4 %. Det er selvsagt usikkerheter knyttet til hva som er passende verdi på diskonteringsrenten. Den årlige besparelsen som følge av reduserte strømkostnader er en nøkkelparameter i nåverdiberegningen. Siden gjennomsnittlig spotpris for strøm i NO3 i 2022 og 2023 var tilnærmet lik, gjennomføres nåverdiberegningen med de to siste spotprisårene som grunnlag for beregning av besparelse. I hvert tilfelle antas det at både forbruket og strømprisen (og derav besparelsen) holder seg på samme nivå gjennom hele beregningsperioden. Kontantstrømmene ekskl. mva. de første 60 årene uten diskontering er vist i figur 25 for alternativ 1 og i figur 26 for alternativ 2. Begge figurene viser kontantstrømmene med spotpriser for 2023 som grunnlag for beregning av sparte strømkostnader. Nåverdiberegningen inkluderer en diskontering av kontantstrømmene på 4 %, som tar høyde for at jo tidligere inntjeningen skjer, jo lengre tid har man på å la pengene stige i verdi. Inntekter er i form av årlig besparelse i strømkostnader, fratrasket årlige vedlikeholdskostnader.



Figur 25. Kontantstrømmer uten diskontering for bergvarmeanlegget i alternativ 1 de neste 60 årene basert på spotpris fra 2023 som grunnlag for beregning av årlig inntekt/besparelse i strømkostnader.



Figur 26. Kontantstrømmer uten diskontering for bergvarmeanlegget i alternativ 2 de neste 60 årene basert på spotpris fra 2023.

Netto nåverdi (summen av diskonterte kontantstrømmer) og nedbetalingstid (tidspunktet hvor summen av de diskonterte kontantstrømmene blir positiv) er oppsummert i tabell 5 basert på spotpris for 2023 og 2024. I tillegg er det inkludert resultater basert på NVE- Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025, og for de modellerte spotprisårene 2030 og 2035 (klimaår 1991, [NVE 2025b](#)). Resultatene for alternativ 2 er vist med og uten kjøp av strøm til lading av brønnene om sommeren.

Tabell 5. Netto nåverdi etter 60 år og nedbetalingstid med 4 % diskonteringsrente for de to bergvarmealternativene med ulike spotpris-år som grunnlag for beregning av årlig besparelse. *Forutsatt at brønnene kan lades med overskuddsvarme og uten å kjøpe strøm om sommeren.

Alternativ	Årstall for spotpris	Årlig inntekt / besparelse (kr)	Netto nåverdi etter 60 år (kr)	Nedbetalingstid (år)
1	2024	4 088 762	4 176 058	50
	2023	4 843 014	21 168 171	33
2	2024	3 214 423	15 323 468	32
	2023	3 899 275	30 752 108	22
	2023*	4 738 826	49 665 873	16

	2030* (NVE 2025b)	6 215 601	82 935 295	11
	2035* (NVE 2025b)	5 598 762	69 038 881	13

Tabell 5 viser at valg av spotpris-år har stor betydning for netto nåverdi og nedbetalingstid. 2023 gir bedre lønnsomhet enn 2024 siden strømprisene var høyere dette året. Alternativ 2 med innkjøp av strøm til lading av brønner om sommeren gir en noe lavere årlig besparelse, men siden investeringen i alternativ 2 er vesentlig lavere enn alternativ 1, kommer det bedre ut med hensyn til lønnsomhet. Dersom brønnene kan lades med overskuddsvarme og uten å kjøpe strøm fra strømmettet (for eksempel ved bruk av egenprodusert solstrøm i næringsparken) forbedres lønnsomheten. Resultater med modellerte fremtidige spotpriser for 2030 og 2035 viser også økt lønnsomheten for anlegget.

Det presiseres at det er mange usikkerheter i denne lønnsomhetsvurderingen, ettersom den er avhengig av mange faktorer. Den første er det timesoppløste energibehovet til industribygg, som er vanskelig å anslå uten at det er bestemt hvor mye og hva slags type industri- og næringsvirksomhet som skal holde til i området. Investeringskostnader til energibrønner, varmepumpe, styringssystem og rørføringer varierer også i hvert enkelt tilfelle, og er vanskelig å anslå på generell basis. Til slutt er det knyttet store usikkerheter til hvordan strømprisen vil utvikle seg i årene fremover, og sensitivitetsanalysen viser at valg av strømpris har svært stor innvirkning på resultatene. NVE estimerer at både spotprisen og nettleien kommer til å øke frem mot 2030, og anslår at gjennomsnittlig spotpris for hele landet kommer til å være 80 øre/kWh (NVE, 2023). Gjennomsnittlig spotpris i NO3 i 2022-2024 var hhv. 43, 44 og 33 øre/kWh ekskl. mva. Det er forventet bedre overføringskapasitet mellom NO3 og andre prisområder, noe som vil utjevne prisene ([Eviny Termo og Sunnfjord kommune 2023](#)). I tillegg er det forventet forbruksvekst i NO3 og i landet for øvrig (avsnitt 1.2). Det er derfor sannsynlig at strømprisen fremover kan bli høyere enn tidligere. I tillegg anslår NVE at nettleien på Vestlandet kommer til å øke med omtrent 18 % ([Finne mfl. 2024](#)) fram til 2030. Dette er hensyntatt i beregningene.

Anlegget bør bygges med fokus på effektivitet slik at det kan dekke mest mulig varme ved bruk av lite strøm fra nettet. Her bør det fokuseres på lavtemperatur varmedistribusjon. I tillegg gir lading av brønnene høyere kildetemperatur. Dette øker både varmekapasiteten og COP faktoren til varmepumpene noe som betyr at varmepumpene kan levere mer varme ved bruk av mindre strøm.

5. Diskusjon, oppsummering og anbefalinger

Områdene K2-K4 i Sunnfjord næringspark er under etablering. Næringsparken kan bli utvidet med et areal og energibehov på ytterligere ca. 25% dersom området K5 blir lagt til i framtida. Per nå er det avklart at Sunnfjord Miljøverk vil etablere seg i næringsparken. Videre er det sannsynlig at et datasenter vil bli etablert, men tidspunktet for dette er usikkert. Utover dette er det uavklart hvilke andre aktører og virksomheter som vil etablere seg i næringsparken.

I denne rapporten har vi estimert energibehovet ut ifra at ca. 36% av grunnflaten blir utnyttet fordelt på 26 bygg med 1 og 2 etasjer som oppfyller TEK17-standard. Estimert energibehov er som følger:

- Romoppvarming er ca. 5 GWh/år (1 GWh = 1 million kWh)
- Varmt tappevann er ca. 2,5 GWh/år
- El-spesifikt (lys, maskiner mm) behov er ca. 17,25 GWh/år.

Dersom det blir etablert et datasenter som maksimalt trenger 40 MW, øker det el-spesifikke behovet til 294 GWh/år, eller mer enn 17 ganger. I teorien kan hele strømbehovet til et datasenter bli til utnyttbar overskuddsvarme. I studien legger vi til grunn at 90% av datasenteret sitt strømforbruk blir til overskuddsvarme, og dette tilsvarer en varmemengde som er ca. 33 ganger større enn varmebehovet til byggene. For at det skal være mulig å utnytte overskuddsvarmen fra et datasenter, må følgende forutsetninger være til stede:

- Det må være vannbåren varmedistribusjon mellom datasenteret og aktører som skal utnytte overskuddsvarmen. Det enkleste er å tilrettelegge for felles varmedistribusjon i felles grøft med vann- og avløpsledningene som uansett skal etableres.
- Virksomheter med svært høye varmebehov i sine prosesser bør etablere seg i nærheten av datasenteret. Dette kan være ulike tørkeprosesser, drivhus eller andre varmekrevende prosesser.
- Datasenteret må ha væskebaserte kjølesystemer som kan utnyttes til oppvarming. Avhengig av temperaturnivået på overskuddsvarmen og ønsket temperatur på varmebehovet, er det aktuelt å løfte temperaturen ved bruk av varmepumpeteknologi.

Siden etableringen av et datasenter ikke er endelig avklart, samt at driftsmønsteret er ukjent, er det beregnet to alternativer med bergvarme for å dekke byggenes varmebehov:

- **Alternativ 1:** Konvensjonelle brønnparker, hvert bygg har sin egen brønnpark.
- **Alternativ 2:** Balansert brønnpark, én felles stor brønnpark for alle byggene

Resultatene viser at én felles løsning for alle byggene i næringsparken har best lønnsomhet. Til tross for at det er ekstrakostnader til felles varmesentral og distribusjonsnett for varmedistribusjon sammenlignet med alternativ 1, gir løsningen stordriftsfordeler med lavere enhetskostnader for varmepumpe, energisentral og energibrønner. En annen viktig faktor er at energibrønnene lades opp igjen med overskuddsvarme i sommerhalvåret tilsvarende minimum varmemengden som hentes opp fra energibrønnene om vinteren. Dette gjør brønnparken mer effektiv og mindre arealkrevende fordi det er kortere avstand mellom brønnene, og færre brønner fordi energiuttaket per brønn blir større. For å oppnå et kostnadseffektivt anlegg, er det viktig at oppladingen av brønnene gjøres med så lav kostnad som mulig, eller helst kostnadsfritt eller med inntjening (for eksempel ved leveranse av kjøling). En felles brønnpark kan for eksempel plasseres under en parkeringsplass under en av høyspentlinjene over området.

Enkeltanleggene tilhørende hvert bygg i alternativ 1 har lavere og marginal lønnsomhet. I realiteten vil nok mange av byggene ende opp som 100% elektrisk oppvarmet siden det gis anledning til dette i TEK17, og siden det innebærer lavere investeringskostnader. Med alternativ 1 vil det heller ikke være mulig å utnytte overskuddsvarme fra et eventuelt datasenter.

Fellesløsningen krever mest planlegging, spesielt med tanke på felles varmedistribusjon mellom byggene og en felles varmesentral, samt tilpasset trinnvis utbygging og fordeling av investeringskostnadene sett opp mot forventet inntekt av salg av varme.

Generelt er de lave strømprisene i NO3 krevende med tanke på lønnsomhet. Samtidig er kapasiteten til trafostasjonen på Moskog begrenset til tilknytning av normalt forbruk opp mot 5 MW ([WattApp 2025](#)).

Asplan Viak anbefaler:

- At det som første prioritet blir etablert en felles infrastruktur for fordeling av varme, og eventuelt kjøling mellom byggene. Dette vil være en forutsetning for å kunne utnytte overskuddsvarme fra et datasenter dersom det blir etablert. Det anbefales å samkjøre legging av varmeinfrastrukturen sammen med infrastruktur for vann og

avløp. Felles varmeinfrastruktur kan være avgjørende for at kost-nytte-analysen som et eventuelt datasenter må gjøre i forkant av sin utbygging, kommer positivt ut.

- Det bør opprettes en dialog med Enova for å avklare muligheter for investeringsstøtte og risikoavlastning til felles infrastruktur for varme- / eventuelt kjøleanlegg utover mulighetene som finnes i Varmesentralprogrammet. Investering i felles varmedistribusjon er spesielt krevende fordi det må samkjøres med legging av infrastrukturen for vann og avløp og må skje tidlig i utviklingen av området. Utbygger må derfor forskuttere en investering i et fellesnett før man vet hvilke aktører som kommer i næringsparken, og før det blir inntekter fra salg av varme, og eventuelt kjøling. Denne problemstillingen er lik for nye næringsparker. I tillegg til Enova, anbefales det å sjekke mulighetene for at SIVA kan være en samarbeidspartner i en tidlig fase for klargjøring av infrastrukturen. Dette blir på lignende måte som nylig har blitt gjort for Haugaland Næringspark ([SIVA 2025](#)) og Frier Vest ([SIVA 2024](#)).
- De lave strømprisene i NO3 er krevende med tanke på lønnsomhet for en ekstern leverandør av varme. Sett fra sluttbruker sitt ståsted, er det viktig at varmeløsningen blir prismessig konkurransedyktig mot billigste alternativ, og at energikostnadene blir forutsigbare. Avlastning av strømmettet i kalde perioder med høy nettbelastning er viktig for nettkonsesjonær BKK og Statnett blant annet for å redusere kostnader til nettutbygging og redusere køen av næringsaktører som ønsker å knytte seg til strømmettet. I tillegg er gjerne spotprisen for strøm høye i disse topplastperiodene. I det videre arbeidet anbefales det å involvere BKK sitt energikoordinatorsteam for å se på hvordan strømmettet avlastes med lokale varmeløsninger og tilhørende finansieringsmodeller for dette. Videre bør kostnadskonsekvensen i form av økt behov for nettutbygginger synliggjøres dersom næringsområdet bygges ut med standard helelektrisk oppvarming. Dersom det innledningsvis ikke gjøres grep med å tilrettelegge for fellesløsning, er det sannsynlig at aktørene i stor grad vil velge elektriske oppvarmingsløsninger som gir høy belastning på strømmettet i topplastperioder.
- Etter hvert som det blir avklart hvilke aktører og virksomheter som kommer i næringsparken, må det gjøres mer detaljerte beregninger og vurderinger. Dette gjelder i forhold til redundans, energimengder til varme og eventuelt kjøling, økonomi/lønnsomhet og muligheter for trinnvis utbygging. Det kan være aktuelt å se på modeller som bedrer lønnsomheten, for eksempel anleggsbidrag, eierandeler, tilleggsprodukter mm. Det anbefales å se på mulighetene for

forbedret energimerke samt grad av energi-selvforsyningsgrad der også egenprodusert solstrøm i næringsparken inngår. Fra 1. januar 2026 blir det mulig å dele solcelleprodusert strøm og annen fornybar kraft innenfor samme næringspark fritatt for elavgift og nettleie ([Regjeringen 2025](#)).

- En felles varmesentral og bergvarmeanlegg med en stor brønnpark hvor det tilbakeføres varme for opplading om sommeren gir robusthet og forutsigbarhet med tanke på sikker varmforsyning, samt varierende og til dels høye strømpriser i framtida. Ved å inkludere korttids varmeakkumulering, kan strømkostnadene og belastningen på strømnettet reduseres ytterligere sammenlignet med helelektrisk oppvarming av byggene. I det videre arbeidet bør det utforskes hvordan anlegget kan delta i fleksibilitetsmarkedet både sommer og vinter. En brønnpark kan også lagre noe av overskuddsvarmen fra et datasenter.
- Trinnvis utbygging av varmepumpeanlegget og energibrønnparken i takt med at bedrifter etablerer seg i næringsparken. Dersom det etableres et datasenter i næringsparken, kan antall energibrønner reduseres vesentlig (til ca. halvparten). Her vil formålet med energibrønnene være å levere varme til varmepumpene i perioder med lite overskuddsvarme fra datasenteret.
- Et datasenter i næringsparken vil kunne dekke hele varmebehovet til byggene med god margin. Dersom datasenteret trenger tilgang til 40 MW elektrisk effekt der 90% blir overskuddsvarme, utgjør dette til sammen ca. 250 GWh/år. Til sammenligning er varmemengden i størrelsesorden ca. 33 ganger varmebehovet til den estimert bygningsmassen, litt over 10 ganger mer en levert varme fra fjernvarme i Førde (24 GWh i 2024, [Fjernkontrollen 2025a](#)), og ca. $\frac{3}{4}$ av levert fjernvarme i Bergen (331 GWh i 2024, [Fjernkontrollen 2025b](#)). I dette tilfellet:
 - Må næringsparken tilrettelegge for, og systematisk jobbe for å tiltrekke seg en eller flere virksomheter med høyt varmebehov i sin prosess slik at mest mulig av overskuddsvarmen blir utnyttet.
 - Kan det være behov for både korttids- og langtidslagring for eksempel i en felles brønnpark, samt produksjon av høyere temperaturnivå ved bruk av varmepumpeteknologi. Dette avhenger av datasenterets driftsmønster og temperaturnivåer.
 - Må datasenteret gjøre en kost-nytteanalyse før byggestart der man skal vurdere avtakere innenfor en radius på minimum 2 km i luftlinje fra anlegget

([NVE 2025a](#)). Mo jordbruksskole ligger ca. 1,6 km vest for Sunnfjord næringspark og kan være en mulig avtaker av overskuddsvarmen.

Kilder

- Asplan Viak (2024) Termiske responstester – Sunnfjord Næringspark, Sunnfjord kommune. 03.12.2024
- Bersvendsen A (2025): [Tensio-sjefen: - Nå må vi snakke om hva strømmen i Midt-Norge skal brukes til](#). Artikkel i MN24.
- Eviny Termo og Sunnfjord kommune (2024): [Sunnfjord næringspark – mulighetsstudie av energiresurser](#). Rapport, 19 sider.
- Finne BE, Moe SH og Undeli P (2024): [Framskriving av nettleie i lokalt distribusjonsnett 2024-2030](#). RME Rapport nr. 6/2024, 37 sider.
- Fjernkontrollen (2025a): [Energikilder og leveranse av fjernvarme i Førde i 2024](#). Norsk fjernvarme.
- Fjernkontrollen (2025b): [Energikilder og leveranse av fjernvarme i Bergen i 2024](#). Norsk fjernvarme.
- Lien SK og Aasbø S. (2023): [Byggforskserien publiserer lastprofiler og lastvarighetskurver for ulike bygningskategorier](#). Artikkel fra SINTEF.
- NVE (2025a): [Kost-nytteanalyse av overskuddsvarme](#). NVE digital veileder.
- Regjeringen (2025): [Ny delingsordning gjør det enklere å satse på sol og fornybar kraft i næringsområder](#). Pressemelding fra Energidepartementet.
- NVE (2025b): [Timespriser for norske prisområder fra LA25](#). Nettartikkel fra NVE.
- Paulsen R. (2025): Om områdestudier. Presentert på innspillsmøte om områdestudier på Stiklestad 9. april 2025. Tensio.
- SIVA (2025): [Siva vil investere 250 millioner i Haugaland Næringspark](#). Nyhetsartikkel på SIVA sin hjemmeside.
- SIVA (2024): [Siva går inn på eiersiden i Frier Vest](#). Nyhetsartikkel på SIVA sin hjemmeside.
- Statnett (2025): [Statistikk om tilknytningssaker](#). PowerBI-oversikt over registrerte tilknytningssaker på Statnett sine hjemmesider.
- Statnett (2021): [Det eksepsjonelle kraftåret 2021](#). Nettartikkel på Statnett sine hjemmesider.
- Tensio (2025): [Vi må tørre å snakke mer om hva strømmen skal brukes til](#). Nettartikkel på Tensio sine hjemmesider.
- WattaApp (2025): [Moskog](#). Info om Statnett stasjon sin stasjon på Moskog i WattaApp og Elbit sine oversikter.

