

PLANENDRINGSSØKNAD

Oppdrag	Mongstad Industripark - Fjernvarme	Dokumentkode	10246758-RIV-NOT-002
Emne	Endring av konsesjonssøknad fjernvarme – Uten energitunnel	Tilgjengelighet	Åpen
Oppdragsgiver	Asset Buyout Partners	Oppdragsleder	Eirik Myhre
Kontaktperson	Kjell Kallestad Stople	Utarbeidet av	Peder Moe
Kopi		Ansvarlig enhet	10233023 Seksjon VVS Vest

SAMMENDRAG

Multiconsult viser til konsesjonsvedtak fra NVE den 28.03.2023, med referanse til sak 202224815 [1]. Konsesjonen som ble omsøkt og vedtatt trenger justering som følge av endret varmekilde og reduksjon i konsesjonsgrenser. Justeringen er i hovedsak:

- Varmeopptak er endret fra spillvarme til sjøvannsvarmepumpe. Det er planlagt en varmepumpeinstallasjon på 25 MW (ca. 50 % effektdekningsgrad) som skal dekke rundt 90 % av det totale termiske energibehovet på 91 GWh, fra bygningsmassen (fase 1). Spisslast- og reservelastkjeler etableres for resterende behov og som redundans iht. N-1-kravet.
- Tunneltrasé utgår og erstattes av sjøvannsledning til fjorden med vanninntak og -utløp. Konsesjonsgrensene vil dermed endres og området reduseres. Inntak og utløp for ny sjøvannsledning planlegges der utslippspunkt fra tunneltrase var skissert.
- Forbrennings- og biogassanlegg etableres i forbindelse med landbasert oppdrettsanlegg, innenfor konsesjonsområdet (fase 2). Varme fra forbrenningsanlegget leveres til fjernvarmenettet, og inngår som varmekilde i tillegg til varmepumpen. Varmen vil i hovedsak dekke det økte energibehovet som kommer fra oppdrettsanlegget selv. Total planlagt ytelse etter fase 2 er 121 MW.

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt for den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult. Enhver bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn de som er godkjent skriftlig av Multiconsult, er forbudt, og Multiconsult påtar seg intet ansvar for slikt bruk. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter.

02	28.10.24	Justeringer etter gjennomgang med oppdragsgiver	PM	EIRM	EIRM
01	26.09.24	Til utsendelse	PM	THOH/RMO	EIRM
00	04.07.24	Til gjennomsyn oppdragsgiver - FORELØPIG	PM		
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

1 Generelle søknadsopplysninger

Søker: ABP Fjernvarme Drift AS

Organisasjonsnummer: 929 919 688

Adresse: Storemyra 162, 5954 Mongstad

Kontaktperson: Kjell Kallestad Stople Tlf: +47 41 14 67 57 Epost: stople@abpre.no

2 Innledning

Fjernvarmekonsesjon er vedtatt av NVE den 28.03.2023, med referanse til sak 202224815. Den opprinnelige søknaden beskriver en løsning med gjenvinning av spillvarme fra oljeraffineri til Equinor (høytemperatur) og Vestprosess (lavtemperatur) og fjernvarme-distribusjonsnett på Mongstad base. Dette konseptet skal imidlertid endres.

Det var planlagt at varmeoverføringen fra raffineri/Vestprosess til fjernvarmeområdet skulle skje ved bruk av en underjordisk energitunnel. Denne tunnelen var planlagt etablert mellom områdene med varmesentral i hver ende. Tunnelen skulle ha mulighet til å romme fjernvarmerør samt fremtidig infrastruktur som vann, strøm og eventuelle råvareprodukter. Dette er det altså gitt konsesjon for. Denne formen for varmekilde skal imidlertid ikke benyttes. Årsaken til dette er at Equinor har trukket seg fra samarbeidet som følge av usikkerhet rundt mulig etablering av hydrogenanlegg på Mongstad og fremtidig produksjonsprofil på raffineriet. Energитunnelen og varmesentralen på Equinor sin side utgår dermed også i forbindelse med endringene.

I fase 1 planlegges det nå med etablering av sjøvannsvarmepumpe som skal dekke grunnlasten i varmebehovet, sammen med spisslastenheter, inklusive nødvendig redundans. Varmeopptaket fra fjorden planlegges med vanninntak på tilstrekkelig dybde (anslagsvis 50 m), med utløp i nærheten av overflaten. Det er ikke i denne forbindelse planlagt endringer av distribusjonsnettet for fjernvarmen, utover at varmeopptak til sjøvannsvarmepumpeinstallasjonen skal etableres der hvor utslippspunktet fra spillvarmen tidligere ble planlagt. Dermed er konsesjonsområdet noe redusert, og ikke utvidet noen steder sammenlignet med opprinnelig søknad.

Parallelt med arbeidet til fjernvarmekonsesjonen er det gitt konsesjon for landbasert fiskeoppdrett. Oppdrettsanlegget vil genere bioslam som i fremtiden skal nyttiggjøres i et biogassanlegg og inngå i et termisk samspill. Biomasse skal forbrennes og genere varme, som leveres til fjernvarmenettet. Dette representerer fase 2 i utbyggingen. Oppdrettsanlegget har lokale systemer for varmegjenvinning, men vil også ha et behov for import av varme fra fjernvarmenettet.

3 Varmesentral

Det skal etableres én energisentral, redusert fra to tidligere. Varmesentralen i forbindelse med energitunnelen på Equinor sin side av området utgår som følge av endret konsept. Den gjenværende på Mongstad base vil flyttes noe nærmere fjorden fra opprinnelig tenkt plassering, men være på samme gårdsnummer. Utformingen er uendret bortsett fra at den ikke lenger skal tilknyttes energitunnelen. Areal/volum, med bredde, lengde og høyde, vil bli optimalisert i detaljprosjektering. Bygget skal bygges i henhold til TEK17.

4 Varmekilde

Tidligere beskrevet løsning med gjenvinning av spillvarme fra oljeraffineri og Vestprosess går ut, som nevnt innledningsvis. Varmekilde vil, i fase 1, i stedet være et system med varmepumpeinstallasjon som grunnlast, og spisslast og redundans ved bruk av kjeler. Biogass, -olje og elektrisitet vil være mulige alternativer for brensel som vil videre utredes.

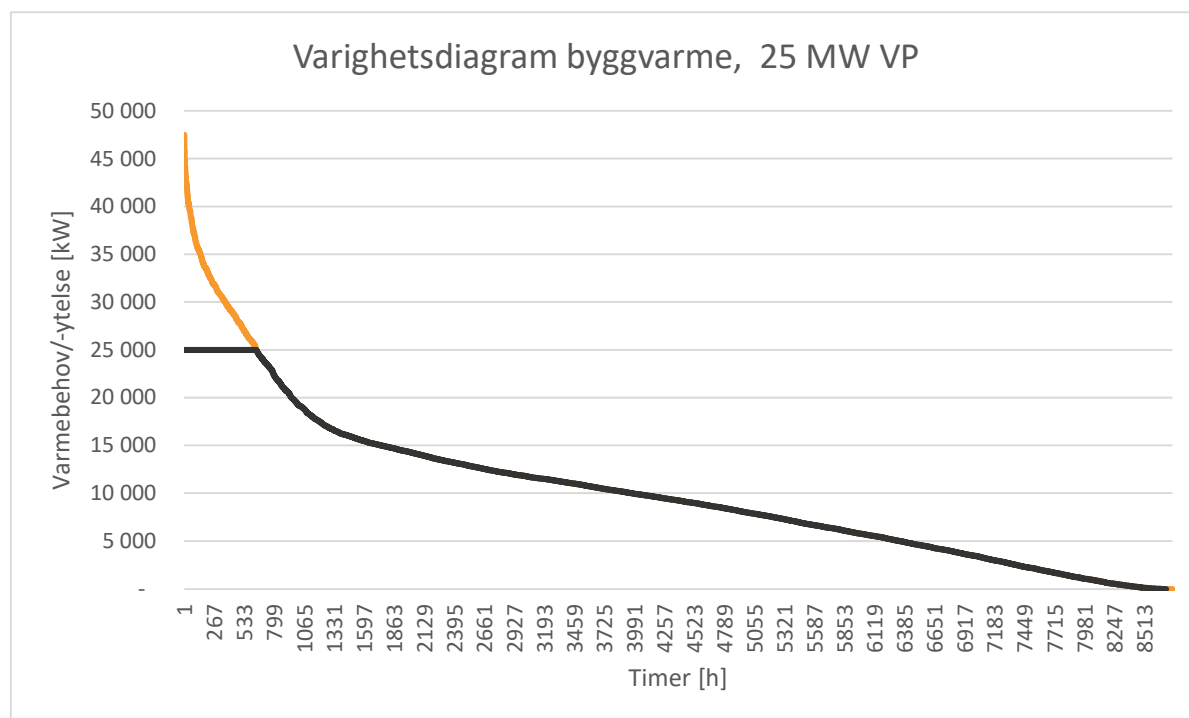
I fase 2 skal det etableres et forbrenningsanlegg for biomasse i forbindelse med landbasert oppdrettsanlegg, fra 2027. Dette vil bidra med vesentlig energimengde og varmeytelse, samtidig som varmebehovet øker. Det skal være N-1 redundans i anlegget.

Kundegrunnlaget er uforandret fra opprinnelig søknad. Som beskrevet i opprinnelig søknad består bygningsmassen i stor grad av eksisterende kontorbygg, lagerhaller, produksjonsbygg og prosessanlegg, som eies av Asset Buyout Partners og leies ut. Asset Buyout Partners har eierstruktur som er sterkt koblet til ABP Fjernvarme AS. De fleste av bygningene benytter i dag vannbåren varme med el-kjel. Enkelte bygninger benytter elektriske panelovner og varmbatterier, men vil konverteres til vannbåren varmedistribusjon og etter hvert tilknyttes fjernvarmenettet.

4.1 Varmepumpeinstallasjon (fase 1)

Med bakgrunn i kundegrunnlaget, som beskrevet i den opprinnelige søknadsprosessen, er det beregnet et årlig varmebehov på 46 GWh for eksisterende bygningsmasse, med ca. 24 MW effektbehov. Det tas høyde for at dette dobles innen kort tid, fra ledige arealer og veksthus som skal etableres. Bygningsmassen vil da ha et totalt energibehov på 91 GWh og 48 MW effektbehov, eksklusivt oppdrettsanlegg. Minimumstemperaturen i fjernvarmesystemet er satt til 75°C for å hindre legionella ved tappevannsberedning.

Det er planlagt fem ammoniakk-varmepumper (R717) på 5 MW hver, totalt 25 MW. Med utgangspunkt i varighetsdiagram, som vist i figur 1, er det beregnet at dette skal kunne dekke omlag 90 % av varmebehovet for bygningsmassen. Med forventet årsCOP på 4,2 medfører det ca. 69 % energibesparelse.



Figur 1: Varighetsdiagram varmepumpeinstallasjon 25 MW

4.1.1 Sjøvannsledning

Sjøvannsinntak plasseres på tilstrekkelig dybde for å minimere groing, og sjøvannsutløp plasseres i samme område, men nærmere havoverflaten. En kum vil etableres nærme sjøkanten i forbindelse med vanninntaket, innenfor konsesjonsområde som vist i figur 4, merket som 1.

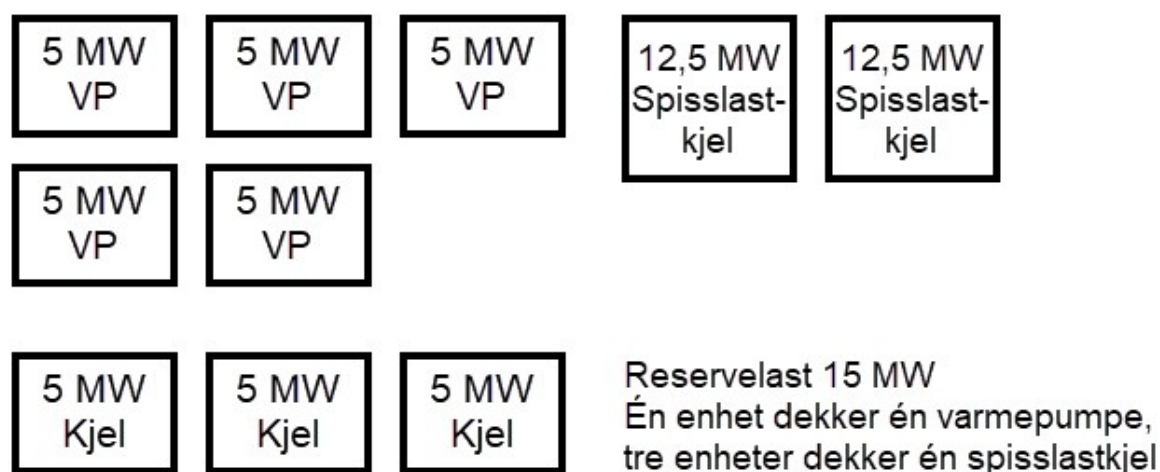
Med varmeytelse som beskrevet vil det være et behov for et dimensjonerende varmeopptak på ca. 18 MW. Varmeopptaket dimensjoneres gjerne for en temperaturdifferanse mellom inntak og utløp

på 4K, når sjøvannet skal brukes som lavtemperatur varmekilde. Dette medfører behov for en vannmengde på ca. 1250 l/s eller 4500 m³/h, og krever et vanninntak på mellom 1000 og 1250 mm indre diameter for å få akseptable strømningsforhold fra kum til varmepumpeinstallasjon. Utløpet vil være direkte fra varmepumpeinstallasjon med lik dimensjon som inntaket. Sjøvannsinntaket til kum vil være like stort eller større enn dette. Vedlagt notat med modellering av utslipp (vedlegg 2), modellerer effekten av utslipp med rørdiameter mellom 1000-2000 mm diameter. Endelige størrelser vil bestemmes i detaljprosjektering.

4.2 Spiss- og reservelastkjel (fase 1)

For å dekke spisslastbehovet for eksisterende bygningsmasse er det planlagt installasjon av spisslastkjeler med i overkant av 50 % effektdekningsgrad. Som følge av N-1-kravet skal det i tillegg installeres redundans slik at varmeforsyningen kan opprettholdes ved bortfall av største kjel. Dette gjøres ved installasjon av ytterligere en eller flere kjeler med lik ytelse som spisslastkjelen.

Det planlegges å benytte ulikt brensel til kjelene for å bedre driftssikkerheten, for eksempel elektrisitet og biogass. Dette gjør også installasjonen mer fleksibel og muliggjør at driften tilpasses pris og tilgjengelighet til brensel/strøm. Forventet maksimalt effektbehov vil være ca. 48 MW, hvor varmepumpen som nevnt dekker ca. 50 % av effektbehovet. Spisslastbehovet kan da dekkes med to kjeler á 12,5 MW. For å dekke reservelast planlegges det med bruk av tre kjeler á 5 MW, eksempelvis bioolje-kjeler. Figur 2 viser konfigurasjonen.



Figur 2: Konfigurasjon: 25 MW varmepumpeytelse, 25 MW spisslast og 15 MW reserve

Tall for varmeytelse til varmepumpe- og kjelinstallasjonen samt brensel er alle foreløpige. Størrelse på installasjonene samt hvorvidt det skal benyttes elektrisitet, biogass eller -olje, og kombinasjon av disse er alle alternativer som vil bli utredet og optimalisert i detaljeringsfasen.

4.3 Lanbasert oppdrett, forbrennings- og biogassanlegg (fase 2)

Et landbasert oppdrettsanlegg er planlagt etablert i området. Det vil være stor grad av varmegjenvinning lokalt på oppdrettsanlegget, forventet opp mot 70 %, hvor resterende varme vil leveres fra fjernvarmenettet. Oppdrettsanlegget skal inngå i samspill med fjernvarmenettet, hvor det er planlagt to termiske energistrømmer med varmeleveranse til oppdrettsanlegget: En høytemperatur (85-90°C) og en lavtemperatur (23-35°C). Tabell 1 viser forventet varmebehov fra oppdrettsanlegget. Som følge av den relativt konstante temperaturen på oppdrettsanleggets inntaksvann antas denne lasten å være konstant.

Tabell 1: Varmebehov oppdrettsanlegg levert av fjernvarmeanlegg, gjengitt fra opprinnelig søknad

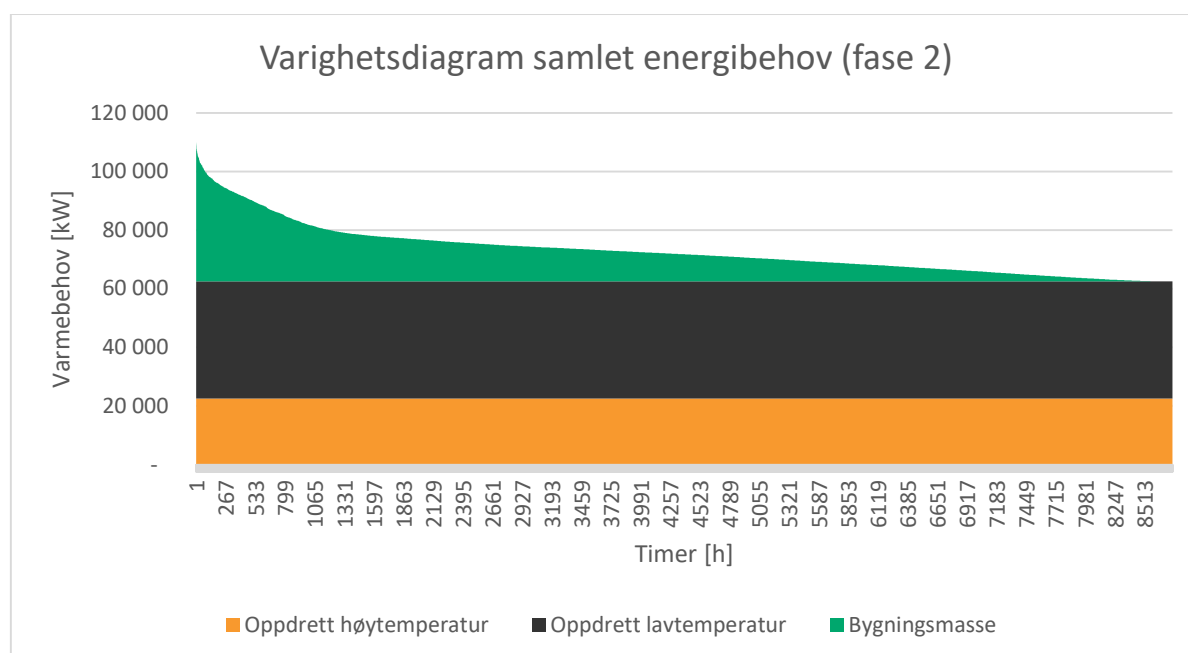
	Forbruk [kWh]	Effekt [kW]
Høytemperatur oppdrettsanlegg	197 213 880	22 513
Lavtemperatur oppdrettsanlegg	350 400 000	40 000

Det skal etableres et forbrennings- og biogassanlegg på matrikelnummer 127/129, i forbindelse med det landbaserte oppdrettsanlegget. Oppdrettsanlegget vil genere bioslam/-masse som skal utnyttes av forbrennings- og biogassanlegget. Dette er planlagt ferdigstilt i 2027. Overskuddsvarme fra forbrenningen skal leveres til fjernvarmeanlegget. Varme leveres til fjernvarmeanlegget ved ca. 140°C som må veksles ned til lavere temperatur på fjernvarmenettet/energistrøm til oppdrettsanlegget. Det er også behov for varmeleveranse direkte til biogassanlegget, fordelt på høy-høytemperatur (ca. 140°C) og høytemperatur (ca. 80°C), som vist i tabell 2. Dette gjøres direkte fra forbrenningsanlegget og vil dermed ikke inngå i fjernvarmenettet. Det samlede energibehovet her er uvisst og er uansett ikke tatt høyde for i videre beregninger.

Tabell 2: Varmebehov biogassanlegg, fra forbrenningsanlegg

	Forbruk [kWh]	Effekt [kW]
Høy-høytemperatur biogassanlegg	-	3 500
Høytemperatur biogassanlegg	-	5 000

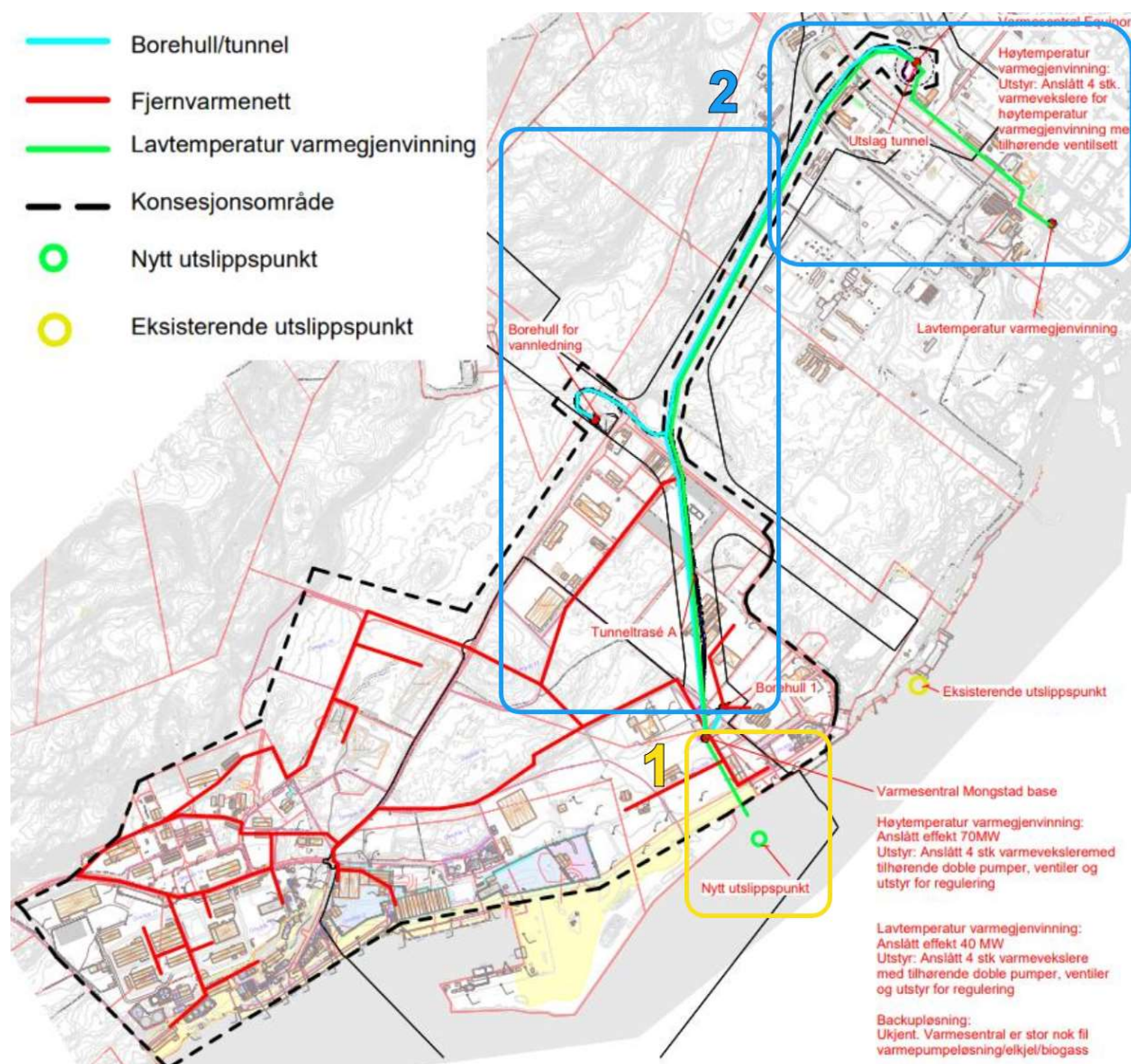
Planlagt varmeytelse fra forbrenningsanlegget er 71 MW, som vil ivareta det økte varme-effektbehovet fra oppdretts- og biogassanlegget. Dette fordeles jevnt på to kjeler. For å ivareta tilstrekkelig redundans i fjernvarmeanlegget, med tanke på N-1-kravet, vil derfor reservelast-kjelene utvides med ca. 21 MW. Videre detaljprosjektering av anlegget vil fastsette disse størrelsene mer nøyaktig.



Figur 3: Varighetsdiagram samlet energibehov, med bygningsmasse og oppdrettsanlegg

5 Fjernvarmenett og konsesjonsgrenser

Konsesjonsgrensene vil reduseres ettersom varmegjenvinning ved bruk av tunneltrase nå går ut. Varmepumpeinstallasjonen med varmeopptak fra sjøvann, med sjøvannsledning, etableres innenfor tidligere konsesjonsgrenser. Sjøvannsinntak og utslipp plasseres på samme sted som det i den opprinnelige søknaden var skissert «Nytt utslippspunkt» for Vest Prosess. Figur 4 viser det tidligere konsesjonsområdet, hvor tunneltrase er vist med turkis og grønn linje, og merket som 2. Sjøvannsinntak og -utløp er ved nytt utslippspunkt, merket som 1.

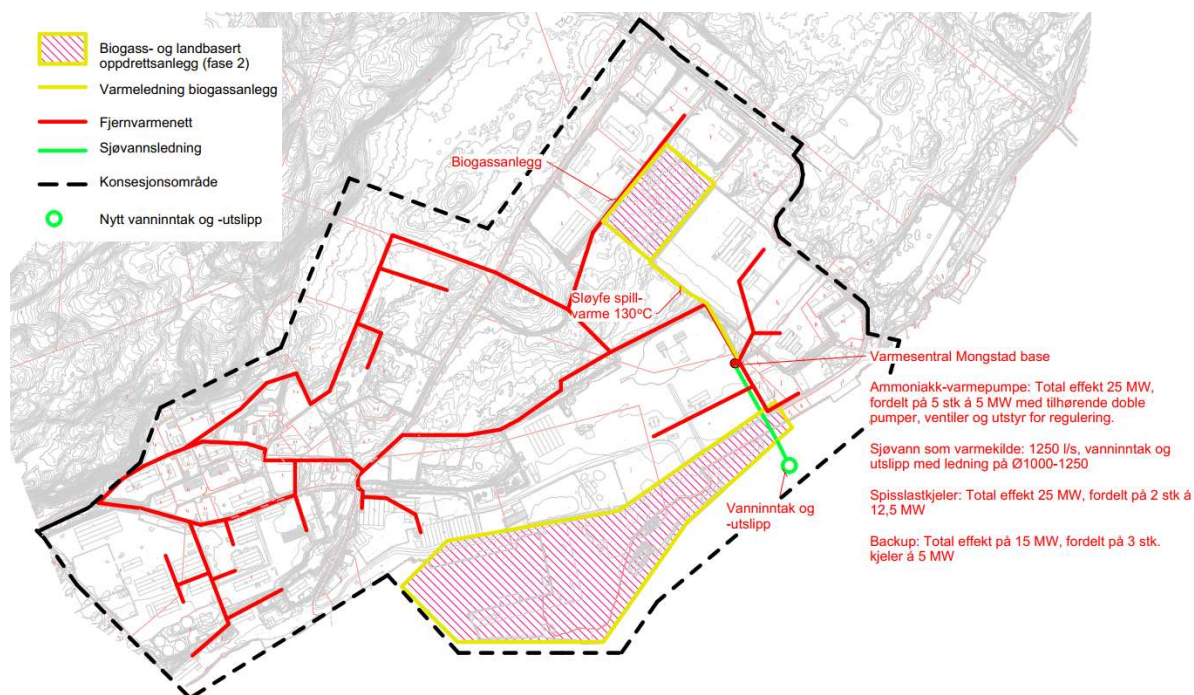


Figur 4: Tidligere konsesjonsområde: Energitunnel merket som 2 utgår og konsesjonsgrenser reduseres, nytt sjøvannsinntak og -utløp merket som 1

Eksisterende utslippspunkt for kjøling fra raffineri/Vest prosess vil dermed heller ikke flyttes når tunneltrase ikke skal etableres, slik det er beskrevet i den opprinnelige konsesjonssøknaden. Prosessanlegget har utslippstillatelse for dette vannet.

Distribusjonsnettet for fjernvarmen er uforandret. Det er ikke planlagt for endringer på det tidligere skisserte distribusjonsnettet på konsesjonskartet. Plasseringen av varmesentralen ved Mongstad base skal som nevnt justeres noe, men dette vil være ubetydelig og vil ikke fremkomme på kartet. Figur 5 viser det oppdaterte konsesjonskartet, hvor plassering av landbasert oppdrettsanlegg og tilhørende biogassanlegg er skravert (egen konsesjon). Se også vedlegg 1 og 2.

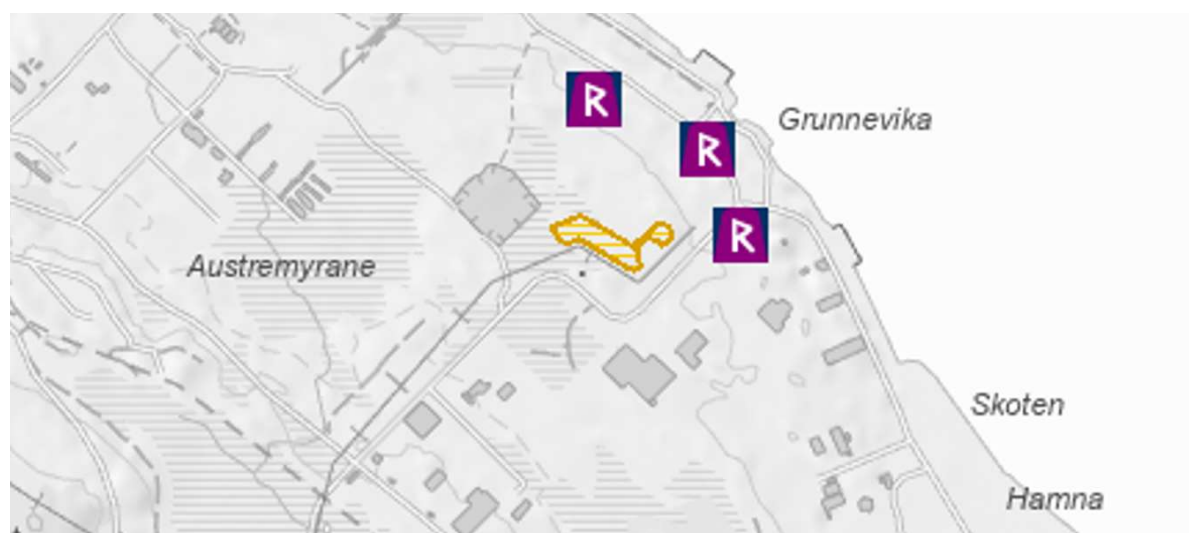
Konsesjonssøknad fjernvarme



Figur 5: Oppdatert konsesjonsområde uten energitunnel

6 Beskrivelse av mulige miljøvirkninger

Mulige miljøvirkninger er beskrevet i den tidligere innsendte søknaden om fjernvarmekonsesjon. Endringen i konsesjonsgrensen er kun en innskrenking og påvirker ikke ytterligere registrerte kulturminner, naturvernområder, terrestriske naturtyper (DN-håndbok 13) eller marine naturtyper (DN-håndbok 19). Vest for Grunnevik er det siden den opprinnelige søknaden, i mai 2023, registrert ei kystlynghei som er en såkalt utvalgt naturtype, se gult område i figur 6. Dette ligger imidlertid utenfor konsesjonsområdet.



Figur 6: Kulturminner og naturtyper. Kulturminnet nederst i bilde er eneste som er innenfor konsesjonsområdet, men dette er, som tidligere beskrevet i den opprinnelige søknaden, fjernet.

Det er ikke registrert observasjoner av nye fugle- eller dyrearter siden den opprinnelige søknaden i artsdatabanken, innenfor konsesjonsområdet. Det er registrert forekomst av fremmedarter med Sitkagran og Gyvel (registrert oktober 2023), men disse registreringene er utenfor konsesjonsområdet og vil ikke bli påvirket av tiltaket. Det er videre registrert en enkeltobservasjon

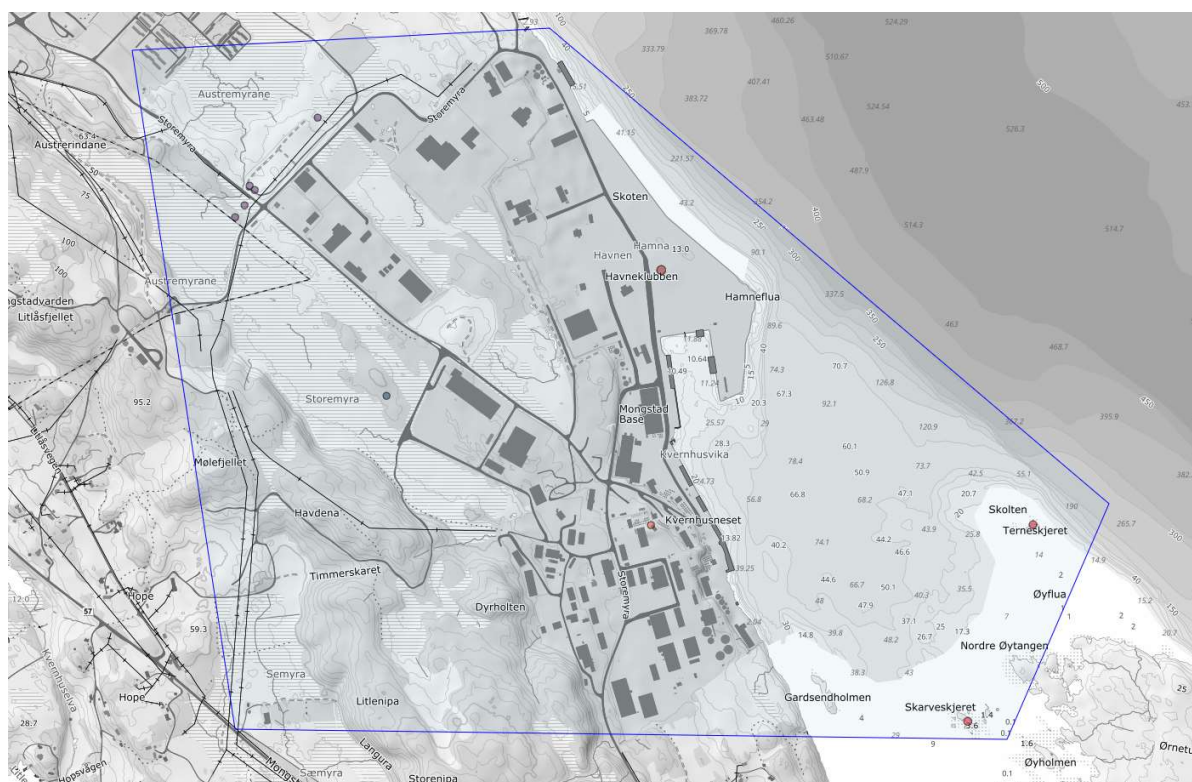
Konsesjonssøknad fjernvarme

av Amerikatege «*Leptoglossus occidentalis*», med omtrentlig plassering av observasjonen. Som følge av denne usikkerheten i plassering, kan observasjonen ha vært innenfor konsesjonsområdet. Tiltakets påvirkning på Amerikatege er ikke vurdert. Tabell 3 og figur 7 viser registreringer i artsdatabanken.

Innenfor konsesjonsområdet skal det bygges ut arealer for utvidelse av eksisterende industriområde, hvor natur vil fjernes. I denne forbindelse er det utarbeidet en egen miljøkartlegging og -oppfølgingsplan for det aktuelle anleggsområdet. Utbyggingen er søkt om og vedtatt i Alver kommune, med byggesaknummer 2024/5329, og påvirker i den forstand ikke vurderingene i forbindelse med fjernvarmeutbyggingen.

Tabell 3: Statistikk over registrerte arter i området, hentet fra artsdatabanken 26.09.2024 (inkluderer kategoriene RE, CR, EN, VU, NT, SE, HI, PH og LO innen rødliste- og fremmedartskategori)

Vitenskapelig navn ↓	Autor ↓	Norsk navn ↓	Kategori ↓	Antall observasjoner ↓	% av totalt antall observasjoner ↓
<i>Larus canus</i>	Linnaeus, 1758	fiskemåke	● VU	4	0.00
<i>Picea sitchensis</i>	(Bong.) Carrière	sitkagran	● SE	3	0.01
<i>Larus argentatus</i>	Pontoppidan, 1763	gråmåke	● VU	2	0.00
<i>Numenius arquata</i>	(Linnaeus, 1758)	storspove	● EN	2	0.00
<i>Vanellus vanellus</i>	(Linnaeus, 1758)	vipe	● CR	2	0.00
<i>Cytisus scoparius</i>	(L.) Link	gyvel	● SE	2	0.04
<i>Melanitta nigra</i>	(Linnaeus, 1758)	svartand	● VU	1	0.00
<i>Rissa tridactyla</i>	(Linnaeus, 1758)	krykkje	● EN	1	0.00
<i>Melanitta fusca</i>	(Linnaeus, 1758)	sjørør	● VU	1	0.00
<i>Sterna hirundo</i>	Linnaeus, 1758	makrellterne	● EN	1	0.00
<i>Somateria mollissima</i>	(Linnaeus, 1758)	ærfugl	● VU	1	0.00
<i>Riparia riparia</i>	(Linnaeus, 1758)	sandsvale	● VU	1	0.00
<i>Leptoglossus occidentalis</i>	Heidemann, 1910		● HI	1	3.33
<i>Chloris chloris</i>	(Linnaeus, 1758)	grønnfink	● VU	1	0.00
Totalt 14 taksoner					0.00



Figur 7: Kartutsnitt over området med registrerte arter, hentet fra artsdatabanken 26.09.2024 (inkluderer kategoriene RE, CR, EN, VU, NT, SE, HI, PH og LO innen rødliste- og fremmedartskategori)

Sjøvannsinntak og -utløp er, som nevnt, ved tidligere tiltenkt plassering av nytt sjøvannsutløp vist i den opprinnelige konsesjonssøknaden. Med bakgrunn i overslagsverdier for vannmengde, beskrevet i dette dokumentet, i kombinasjon med en lav temperaturdifferanse forventes det lavere miljøpåvirkning lokalt enn den tidligere skisserte løsningen. Ved modellering vises det at utslippsvannet for den nye situasjonen i alle tilfeller vil synke og innblandes mellom 10-40 m dyp.

Som beskrevet i vedlegg 4, kan det ikke utelukkes en påvirkning på biologisk mangfold ved redusert vanntemperatur ved utløpet. Responsen vil være lokal, men kan tenkes å komme i form av en

vridning mot et samfunn med hovedvekt av kulde-kjære arter og eventuelt også en reduksjon/bortfall av varmekjære arter.

Effektene på biologisk mangfold i influensområdet ved planlagt utløp ved Mongstad vil trolig være beskjedne med den temperaturforskjellen som er skissert i denne modellen.

Ved Mongstad er det funnet rødlistede arter i form av sjøtre (NT-nært truet) på rundt 260 m dyp i nærområdet til tenkt utslipp. Det er ikke forventet at plumen fra utslippet når dette dypet.

Ettersom spillvarme fra kjøling til prosessanlegget ikke lenger vil benyttes, vil heller ikke utslipp av oppvarmet vann til sjø reduseres slik tidligere løsning la opp til.

7 Økonomisk presentasjon

Det har blitt utarbeidet en kalkyle for utbyggingskostnadene i forbindelse med fjernvarmenettet (ingen endring fra tidligere), samt varmesentral med kjel- og varmepumpeinstallasjonen. Tabell 4 viser kalkyle for investeringene.

Tabell 4: Investeringskalkyle. Alle tall er i NOK og eks. MVA. *Fase 2

Teknisk sentral Mongstad Base inkl. grunnarbeid	66 100 000
Varmepumpeinstallasjon m. scrubber og elektro	264 500 000
Varmeopptak, sjøvann	58 200 000
Spisslastkjel, inkl. elektro	27 800 000
Reservekjeler	15 900 000
Rørinstallasjon	55 000 000
Fjernvarmenett	175 000 000
Utvidelse fjernvarmenett*	75 000 000
Reservekjeler*	25 000 000
Investeringskostnad eks. mva., fase 1	662 500 000
Investeringskostnad eks. mva., fase 2	100 000 000

NVEs beregningsark for samfunnsøkonomisk beregninger er benyttet for beregning av anleggets samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Strøm-/brenselpris som er benyttet er 1,5 NOK/kWh for el-kjel og varmepumpe. Som nevnt i kapittel 4 benytter eksisterende bygningsmasse primært elektrisk oppvarming, slik at dette benyttes for sammenligning i beregningen. For fase 2 med forbrenningsanlegg er det benyttet 0,25 NOK/kWh. Figur 8 viser resultatet av beregningen hvor det kun tas høyde for fase 1, med tall i 1000 NOK.

Beregnet samfunnsøkonomisk gevinst ved alternativ A sammenlignet med alternativ B: 351 680

Figur 8: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet, beregnet med NVEs beregningsark. Tall i 1000 NOK, kun for fase 1 (dog hele analyseperioden)

Figur 9 viser resultatet av beregningen for den planlagte installasjonen, fase 1 og 2, men hvor det er noe større usikkerhet i tallene til fase 2.

Beregnet samfunnsøkonomisk gevinst ved alternativ A sammenlignet med alternativ B: 5 380 392

Figur 9: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet, beregnet med NVEs beregningsark. Tall i 1000 NOK, inkluderer fase 1 og 2

8 Forsyningssikkerhet

I forbindelse med den opprinnelige konsesjonssøknaden er det gjennomført en omstendelig og grundig ROS-analyse. Denne baserer seg på opprinnelig konsept med varmegjenvinning og bruk av energitunnel. Samtlige uønskete hendelser og tilhørende tiltak relatert til energitunnelen vil dermed utgå, når denne nå utgår.

I forbindelse med etablering av varmesentral med kjel- og varmepumpeinstallasjonen skal det gjennomføres en ROS-analyse i detaljprosjektering, iht. Maskinforskriften. I fase 1 er det planlagt 50 MW samlet varmeytelse (eksl. reservekjeler), og totalt 121 MW i fase 2. Dermed vil anlegget fortsatt være i klasse 1 iht. Kraftberedskapsforskriften.

9 Referanser

1. 10246758-01-TVF-RAP-001, revisjon 00 datert 20.12.2022

10 Vedlegg

1. V-320-20-002 Godkjent KONSESJONSOMRÅDE (UTGÅTT)
2. V-320-20-002 Nytt KONSESJONSOMRÅDE
3. 10246758-01-TVF-BER-002 alternativanalyse-fjernvarmekonsesjon - Uten energitunnel
4. 10246758-01-RIMT-NOT-001 Vurdering av utslipp