

Stord Vatn og Avløp AS

FOR-009 Vurdering av energinøytralitet

Skjersholmane Renseanlegg

Oppdragsnr.: 52408305 Dokumentnr.: FOR-009 Revisjon: J02 Dato: 2026-01-30



FOR-009 Vurdering av energinøytralitet

Skjersholmane Renseanlegg

Oppdragsnr.: 52408305 Dokumentnr.: FOR-009 Revisjon: J02

Oppdragsgiver: Stord Vatn og Avløp AS
Oppdragsgivers kontaktperson: Arnstein Hetlesæter
Rådgiver: Norconsult Norge AS
Oppdragsleder: Torstein Dalen
Fagansvarlig: Robert Martinez
Andre nøkkelpersoner: Tor Eivind Tjalvin Alvsåker, Morten Høigaard

Revisjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent
D01	2025-12-19	For godkjenning hos oppdragsgiver	TORALV	ROMAR/MOHOI	TODAL
J02	2026-01-30	For bruk	TORALV	ROMAR/MOHOI	TODAL

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

Sammendrag

Dette rapporten vurderer muligheter for fornybar energiproduksjon i Skjersholmane Renseanlegg (SRA), og konsekvenser som følger av energikrav i det reviderte EU avløpsdirektivet.

Samlet brutto energibehov for SRA er beregnet til ca. 2,7 GWh/år, tilsvarende et spesifikt energibehov på ca. 0,6 kWh/m³. Elektrisitet utgjør i overkant av to tredjedeler av energibehovet, mens det resterende er termisk energibehov. Brutto behov er benyttet for beregningen iht. avløpsdirektivet - forventet kjøpt energibehov med løsning basert på varmepumpe blir lavere enn dette.

EU-taksonomiens krav for å tilfredsstille kriteriet «Vesentlig bidrag til begrensning av klimaendringer» er at levert energi til renseanlegget skal være ≤ 25 kWh/(år*PE). Dersom tiltakene med avløpsvarmepumpe og takmonterte solceller gjennomføres vil SRA havne på ca. 60 kWh/(år*PE), som er et godt stykke over kravet. Merk at kravet er svært strengt, og at SRA med et spesifikt energibruk på ca. 0,6 kWh/m³ anses som relativt energieffektivt for et anlegg med sekundærrensing.

EU revidert avløpsdirektiv trer i kraft i EU 01.01.2025. Det reviderte EU direktivets målsetninger for fornybar energiandel gjelder på nasjonalt nivå for alle anlegg > 10 000 pe (personequivallenter). Endringene er foreløpig ikke tatt inn i EØS-avtalen, men det anbefales likevel at SRA setter samme mål for fornybar andel som i direktivet. Målsetningene for fornybar andel – og tiltak som minimum må gjennomføres for å oppnå målsetningene – er som følger:

- **20 % innen år 2030:** Avløpsvarmepumpe for varme- og kjøleleveranse internt i SRA ¹.
- **40 % innen år 2035:** Samme som for år 2030 pluss nytt mikrokraftverk knyttet til Ravatnet eller biogassproduksjon ¹.
- **70 % innen år 2040:** Samme som for år 2035 ¹.
- **100 % innen år 2045:** Samme som for år 2040 pluss tak- og fasademonterte solceller ^{1 2}.

¹ Merk at det eksisterende minikraftverket i Fuglavikjo allerede bidrar med 5 %, og vil gjøre det så lenge det driftes som i dag.

² Avløpsvarmepumpe for varme- og kjøleleveranse internt i SRA pluss tak- og fasademonterte solceller pluss biogassproduksjon summerer opp til 98 %, dvs. under kravet på 100 % (mangler ca. 50 MWh/år). Imidlertid er energibehovene og beregningene av fornybare andeler i denne rapporten grove, og ved reelle driftsforhold vil prosentkravet kunne bli innfridd.

Anbefalinger for forprosjekt:

- Avløpsvarmepumpe på ca. 160 kW for varme- og kjøleleveranse internt i SRA anbefales medtatt i prosjektering og konkurransegrunnlag. Det bør settes av plass for varmepumpe i teknisk rom og avløpsvarmeveksler i prosesshallen. Tiltaket er lønnsomt, og vil ha en inntjeningstid på ca. 7 år sett opp mot en referanseløsning basert på el-kjel og kompakte luftkjølte kjølemaskiner.
- En installasjon av takmonterte solcellemoduler vil så vidt ikke bli inntjent i løpet av anleggets levetid. Imidlertid kan anlegget bidra til å oppfylle energikravene i det reviderte EU-avløpsdirektivet, samt

redusere risikoen knyttet til fremtidige økninger i strømpriser. Dersom økonomisk lønnsomhet er det viktigste kriteriet for en eventuell installasjon, kan ikke en installasjon av solcelleanlegg på renseanlegget forsvares. Dersom andelen lokal energiproduksjon og selvforsyning derimot veier tyngre, kan løsningen forsvares. Uavhengig av om det blir aktuelt med solcelleanlegg på taket på dette tidspunktet, anbefaler Norconsult at byggherren vurderer å forberede bygget for fremtidig solcelleinstallasjon. Forberedelser iht. nivå 2 i veilederen for Solklare bygg fra Fornybar Norge anbefales for dette prosjektet dersom man går bort fra solcelleinstallasjon i denne omgang. Fasademonterte solcellemoduler er ikke lønnsomt, og anbefales ikke i dette prosjektet.

Anbefalinger for fremtiden:

- Nytt minikraftverk knyttet til Ravatnet vil i stor grad kunne bidra til oppnåelse av det reviderte EU direktivets målsetninger for fornybar energiandel. Realisert omfang må avklares.
- Kommunen anbefales å sikte på regional energiutnyttelse av slam fra SRA innen år 2040, eventuelt år 2035.
- Potensialet for fjernvarme innen 5 km fra SRA bør kartlegges, gjerne sammen med andre energiselskaper i området.

Tabellen under oppsummerer de ulike energiteknologienes potensial for bidrag til fornybar andel.

Teknologi	Potensial, fornybar andel	Ref. kapittel #
Eksisterende minikraftverk, Fuglavikjo	5 %	7.1.1
Nytt minikraftverk, Ravatnet	65 %	7.1.2
Avløpsvarmepumpe for varme- og kjøleleveranse internt i SRA	21 %	0 / 4
Takmonterte solceller	8 %	7.1.2
Fasademonterte solceller	5 %	7.1.2
Storskala fjernvarme basert på avløpsvarmepumper	> 100 %	5
Biogassproduksjon	61 %	6

1	Rammebetingelser	5
1.1	Bakgrunn	5
1.2	Lokalt klima	5
1.3	Teknisk underlag	5
1.4	Arealer og bygningsdeler	6
1.5	Energikrav i utslippstillatelse	6
1.6	Andre energirelevante krav	7
1.7	Kravene i nytt EU avløpsdirektiv	7
1.8	EU-taksonomi	8
1.9	Kommunalbanken energikrav	9
2	Energi- og effektbehov	9
2.1	Hydraulisk belastning og personekvivalenter	9
2.2	Andre forutsetninger	9
2.3	Energibehov – Renseprosess	9
2.4	Energibehov – Resterende	10
2.5	Energibehov – Oppsummering	11
3	Løsninger for termisk energiproduksjon	13
3.1	Avløpsvarmepumpe – kun for renseanlegg	14
3.2	Varmeuttak fra blåsemaskinluft	17
4	Livssyklus kostnad for termiske energiløsninger	18
4.1	Investeringskostnader	18
4.2	Energiforsyningskostnader	20
4.3	Drift- og vedlikeholdskostnader	20
4.4	Utskiftningskostnader	20
4.5	LCC-resultater	21
5	Fjernvarmeeksport	22
5.1	Kundepotensial og trasé	22
5.2	Produksjonspotensial	23
5.3	Økonomi og lønnsomhet	23
6	Slambehandling og potensial for biogass	24
Appendiks A	7 Potensial for kraftproduksjon	25
Appendiks B	7.1 Minikraftverk	25
Appendiks C	7.2 Solceller	25
	7.3 Vind	26
	Varme- og kjølebehov på månedsbasis	28
	Prinsippskjema – avløpsvarmepumpe	28
	Forutsetninger, energimodell	29

1 Rammebetingelser

1.1 Bakgrunn

Norconsult Norge AS har fått i oppdrag av Stord Vatn og Avløp AS å utrede løsninger for fremtidens avløpshåndtering i kommunen. Denne prosjektrapporten beskriver og vurderer alternative energiløsninger for renseanlegget. Rapporten inngår i levert forprosjekt for Skjersholmane Renseanlegg i 2025.

1.2 Lokalt klima

Lokalt historisk klima som vanligvis blir benyttet i energivurderinger er fra årene før år 2000. Nyere målinger fra siste 15 år viser et mye varmere klima, og Stord kan også forvente enda mildere klima i fremtiden. Den oppdaterte standarden for energi i bygninger, NS3031, bruker et datasett for årene 1991-2020. I programvaren som er anvendt for å utarbeide en energimodell – Simien v.6 – er ikke Stord et eget klimasted. Haugesund-klima er derfor anvendt, med følgende dimensjonerende verdier:

- Historisk dim. vintertemperatur (laveste 3-døgns middeltemperatur) har vært -10,0 °C.
- Historisk dim. sommertemperatur (n50) har vært 21,5 °C – tilsvarer en maks temperatur på 24,6 °C.
- Middeltemperatur over året har vært 7,1 °C.

Forventet økningen i middeltemperatur i år 2065 er 1,5 grader (middels utslippsscenario). Klimaendringer er ivare tatt gjennom designmarginer ved beregninger av termiske energi- og effektbehov.

1.3 Teknisk underlag

- Energibehov, renseprosesser fra RIVA 10.10.2025.
- Foreløpige tegninger/modeller fra ARK fra 10.10.2025 og 22.10.2025.
- Foreløpige ventilasjonsluftmengder oppgitt av RIV 07.10.2025.
- Foreløpige prosesskjølebehov oppgitt av RIV 31.10.2025.
- Ytterligere forutsetninger for energiberegninger er presentert i Appendiks C.
- Temperaturmålinger, avløp - Garnes renseanlegg (2017-2019).
- 3D modell i Revit 2026.

Metode: teknisk underlag er benyttet for å lage energimodell av bygningene. Simulering med denne modellen gir beregnet årlig energibehov og dimensjonerende effektbehov for varme og kjøling. Det forutsettes at energimodellen holdes oppdatert gjennom senere prosjektfaser.

1.4 Arealer og bygningsdeler

Oppvarmede arealer og bygningsdeler er hentet fra foreløpige tegninger/modeller fra ARK fra 10.10.2025 og 22.10.2025. Et oversiktsbilde av renseanlegget er presentert i Figur 1-1. Arealer og bygningskategorier for soner som inngår i energimodellen for prosjektet er presentert i Tabell 1-1. Det er tatt utgangspunkt i det mest arealkrevende scenarioet her, som inkluderer administrasjonsbygg.

Tabell 1-1 Arealer

Sone	Bygningskategori	Bruksareal [m ²]
Prosesshall	Lett industri, verksteder	Ca. 4 000
Lab/oppholdsrom i prosesshall	Lett industri, verksteder	Ca. 50
Administrasjonsbygg	Kontorbygg	Ca. 1 100
Verksted	Lett industri, verksteder	Ca. 250
Sum	-	Ca. 5 400



Figur 1-1 Oversiktsbilde av Skjersholmane RA

1.5 Energikrav i utslippstillatelse

Flere kommuner innfører nå klare vilkår om energistyring i utslippstillatelser basert på generelle krav i § 16 fra Forurensningsloven, for å «fremme effektiv utnyttelse av energi som virksomheten bruker eller frembringer». Paragrafen henviser her til EØS avtalen og direktiv om utslipp fra industri.

Det følgende er beskrevet i utslippstillatelsen til det eksisterende renseanlegget på Skjersholmane (Del 9 i «Løyve etter forurensningslova for utslepp av kommunalt avløpsvatn og utslepp av overvatn frå avløpsanlegg i Stord tettstad i Stord kommune» fra 2016). Det forutsettes at de samme kravene vil gjelde for det nye renseanlegget, og at det vil bli gitt en frist for når et energistyringssystem skal være etablert:

- **Energistyringssystem:** Kommunen skal ha rutiner for regelmessig vurdering av tiltak som kan iverksettes for å oppnå en mest mulig energieffektiv drift av hele avløpsanlegget. **Dette kravet er omtalt i separat notat FOR-021 Energistyring og energiledelse.**
- **Utnyttelse av overskuddsenergi:** Kommunen skal i størst mulig grad utnytte overskuddsenergi internt og legge til rette for at overskuddsenergi skal kunne utnyttes eksternt, med mindre det kan godtgjøres at dette ikke er teknisk mulig, begrenses av gitte konsesjoner eller medfører urimelige kostnader.

1.6 Andre energirelevante krav

Energirelevante krav i «Kommuneplan for Stord kommune 2010 – 2021»:

- Klima og energi (pbl § 11-9 nr.3), § 1.18: «Alle reguleringsplanar og byggesøknader skal dokumentera at Teknisk forskrift sine krav om energi kan oppfyllest. Ved utarbeiding av reguleringsplanar for nye byggeområde skal det visast korleis det er teke omsyn til klimatiske tilhøve som sol, vind, kaldras m.m og korleis utbygginga fremjar lågt samla energibruk. Resirkulering av avlaupsvatn og miljøvenlege energiløysingar skal også takast omsyn til.»

1.7 Kravene i nytt EU avløpsdirektiv

Avløpsdirektivet er under revidering og kan føre til endringer i forurensningsforskriften. Mulige endringer i energikrav er omtalt i dette avsnittet. Revidert avløpsdirektiv ble godkjent av EU 11.2024. Den norske regjeringen har signalisert at avløpsdirektivet skal tas inn i EØS-avtalen, fordi endringene vurderes som relevante og akseptable.

Det er foreløpig ukjent hvordan direktivet skal iverksettes i norsk forskrift. Myndighetene må ta ansvar for et nasjonalt energiregnskap for avløpsrenseanlegg. Det er en viss frihet for hvordan nasjonale mål skal oversettes til delmål for enkelte anlegg. Det er sannsynlig at myndighetene vil stille klarere og strengere krav til større anlegg. Konsekvenser av direktivet for Norge vurderes av Norsk Vann i prosjektet *8-2025 Arbeider*

1.7.1 knyttet til oppdatering av forurensningsforskriften/implementering av revidert avløpsdirektiv i norsk lovverk.

Krav om energirevisjon hvert 4. år

Direktivets 11. artikkel §1 stiller krav til energirevisjon hvert 4. år. Revisjonen skal identifisere energitiltak med god kost-nytteverdi i renseanlegg > 10 000 pe, og omfatter pumpestasjoner i avløpsnett. Fristene for å fullføre den første energirevisjonen er slutten av **2032**, mens frist er 2028 for store anlegg (> 100 000 pe).

1.7.2 Revisjonen skal kartlegge dagens energiforbruk, identifisere tiltak for å redusere forbruket, og tiltak for produksjon av fornybar energi. Muligheter for å produsere biogass og utnyttelse av avløpsvarme i et fjernvarmenettverk er spesifikt nevnt i direktivet. Revisjonen skal beregne energipotensial i tiltakene og vurdere kost-nytteverdi. Dette kravet stiller ingen tallfestet krav om energireduksjon eller fornybar andel.

Krav om minimum andel fornybar energi

Direktivets 11. artikkel §2 stiller minimumskrav om andel (%) av fornybar energi av totalt energibruk i renseanlegg - transportnett er ekskludert. Kravene stilles på nasjonalt nivå og gjelder for alle anlegg > 10 000 PE (personequivallenter), samlet i et nasjonalt energiregnskap. Kravene trappes opp som vist under:

- 20 % innen år 2030
- 40 % innen år 2035
- 70 % innen år 2040

- 100 % innen år 2045

Ordlyden i paragrafen som omhandler prosentkravene er: «xx % of the total annual energy used (...)», tolkes som brutto (inkludert tap) årlig energibehov. Merk at tiltak som reduserer energiforbruk også vil hjelpe med målsetningen om å oppnå høyere fornybar andel, ved å redusere BE_{total} . Følgende formel benyttes i evalueringen av kravene:

$$\text{Fornybar andel [\%]} = \frac{\text{Brutto energibehov dekket av fornybare kilder}}{\text{Samlet brutto energibehov}} = \frac{BE_{fornybar}}{BE_{total}}$$

Prosentkravene skiller ikke mellom hvor energi er produsert, eller hvor den er brukt, så lenge det er gjort «på vegne av» eier eller operatørselskap for renseanlegget. Kjøpt energi inngår ikke i denne definisjonen – se neste avsnitt om dispensasjon for dette. Norsk elkraft og fjernvarme kan derfor ikke medregnes i fornybar andelen hvis kjøpt fra en tredjepart. Fornybare kilder er definert i tidligere EU direktiv fra 2018. Her står det bla. at kjøpt elektrisitet som driver varmepumper på avløpsvann ikke kan medregnes som fornybar og må trekkes fra varmeproduksjonen.

Utnyttelse av biogass kan medtas som fornybar, selv om utråtning og produksjon skjer annet sted. Det er uklart om produksjon fortsatt er «på vegne av» hvis gassanlegget ikke er deleid av kommunen – men det antas at norske myndighetene vil vektlegge utnyttelse av slam mer enn hvem som eier biogassanlegget.

1.7.3 Dispensasjon for å kjøpe fornybar energi

1.7.3

Direktivets 11. artikkel §3 og §4 tillater kjøp av fornybar energi inntil 35 %, men kun for land som kan bevise at de ikke klarer de to strengeste målene for fornybarandel, 70 % i 2040 og 100 % i 2045, og kun hvis alle andre mulige tiltak er iverksatt. Gjenstående lønnsomme tiltak beskrevet i energirevisjonen kan, i teorien, gjøre det vanskeligere å benytte dispensasjon. Direktivet sier også at landene må ha kontrollrutiner for å sjekke at kravene er ivaretatt, og konsekvenser for aktører som ikke følger med.

1.8 EU-taksonomi

EU-taksonomien er EU sitt felles klassifiseringssystem for å definere hvilke økonomiske aktiviteter som kan regnes som bærekraftige. For vann- og avløpssektoren innebærer dette at renseanlegg må oppfylle konkrete tekniske kriterier for å kunne klassifiseres som miljømessig bærekraftige, blant annet innen energi, utslipp og klimatilpasning. Formålet er å sikre at investeringer faktisk bidrar til mindre miljøbelastning, og at energibruken i sektoren blir mer effektiv.

For avløpsrenseanlegg tas det utgangspunkt i «net energy consumption»-grenseverdier for evaluering av «Vesentlig bidrag til begrensning av klimaendringer»-kriteriet til EU-taksonomien¹. «Net energy consumption» tolkes som levert energi til anlegget. Det vil si at energi som produseres internt i selve anlegget, for eksempel via varmepumper eller solceller, kan godskrives. Kravet er at dette energibehovet ikke overstiger en viss mengde kWh per personekvivalent per år, med lavere grenseverdier for større anlegg. Hensikten er å stimulere til energieffektive prosesser og lokal energiproduksjon, slik at renseanlegg både bruker mindre energi og i større grad kan være selvforsynt. Det er ikke påkrevd for SRA å oppnå grenseverdiene, men en klassifisering i henhold til EU-taksonomien vil kunne gi en del fordeler, slik som tilgang til grønne lån (se kapittel 1.9).

Merk at dette er en grenseverdievaluering med et annet kriteriesett enn kravene stilt til fornybar andel presentert i forrige kapittel.

¹ [Construction, extension and operation of waste water collection and treatment](#)

1.9 Kommunalbanken energikrav

Kommunalbanken (KBN) har oppdatert kravene for grønne lån til vann- og avløpsprosjekter for å møte økte klima- og miljøforventninger. De nye kriteriene trer i kraft 20. januar 2025 og stiller strengere krav² til både nye og eksisterende vannbehandlings- og avløpsrenseanlegg, samt tilhørende infrastruktur.

2 Energi- og effektbehov

2.1 Hydraulisk belastning og personekvivalenter

Dimensjonerende hydraulisk belastning er hentet fra delrapport «FOR-004 Dimensjonerende belastning», og er gjengitt i Tabell 2-1. Befolkningsframskrivninger og beregninger av personekvivalenter (pe) er hentet fra samme delrapport. For år 2065 er det beregnet en fremtidig belastning på 33 000 pe, mens for år 2050 er det beregnet til 31 000 pe. Det er i denne rapporten tatt utgangspunkt i førstnevnte verdi ved evaluering av kravene i kapittel 1.8, mens sistnevnte verdi er anvendt ved evaluering av kravene i kapittel 1.7.2. Dette er grunnet at kravene i kapittel 1.7.2 skal innfris i løpet av 2045.

Tabell 2-1: Vannmengder til fremtidig SRA - fra FOR-004 notat

Q_{\min} [l/s] ([m ³ /h])	Q_{middel} [l/s] ([m ³ /h])	Q_{dim} [l/s] ([m ³ /h])	Q_{maksdim} [l/s] ([m ³ /h])	Q_{maks} [l/s] ([m ³ /h])
32 (115)*	140 (504)*	195 (702)*	480 (1728)*	605 (2178)*

* Foreløpige beregninger per 23.10.2025

2.2 Andre forutsetninger

Distribusjonstemperaturer for varme og kjøling påvirker effektivitet av løsninger for produksjon. Forutsatte temperaturnivåer er:

- Varme: Det forutsettes lavtemperatur vannbåren varmedistribusjon med maks turtemperatur 50 °C, og streng utekompensering av settpunkt for turtemperatur. Disse forutsetningene er viktige for løsninger med varmpumper.
- Kjøling: Det forutsettes distribusjonstemperaturer på isvann på 12 °C.

2.3 Energibehov – Renseprosess

Energibehov til renseprosesser er grovestimert av RIVA-prosess i beregningsark «Komponentliste Kostnader og effektbehov Skjersholmane RA.xlsx», og må oppdateres senere i prosjektering. Per nå er det anvendt grovestimerte energibehov over 6-timers intervaller i et gjennomsnittsdøgn. Energibehov knyttet til primær- og sekundærrensetrinn (blåsemaskiner, sentrifuger, omrørere, osv.) og alle pumper som transporterer avløpsvann eller slam er inkludert i tallene presentert i Tabell 2-2. Energibehov knyttet til

² <https://www.kbn.com/om-oss/nyheter/2025/naturhensyn-i-oppdaterte-vann--og-avlopskriterier/>

prosessventilasjon og luktreanseanlegg er ikke inkludert i Tabell 2-2, men er inkludert i tallene presentert i kapittel 0.

Tabell 2-2 Gjennomsnittlig elektrisk energibruk i renseprosess (oppgitt av RIVA-prosess)

Timeintervall i gjennomsnittsdøgn	Elforbruk [kWh per 6-timers intervall]	Elektrisk effekt [gjennomsnitt kW]
00-06	390	65
06-12	1 440	240
12-18	1 440	240
18-00	1 060	180
Sum (24 timer)	4 330	180

Samlet energibehov til renseprosesser er beregnet og oppsummert i tabellen nedenfor.

Tabell 2-3 Energibehov, elektrisitetsspesifikke laster – Renseprosess

Post	Energibehov [MWh/år]
Energibehov til renseprosesser	1 580

2.4 Energibehov – Resterende

Elektrisk energibehov som ikke direkte er knyttet til renseprosessen (VVS, belysning og andre bygningsrelaterte tekniske laster) er simulert ved å utarbeide en energimodell i Simien v.6. Forutsetninger for energimodellen er presentert i Appendiks C. Se Appendiks A for detaljerte resultater fra energisimulering av varme- og kjølebehov for hver måned over et år.

Tabell 2-4 Energibehov, elektrisitetsspesifikke laster – Ikke direkte knyttet til renseprosess

Post	Energibehov [MWh/år]
Vifter og pumper	200
Belysning	150
Teknisk laster	50
Sum	400

Valgt dimensjonerende varme- og kjøleeffektbehov inkludert designmargin er vist i henholdsvis Tabell 2-5 og Tabell 2-6. Tabellene viser vannbårne effekter som må produseres fra energisentral.

Tabell 2-5 Brutto energi- og effektbehov, varme

Post - varme	Effektbehov [kW]	Energibehov [MWh/år]
Ventilasjonsvarme	120	240
Romoppvarming	250	280
Varmt tappevann	30	40
Sum	400	560

Effektbehov for prosesskjøling er grovberegnet med utgangspunkt i møter med RIV 31.10.2025. Det antas ingen kjølebehov til avfukting. Behovene må verifiseres på et senere tidspunkt.

Tabell 2-6 Brutto energi- og effektbehov, kjøling

Post - kjøling	Effektbehov [kW]	Energibehov [MWh/år]
Ventilasjonskjøling	50	5
Prosesskjøling	50	195
Derav Blåsemaskinrom	40	
Derav Kompressorrom	5	
Derav Tavlerom	5	
Sum	100	200

2.5 Energibehov – Oppsummering

Foreløpig beregnet brutto energibehov er oppsummert i Tabell 2-7. Brutto energi benyttes for beregning av fornybar andel ifm. avløpsdirektivet. Til sammenligning er forventet total kjøpt energi til hele renseanlegget også vist i samme tabell, for energiløsning med varmepumpe.

Samlet brutto energibehov (BE_{total}) er beregnet til ca. 2,7 GWh/år. Elekrisitet utgjør i overkant av to tredjedeler av dette, tilsvarende ca. 2 GWh/år.

Samlet brutto energibehov tilsvarer et spesifikt energibruk på **ca. 0,6 kWh/m³**, en relativt lav verdi for et anlegg med sekundærrensing. Til sammenligning har HIAS, iht. presentasjon fra VA-dagene innlandet 2024, et spesifikt energibruk på ca. 1,6 kWh/m³, basert på 8 mill. m³/år og 13 GWh/år (Hagelund, 2024).

Tabell 2-7 Oppsummering - Brutto og levert energibehov

Energipost	Brutto energi [MWh/år]	Levert energi (elektrisitet) [MWh/år]
Varme (termisk)	560	190 *
Kjøling (termisk)	200	10 *
Delsum termisk energi	760	200 *
Elektrisitet – Ikke direkte knyttet til renseprosess	400	400
Delsum termisk energi og elektrisitet som ikke direkte er knyttet til renseprosess	1 160	600 *
Elektrisitet – Renseprosess	1 580	1 580
Samlet brutto energibehov (BE_{total})	2 740	2 180 *
Lokal kraftproduksjon – solceller (tak)	-	-215
Sum	2 740	1 965 **

* Dersom skissert avløpsvarmepumpe-løsning (alt. 2 i Tabell 3-1) velges.

** Dersom skissert avløpsvarmepumpe-løsning (alt. 2 i Tabell 3-1) og skissert omfang av solceller på tak (se Tabell 7-1) velges.

Evaluering av EU-taksonomikrav

For SRA ($10\ 000 < p_e < 100\ 000$) er kravet for å tilfredsstillere «Vesentlig bidrag til begrensning av klimaendringer»-kriteriet til EU-taksonomien (ref. kapittel 1.8), at levert energi til renseanlegget skal være ≤ 25 kWh/(år*pe). Gitt Tabell 2-7, vil SRA havne på ca. 60 kWh/(år*pe), det vil si et godt stykke over kravet. Merk at kravet er svært strengt, og at SRA med et spesifikt energibruk på ca. 0,6 kWh/m³ anses som relativt **2.5.4** energieffektivt for et anlegg med sekundærrensing. Ut fra beregnede avløpsmengder, kan det antas at ca. 30 % av avløpsvolumet over året er fremmedvann som følge av at ledningsnettets er i dårligere stand enn et gjennomsnittlig ledningsnett. Ettersom et gjennomsnittlig avløpsnett også vil ha en del fremmedvann, er det teoretiske potensialet for å fjerne fremmedvann noe større enn 30 %. Imidlertid vil EU-taksonomikravet være svært vanskelig å tilfredsstillere selv ved betydelig utbedring av ledningsnettets.

3 Løsninger for termisk energiproduksjon

Mulige løsninger for produksjon av vannbåren varme og kjøling er oppsummert i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 Energiløsninger for varme- og kjøleproduksjon

Løsning for varme- og kjøleproduksjon	Investeringskostnad	Driftskostnad	Kommentar
Alt. 1) Kun el-kjel + kompakt luftkjølt kjølemaskin (referanseløsning)	Lav	Høy	<p>Lavest mulig investeringskostnad. Ikke aktuelt pga. høye driftskostnader. Å dekke varmebehov med en el-kjel bidrar heller ikke til fornybar andel.</p> <p>Regnes kun på for å tjene som en referanseløsning for andre alternativer.</p>
Alt. 2) Avløpsvarmepumpe for varme- og kjøleproduksjon. El-kjel for spiss-/reserbelast, varme.	Høy	Lav	<p>Høy investeringskostnad, men lave kostnader i drift. Avløpsvarmepumper har svært god virkningsgrad for både varme- og kjøleproduksjon. Ved tilstrekkelig lave temperaturer på avløpsvann, kan frikjøling benyttes. Gunstig med tanke på bidrag til fornybar andel.</p> <p>Vurderes videre.</p>
Alt. 3) Luft/vann-varmepumpe med el-kjel for spiss-/reserbelast	Medium	Medium	<p>En løsning med god virkningsgrad, men flere ulemper i dette tilfellet.</p> <p>Dårligere effektivitet sammenlignet med avløpsvarmepumpe, problematikk knyttet til støy, avriming, byggehøyde på taket og estetikk, tar bort areal som kan benyttes til solceller, høye utskiftningskostnader.</p> <p>Vurderes ikke videre.</p>
Alt. 4) Luft/vann-varmegjenvinning fra blåsemaskinluft + avløpsvarmepumpe for varme- og kjøleproduksjon. El-kjel for spiss-/reserbelast, varme.	Høy	Lav	<p>Det er beregnet at varmegjenvinning fra blåsemaskinluft kan dekke ca. 20 % av årlig varmeenergibehov. Imidlertid anses ikke dette alene som tilstrekkelig som grunnlast for å få et energieffektivt anlegg. Man vil dermed måtte kombinere en slik løsning med eksempelvis en avløpsvarmepumpe. Dette øker kompleksiteten til anlegget, uten å nevneverdig senke investeringskostnadene knyttet til avløpsvarmepumpeanlegget sett opp mot alternativ 2.</p> <p>Vurderes ikke videre i lønnsomhetsberegninger, men skrives om i kapittel 3.2.</p>
Alt. 5) Bergvarmepumpe for varme- og kjøleproduksjon. El-kjel for spiss-/reserbelast, varme.	Høy	Lav	<p>Tilsvarende lave kostnader i drift som for alternativ 2, men et mer kapitalkrevende alternativ. Grovt beregnet ville det vært behov for ca. 15-20 brønner á 300 meter aktiv dybde. Opptakssystemet for en varmepumpe ville med en slik dimensjonering kostet ca. 3-4 MNOK, en betydelig merinvestering sett opp mot alternativ 2. Gitt lignende kostnader i drift som alternativ 2, ville løsningen ikke blitt inntjent.</p> <p>Vurderes ikke videre.</p>

3.1 Avløpsvarmepumpe – kun for renseanlegg

Se Appendiks B for prinsippkjema for denne energiløsningen.

For storskala avløpsvarmepumpe med eksport til fjernvarme: se kapittel 5.

Renset avløpsvann har en gjennomsnittlig temperatur som er høyere enn både sjø- eller lufttemperatur gjennom vinteren, når varmebehovet er størst. Temperaturer på avløpsvannet er basert på målinger fra Garnes renseanlegg fra 2017-2019. Det som foreligger av temperaturdata på Stord tyder på at avløpsvannet og sammensetningen er relativt likt som dette. Gjennomsnittlig temperatur gjennom året er ca. 11 °C, med sesongvariasjoner mellom ca. 7-15 °C. Varmen kan utnyttes ved hjelp av en varmepumpe, med årsgjennomsnittlig virkningsgrad (SCOP) på ca. 3,8.

Nøkkeltall for en energisentral med en væske/vann-varmepumpe basert på rensed avløpsvann for å dekke grunnlast, varme og kjøling er presentert i Tabell 3-2. Varmepumpeanlegget dimensjoneres for å dekke 90 % av årlig varmeenergibehov – dette gir optimal energiøkonomi. Nødvendige vannmengder er beregnet til ca. 7,5 l/s, hvilket er under Q_{min} .

Avløpsvarmeveksler vil ha en kapasitet på ca. **125 kW varmeuttak**.

Foreløpig dimensjonering av varmeproduksjon:

- Varmepumpe med kapasitet på ca. **160 kW**.
- El-kjel til spiss- og reservelast dimensjoneres for 100 % av effektbehovet: ca. **400 kW**.

En slik dimensjonering vil også ivareta 100 % av kjøleeffektbehovet ved behov for mekanisk kjøling. Avløpsvannet er en god kilde for frikjøling, og det er beregnet at i overkant av halvparten av kjøleenergibehovet gjennom året kan dekkes ved frikjøling. Resterende kjølebehov dekkes ved mekanisk kjøling (varmepumpe i kjøledrift).

Det er forutsatt at varmepumpen også leverer varme til forvarming av tappevann. Det er beregnet at ca. 50 % av tappevannsbehovet kan dekkes ved forvarming.

Tabell 3-2 Nøkkeltall for varmepumpe med rensed avløpsvann som energikilde - kun for RA

Post	Enhet	Verdi
Renset avløpsvann: mengder til veksler	l/s	7,5
Energiuttak fra avløpsvann	kW	125
Energiuttak fra avløpsvann (fornybar energi)	MWh/år	560
Elektrisitetsbehov til varmepumpe, el-kjel og el-kolber i varmtvannsberedere	MWh/år	200
Samlet termisk energibehov	MWh/år	760
Energidekningsgrad, fornybar energi	%	73 %
Fornybar andel	%	21 %

Energiuttak fra avløpsvann er «gratis energi» som vil redusere de årlige energikostnader, sett opp mot en referanseløsning tilsvarende alternativ 1 i Tabell 3-1. Se kapittel 4 for en vurdering av kostnader og lønnsomhet.

Tiltak – varmepumpe på rensed avløpsvann - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er 21 %.

Valg av avløpsveksler

En delstrøm av vann pumpes fra utslippsledning før den forlater bygningen og sendes til en varmeveksler plassert i prosesshall. Vannet har vært renset, men kan allikevel føre til begroing på vekslerflater og redusert varmeoverføring. Aktuelle veksler typer:

- 3.1.1
1. Rørveksler som f.eks RoWin rørveksler fra Huber – til venstre i Figur 3-1.
 2. Skallveksler som f.eks ThermX spiralveksler fra HeatCon – i midten i Figur 3-1.
 3. Plateveksler (pakningsveksler) med økt avstand i kanaler som f.eks WideGap fra AlfaLaval – til høyre i Figur 3-1.

Selvrensende rørvekslere har traversmekanisme som aktiveres hver 2-3 time for å skrape røroverflatene. Denne veksler typen medfører lite vedlikehold, men lav effektivitet betyr at denne typen er mye større og dermed også dyrere enn de andre typene.

Selvrensende skallvekslere er mer kompakte og har lavere investeringskostnad per kW, men har høyere driftskostnader ifm. utskifting av børster – en vedlikeholdskostnad på ca. 30-50 kNOK/år. Dette betyr at livsløpskostnader for disse to veksler typene er omtrent den samme.

Begge de ovennevnte veksler typene er åpne til atmosfærisk trykk, med minimum vannstand i vekslerkasse på cirka 1,5 m over gulvnivå. Disse vekslerne kan motta renset avløpsvann med selvføll hvis utslipp kommer minimum 0,5 m over dette – ellers er det behov for pumping til innløp av vekslerne.

Platevekslere gir høyest effektivitet og anbefales for dette prosjektet. Automatisk backflushing anbefales – ventilarrangement som periodisk reverserer flow gjennom veksleren skal være tilstrekkelig her. Røranlegget bør allikevel tilrettelegges for senere installasjon av ekstra backflush filter plassert foran veksler. Et flyttbart anlegg for (årlig) rensing av veksler (CIP - Cleaning in Place) medtas også.



3.1.2 *Figur 3-1 Rørveksler RoWin fra Huber (venstre), Skallveksler fra Therm-X HeatCon (i midten) og plateveksler WideGap fra AlfaLaval (høyre)*

Valg av kuldemedie

Det stilles stadig strengere miljøkrav til syntetiske kuldemedier - derfor anbefaler Norconsult kun naturlige kuldemedier som propan, CO₂, eller ammoniakk. Av disse har propan (R290) lavest investeringskostnad per kW installert effekt og anbefales for prosjektet.

Propan krever imidlertid sikkerhetstiltak i aggregat og oppstillingssted. En enkel pre-akseptert løsning for aggregater i prosjektets størrelsesorden er å velge aggregater med ventilert kabinett og kanal for

nødventilasjon. Kuldemediefyllinger på over 5 kg per kuldekrets medbringer mer omfattende sikkerhetstiltak, selv om aggregatet har kuldekretser i ventilert kabinett. Aggregater med 2 kuldekretser under 5 kg fylling gir ca. 200 kW varme. For dette prosjektet opererer man i en mindre størrelsesorden enn dette, og preakseptert løsning (ventilert kabinett og kanal for nødventilasjon) kan benyttes. Det forutsettes likevel at det installeres to separate maskiner for driftssikkerhet og bedre regulering – spesielt med tanke på prosesskjøling.

Arealbehov og layout

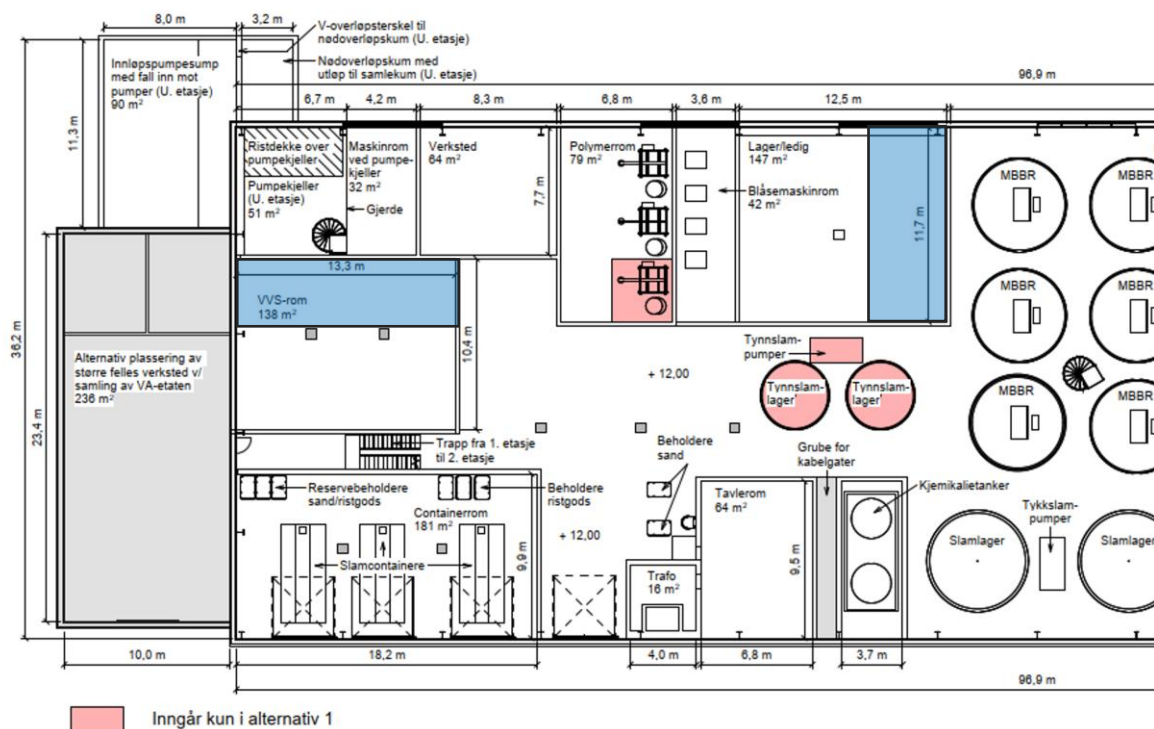
Avløpsvarmeveksler – en plateveksler med tilhørende filteanlegg – har arealbehov på cirka 12 m² og plasseres i østenden av prosesshall, ved siden av utløpskassen.

3.1.3 Resterende utstyr plasseres i et teknisk rom i plan 1:

- Varmepumpe(r) (propan): 10-15 m²
- Fordelingsstokk, og pumper: 5 m²
- Buffertanker og beredertanker: 10 m²
- Gangareal og tavler: 10 m²

Sum minimum arealbehov er mellom **35 til 40 m²**. Det er ønskelig med en takhøyde på 5 meter i teknisk rom. To alternative forslag til plassering i teknisk rom er vist i Figur 3-2.

Kanal (cirka Ø175) for nødventilasjon må ledes fra varmpumper og ut til en fasade, med avkastpunkt min 5 m over bakken. Sugende avtrekksvifte installeres ved avkastpunktet i fasaden.



Figur 3-2 Mulig plassering av varme- og kjøleteknisk utstyr markert i blått

Behov for energimåling

Kommunen har krav om energiledelse i utslippstillatelsen. For prosjekterende betyr dette at energikrevende utstyr skal spesifiseres med målere som kan overvåke energibruk. Effekt- og energibruk skal logges og lagres historisk på lik linje med prosessvariabler for visning i trend og utskrift til rapporter.

3.1. Det anbefales at måledata (både kW og akkumulert kWh) også vises på prosessbilder i SD-anlegget – dette gir bedre kontekst for energioppfølging.

Behov for energimåling bør også kartlegges og inkluderes i prosjekter for nye prosesser, hovedkomponenter, og bygninger.

- Spesifikasjon for elektroinstallasjoner bør derfor kreve at alle stigere fra hovedtavle til underfordelinger skal ha utrustning for separat måling av energi. Energisignaler fra nye motorer skal hentes ut med måleverdiomformere eller via frekvensomformere.
- Prosjekter som gjelder nye prosesstrinn bør stille ytelsesgaranti for garantert energibruk på anlegget, beregnet ut ifra behandlet vannmengde og slam-mengde. Overholdelse av denne ytelsesgarantien vil prøves som del av prøvedriftsperioden for anlegget.

3.2 Varmeuttak fra blåsemaskinluft

Luft ut av blåsemaskiner er cirka 90 C°. Denne luften er uten forurensning, og velegnet for varmeveksling. Varme i prosessluft er ikke viktig for prosessen. Det er mulig at lavere lufttemperatur kan øke levetiden til membran i luftfordelingssystem. Det ble vurdert en luft-vann varmeveksler installert på fordelingsstokk utfra blåsemaskinrom. Veksleren kan levere vannbåren varme på < 35 C° til ventilasjon.

Imidlertid har denne restvarmestrømmen begrenset kapasitet sammenlignet med rensset avløpsvann. I gjennomsnitt er det beregnet at blåsemaskiner tilføres ca. 30 kW el. Selv om man regner med høyeffektiv varmegjenvinning vil man kun dekke ca. 20 % av årlig varmeenergibehov ved å utnytte avgitt varme. Å dekke resterende grunnlast fra elkjel gir dårlig fyringsøkonomi, sammenlignet med varmepumpe på rensset avløpsvann som kan dimensjoneres for å dekke hele grunnlast – cirka 90 % av det årlige varmebehovet.

Luft-vann vekslere, med materialer egnet for prosessluft, er dyrere per kW enn avløpsvarmeveksler. Veksleren har trykkfall som øker elbehov til blåsemaskiner også. Leverandører og fagmiljø for VA-prosess sier at gjenvinning fra blåsemaskiner historisk sett er lite benyttet i norske renseanlegg. Energibesparelsen som er benyttet for vurderinger i rapporten har derfor stor usikkerhet.

Tiltaket kan ikke anbefales her. Men gjenvinning av varmluft fra blåsemaskinrommet anbefales som tiltak, f.eks med avtrekksvifte og kanaler etableres for å blåse luft ut til den store hallen, som omluft.

4 Livssyklus kostnad for termiske energiløsninger

Det er gjennomført Life Cycle Cost (LCC)-analyser av alternativ 1 (referanseløsning) og 2 i Tabell 3-1:

- **Alt. 1) EI-kjel + kompakt luftkjølt kjølemaskin (referanseløsning)**
 - o Det understrekes at dette alternativet ikke er aktuelt, men kun tjener som referanseløsning for alternativ 2. Løsningen er designet for lavest mulig investering.
 - o EI-kjele dekker 100 % av rom- og ventilasjon varmebehov. Elektriske elementer i varmtvannsberedere dekker 100 % av tappevannsoppvarming. To kompakte luftkjølte kjølemaskiner på tak/utendørs dekker 100 % av komfort- og prosesskjølebehov. Ingen varmegjenvinning eller frikjølingskurs.

- **Alt. 2) Avløpsvarmepumpe + ei-kjel**
 - o Se kapittel 0.

LCC omfatter kostnadene som påløper for anlegget i løpet av analyseperioden og kan brukes til å forsvare en høy investeringskostnad dersom kostnadene på sikt gir gevinst for innkjøper. Livssyklus kostnadene beskrives gjennom en beregning av resulterende energipris og inntjeningstid:

Resulterende energipris beregnes med utgangspunkt i metoden *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. LCOE egner seg for sammenligning av kostnader av energiproduksjon, uavhengig av valgt teknologi og konsept. Resulterende energipris er netto nåverdi (dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer) av prosjektets totale levetidskostnader dividert på total diskontert energiproduksjon over prosjektets levetid.

Inntjeningstid er antall år det tar før netto nåverdi for et kapitalkrevende alternativ er lik netto nåverdi for et mindre kapitalkrevende referansealternativ. Det vil si tidspunktet når en merinvestering er inntjent gjennom lavere kostnader i drift.

I de følgende delkapitlene beskrives kostnader brukt som inndata i LCC-analysene. Inndata innbefatter investeringskostnader og reinvesteringskostnader, samt energiforsynings-, drifts- og vedlikeholdskostnader. Eventuelle restverdier hensyntas også.

Analyseperioden er satt til 30 år. Det benyttes en kalkulasjonsrente på 4 %, etter anbefaling i [Veileder i samfunnsøkonomiske analyser](#) fra 2021 basert på rundskriv fra finansdepartementet.

Alle kostnadstall i analysen er ekskludert merverdiavgift.

4.1 Investeringskostnader

NS3454 Livssyklus kostnader for byggverk er lagt til grunn i analysen. Det er estimert prosjektkostnader iht. NS3453:2016 med usikkerhetsmargin på +/- 30 %. Grensesnitt for analysen er samlestokk for varme og samlestokk for kjøling i energisentral (se Appendiks B). Kostnader knyttet til tappevannsoppvarming er også medtatt.

Prosjektkostnadene for de ulike konseptene er beregnet til:

- Alternativ 1: ca. 4,2 MNOK
- Alternativ 2: ca. 6,6 MNOK

Kostnadstabell for hvert alternativ iht. NS 3453:2016 med postbeskrivelser følger i delkapitlene under.

Alt. 1) El-kjel + kompakt luftkjølt kjølemaskin

Anlegg:	Stord RA	
Prosjektfase:	Forprosjekt	
Konsept:	Alt. 1) El-kjel + kompakt luftkjølt kjølemaskin	
4.1. Felleskostnader (post 01)		
	Felleskostnader	Pris (NOK)
	Felleskostnader	400 000
Bygg og installasjoner (post 02-06)		
		Pris (NOK)
	Bygning	-
	VVS-installasjoner	2 600 000
	Elkraft	200 000
	Tele og automatisering	200 000
	Andre installasjoner	-
Utendørs (post 07)		
		Pris (NOK)
	Utendørs	-
	Entrepreniskostnad (sum post 01-07)	3 400 000
	Generelle kostnader: Prosjektering, prosjekt- og byggeledelse og lignende (post 8)	300 000
	Sum byggekostnad (post 1-8)	3 800 000
	Spesielle kostnader (løst inventar, tomt, finansiering, kunst) (post 9)	-
	MVA (post 10)	-
	Sum basisestimat (post 1-10)	3 800 000
	Forventet tillegg (post 11)	400 000
	Prosjektkostnad (post 01-11)	4 200 000

4.1.2 Alt. 2) Avløpsvarmepumpe + el-kjel

Anlegg:	Stord RA	
Prosjektfase:	Forprosjekt	
Konsept:	Alt. 2) Avløpsvarmepumpe + el-kjel	
4.1.2 Felleskostnader (post 01)		
	Felleskostnader	Pris (NOK)
	Felleskostnader	600 000
Bygg og installasjoner (post 02-06)		
		Pris (NOK)
	Bygning	-
	VVS-installasjoner	4 200 000
	Elkraft	300 000
	Tele og automatisering	300 000
	Andre installasjoner	-
Utendørs (post 07)		
		Pris (NOK)
	Utendørs	-
	Entrepreniskostnad (sum post 01-07)	5 400 000
	Generelle kostnader: Prosjektering, prosjekt- og byggeledelse og lignende (post 8)	500 000
	Sum byggekostnad (post 1-8)	6 000 000
	Spesielle kostnader (løst inventar, tomt, finansiering, kunst) (post 9)	-
	MVA (post 10)	-
	Sum basisestimat (post 1-10)	6 000 000
	Forventet tillegg (post 11)	700 000
	Prosjektkostnad (post 01-11)	6 600 000

Støttemidler

Det anbefales å søke på Enova støtteprogram [Varmesentraler](#) dersom alternativ 2 går videre med. Programmet er et tilbud til aktører som ønsker å etablere energisentraler basert på fornybare energikilder, eksempelvis varmepumper. Støttesatsen per 06.11.2025 for er 3 150 kr/kW (varmeeffekt) for væske/vann-varmepumper med naturlig kuldemedie som forsyner akkumulatortank (gjelder for alt. 2). Det gis ikke støtte **4.1.3** til rene kjølemaskiner (gjelder for alt. 1)

Ved beregning av prosjektkostnader i delkapitlene ovenfor er det forutsatt at følgende støtte innvilges (medtatt under post «VVS-installasjoner»):

- Alternativ 2: ca. 500 000 NOK

4.2 Energiforsyningskostnader

Med bakgrunn i [NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse](#) er energiprisen på elektrisitet i analyseperioden satt til 1,0 kr/kWh inkludert spotpris, effektkostnader og avgifter.

Følgende årlige energiforsyningskostnader er beregnet for de ulike konseptene:

- Alternativ 1: ca. 660 000 NOK/år
- Alternativ 2: ca. 200 000 NOK/år

4.3 Drift- og vedlikeholdskostnader

Følgende årlige drift- og vedlikeholdskostnader er beregnet for de ulike konseptene:

- Alternativ 1: ca. 55 000 NOK/år
- Alternativ 2: ca. 65 000 NOK/år

Kostnadene er basert på erfaringstall. Kostnadene inkluderer eksempelvis lønn til driftspersonell, mindre reparasjoner, vedlikehold av anlegg og vekslere, samt serviceavtaler.

4.4 Utskiftningskostnader

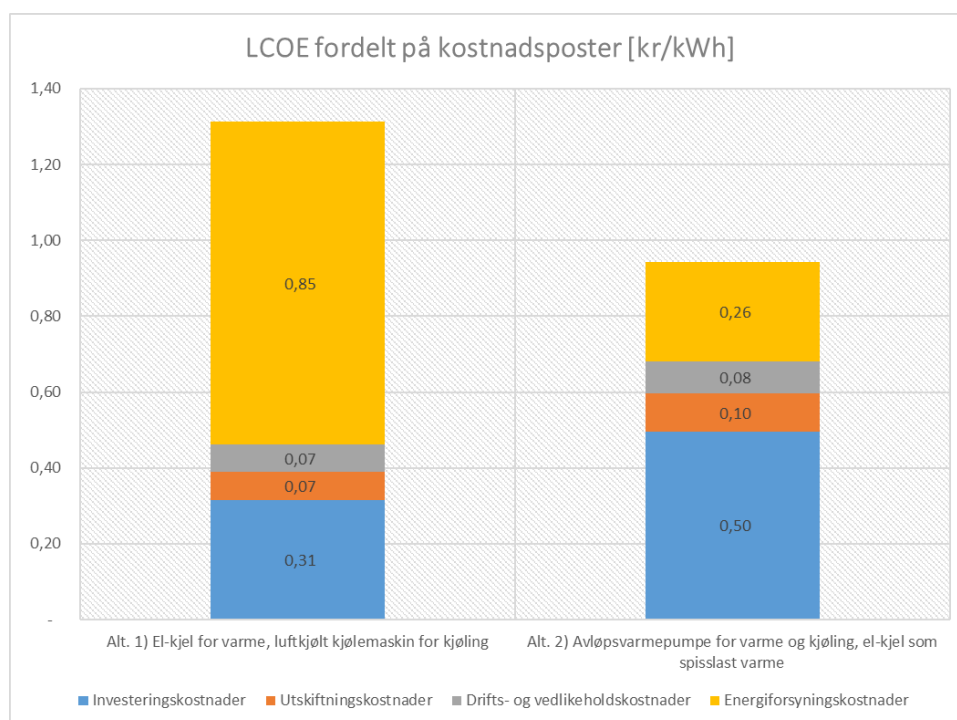
Større utskiftningskostnader er basert på forventet levetid på hovedkomponenter, og er vist i Tabell 4-1/Tabell 4-1. I hovedsak er kostnadene knyttet til utskiftning av produserende utstyr (eksempelvis varmepumper) i energisentralen.

Tabell 4-1 Utskiftningskostnader

Kostnadspost	Alt. 1) El-kjel for varme, luftkjølt kjølemaskin for kjøling	Alt. 2) Avløpsvarmepumpe for varme og kjøling, el-kjel som spisslast varme
Utskiftningskostnader [NOK]	1 180 000 NOK i år 15 750 000 NOK i år 20	380 000 NOK i år 15 2 430 000 NOK i år 20

4.5 LCC-resultater

Kostnadene presentert i de foregående delkapitlene er brukt som inndata i beregningen av resulterende energipriser (LCOE). Figur 4-1 viser beregnede LCOE for de to alternativene. Figuren viser at alternativ 2 kommer betraktelig bedre ut enn referanseløsningen over analyseperioden på 30 år. Investeringskostnaden knyttet til energisentralen blir høyere, men lave energiforsyningskostnader som følge av avløpsvarmepumpen fører til at løsningen har best lønnsomhet over tid.



Figur 4-1 Resulterende energipris (LCOE) for de ulike alternativene

Inntjeningstid:

Det er beregnet at alternativ 2 vil ha en inntjeningstid på ca. 7 år sett opp mot alternativ 1 som referanseløsning.

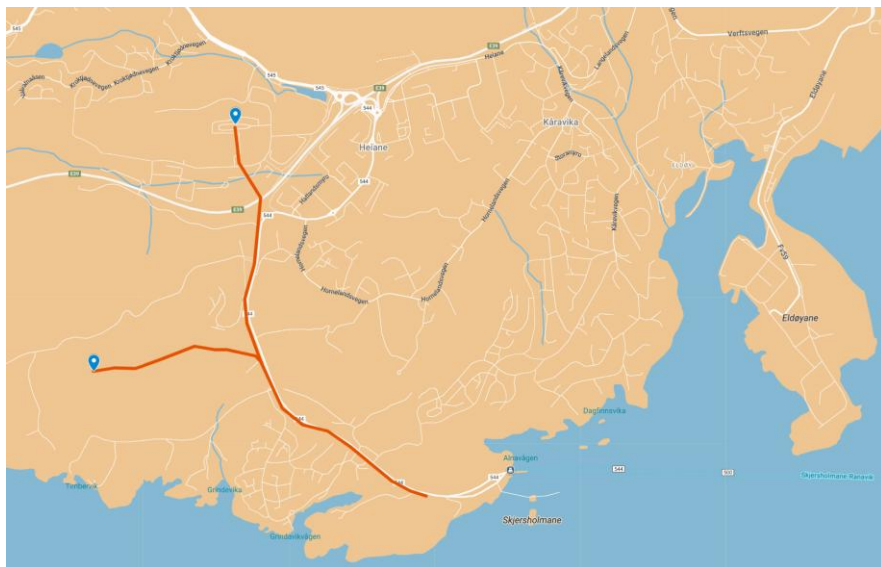
5 Fjernvarmeeksport

Potensialet for utnyttelse av avløpsvarmen til fjernvarme er spesifikt nevnt i det nye EU avløpsdirektivet. Energiressursen i avløpsvannet som kommer inn til anlegget er mye større enn hva SRA selv har behov for. Dette avsnittet vurderer mulighet for å oppskalere en avløpsvarmepumpe for eksport til andre kunder.

5.1 Kundepotensial og trasé

Nytt renseanlegg er i nærheten av et potensielt nytt prosjektområde for boligutbygging – Digernes (ca. 1,5 km i luftlinje). Heiane næringspark (ca. 1,7 km i luftlinje) er også i nærheten. Varme til disse områdene vil kunne forsynes fra en fjernvarmesentral basert på avløpsvarmepumper etablert i/inntil SRA. Et samarbeidsprosjekt som involverer avløpsvarme og varmeleveranse fra biogassanlegg i industriparken på Eldøyane kan også være en mulighet.

Mulig fjernvarmetrasé med startpunkt (fjernvarmesentral) i SRA er tegnet inn på kartfoto i Figur 5-1.



Figur 5-1 Mulig hovedtrasé for fjernvarme - kartfoto fra Google Maps

Samlet trasélengde er beregnet til ca. 2,8 km fordelt på følgende strekk:

- 0,9 km – Fra renseanlegg til Digernes
- 0,8 km – Fra Digernes til prosjektområde for boligutbygging
- 1,1 km – Fra Digernes til Heiane næringspark

Legging av rør i grøft er en stor kostnadspost ved etablering av fjernvarme. Dersom boligutbyggingsprosjektet på Digernes blir gjennomført, må det legges avløpsrør og dermed graves grøft til området. Det bør i så fall planlegges for samkjøring av legging av avløpsrør og fjernvarmerør for å redusere totalinvesteringen knyttet til fjernvarmenettet.

5.2 Produksjonspotensial

I beregningen av produksjonspotensial er det tatt utgangspunkt i 25 % persentil midlere vannmengde til anlegget. Denne er beregnet til ca. 100 l/s basert på Q_{middel} , prinsipp-persentilkurve for vannmengder til renseanlegg fra Norsk vann rapport 256 *Veiledning for dimensjonering av avløpsrenseanlegg*, og persentilkurve for vannmengder til et nærliggende renseanlegg. Dette tilsvarer et potensial for varmeuttak fra rensset avløpsvann på ca. 1,7 MW og en maksimal effekt på varmepumpe på ca. 2,2 MW.

Maksimum effektleveranse fra fjernvarmesentral er grovt estimert til ca. 5 MW, som krever hovedrør på minst DN200. Fjernvarmerør er pre-isolerte stålrør, og ytterdiameter blir Ø315. Rørene legges i grøft i par (tur/retur).

Det er beregnet at avløpsvarmepumpen vil kunne produsere cirka 5,6 GWh/år, tilsvarende ca. 90 % av levert energi fra fjernvarmesentralen (totalt ca. 6,3 GWh/år). Resterende varmebehov for de kaldeste timene kan eksempelvis dekket fra kjeler basert på naturgass og/eller bioolje.

Erfaringsmessig dimensjoneres en avløpsvarmepumpe for maksimum ca. 30 % persentil midlere vannmengde til renseanlegget. Dimensjonering for vannmengder over dette medfører dårligere lønnsomhet med tanke på installasjonskostnader sett opp mot energisalg. Dimensjonering spesifisert ovenfor er dermed i øvre sjiktet av hva som normalt anbefales. I praksis er dimensjonering av anlegget og potensialet for utnyttelse begrenset av kundegrunnlaget i nærområdet. Gitt valgt dimensjonering, vil fjernvarmesentralen grovt beregnet kunne forsyne ca. 100 000 m² boligareal eller ca. 60 000 m² næringsareal. Dersom boligprosjektet på Digernes eksempelvis omfatter ca. 500 boliger med et gjennomsnittlig BRA på 100 m², vil man i tillegg kunne forsyne ca. 30 000 m² næringsareal i Heiane næringspark.

Det anbefales at kundepotensialet i nærheten av SRA kartlegges nærmere før utnyttelse av avløpsvarme til fjernvarme utredes videre.

Tiltak – varmeeeksport fra stor avløpsvarmepumpe - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er > 100%.

5.3 Økonomi og lønnsomhet

Investeringskostnad for etablering av fjernvarmetrasé er beregnet til ca. 25 MNOK.

Investeringskostnad for etablering av varmesentral i denne størrelsesorden er estimert til ca. 30 MNOK, inkludert tilbygg, avløpsvarmevekslere, varmepumper, spisslastkjeler, røranlegg, elektro/automasjon og prosjektering. Det er tilstrekkelig plass i hallen for å oppdimensjonere varmeuttak, men varmepumper og spiss/reservekjeler må plasseres i eget nytt tilbygg på tomten.

- Total investeringskostnad inkl. rørnett blir ca. 55 MNOK.
- Støtte fra Enova kan forventes opptil 10 MNOK, og vil redusere totalinvesteringen.

En eventuell satsning på fjernvarmeproduksjon blir sannsynligvis i samarbeid med et energiselskap som har erfaring med store varmepumpeanlegg, og med energisalg. Fjernvarmeproduksjon og -distribusjon ligger utenfor kjerneoppgavene til Stord Vatn og Avløp AS.

Fjernvarmesentralen kan plasseres i/nær SRA. Et slikt anlegg vil kunne dekke varmebehovet til SRA, samt øke forsyningssikkerhet til renseanlegget.

Grunnet svært usikker størrelsesordenen på anlegget som følge av uvisst kundepotensial i nærheten av SRA, er inntjeningstid ikke beregnet.

6 Slambehandling og potensial for biogass

Muligheter for å produsere biogass er spesifikt nevnt i det nye EU avløpsdirektivet.

Det refereres til hovedrapport *FOR-001 Skjersholmane avløpsrenseanlegg* for strategi for slambehandling og mulige fremtidige løsninger. Slam fra renseanlegget er i dag planlagt fraktet bort. Slambehandling i fremtiden er ikke bestemt, men det er mulig at den kan sendes til et regionalt utråtningsanlegg. Biogassproduksjon kan i så fall godskrives SRA sin fornybare energiandel. SRA sin andel av biogassproduksjon kan regnes ut fra produsert slammengde (hentet fra *FOR-001 Skjersholmane avløpsrenseanlegg*). Gitt 315 Nm³ biogass per tonn TS og en brennverdi på 6,4 kWh/Nm³ er energipotensialet som vist i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 Nøkkeltall – Slambehandling og potensial for biogass

Slam og biogass	Enhet	Verdi
Slammengde TS	TS tonn/år	900
Teoretisk gassproduksjon	Nm ³ /år	284 000
Biogass, energiinnhold	MWh/år	1 810
Varmepotensial	MWh/år	1 670
Fornybar andel	%	61 %

Tiltak – utnyttelse av energi i slam til biogass - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er **61 %**.

7 Potensial for kraftproduksjon

7.1 Minikraftverk

Eksisterende minikraftverk

Stord kommune har et eksisterende minikraftverk i Fuglavikjo basert på spylevann fra vannverk. Ca. 130 000 kWh ble produsert i 2024. Muligheter for å øke produksjonen må avklares.

7. **Eksisterende tiltak – eksisterende mikrokraftverk - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er 5 %.**

Nytt minikraftverk

- 7.1. Stord kommune har sendt inn konsesjonssøknad til NVE om minikraftverk montert på innløpsledningen til et nytt vannbehandlingsanlegg på Lodda. Årlig produksjon er skissert opp mot 1,8 GWh fordelt på to minikraftverk, ett som utnytter høydeforskjellen mellom Ravatnet og høydebasseng på Lodda, og ett som utnytter høydeforskjellen mellom eksisterende vannforsyningsledningsnett fra Lundsæter høydebasseng og høydebasseng på Lodda. Avhengig av innvilgning av konsesjonssøknad og realisert omfang, vil et slikt prosjekt i stor grad kunne bidra til oppnåelse av krav om fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv.

Tiltak – nytt mikrokraftverk - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er 65 %.

7.2 Solceller

For mulighetsstudie for solkraftproduksjon refereres det til delrapport «FOR-013 Potensial for solcelleanlegg». Hovedresultatene fra delrapporten er oppsummert under.

Omfanget av solceller er delt opp i takmonterte og fasademonterte moduler. Merk at modulareal kun utgjør selve solcellene, og at det trengs betraktelig større arealer for selve solcelleanlegget når man inkluderer mellomrom mellom modulene.

Tabell 7-1 Nøkkeltall – Potensial for solcelleanlegg

	Enhet	Tak	Fasade
Modulareal	m ²	1 270	840
Installert effekt	kW _p	290	190
Investeringskostnad	MNOK	2,3	2,1
Energiproduksjon, år 1	MWh/år	215	126
Resulterende energipris (LCOE)	kr/kWh	0,86	1,32
Netto nåverdi	MNOK	-0,1	-0,8
Fornybar andel	%	8 %	5 %

Netto nåverdi er akkurat på negativ side for alternativet med takmonterte solceller. Det vil si at anleggets investeringskostnad så vidt ikke vil bli tjent inn i løpet av dets levetid, og tiltaket er ikke lønnsomt. Alternativet

med fasademonterte solceller er ikke lønnsomt (netto nåverdi på ca. -0,8 MNOK), men kan vurderes som et tiltak for å øke fornybar andel.

Gitt et elektrisk energi- og effektbehov som presentert i kapittel 2, vil tilnærmet 100 % av energiproduksjonen kunne benyttes til egenforbruk i SRA. Dette gjelder uavhengig om det velges å installere tak- eller fasademonterte moduler, eller begge deler.

Tiltak - solcelleanlegg - Fornybarandel iht. nytt avløpsdirektiv er henholdsvis 8 % og 5 % for takmonterte og fasademonterte solcelleanlegg. Samlet er fornybarandelen 12 %.

7.3 Vind

Vindkraft representerer en fornybar og utslippsfri energikilde som kan bidra til å redusere klimagassutslipp og øke egenforsyningsgraden av elektrisitet ved SRA. Avhengig av lokale vindforhold og tilgjengelig areal kan både store, horisontale vindturbiner og mindre, vertikalakslede turbiner vurderes.



Figur 7-1 Liten vertikalakslet vindturbin til venstre (bilde fra Tu.no). Store, horisontale vindturbiner til høyre (bilde fra Store norske leksikon).

Horisontale vindturbiner har vanligvis en tårnhøyde på mellom 80 og 150 meter, og rotorbladene kan ha en diameter på opptil 150 meter, avhengig av turbinens effekt og design. Typisk begynner store vindturbiner å produsere elektrisitet ved vindhastigheter rundt 3 meter per sekund (m/s) og når sin nominelle (maksimale) effekt ved omtrent 13 m/s. Ved svært høye vindhastigheter, typisk over 25 m/s, stanses turbinene automatisk for å forhindre mekanisk belastning og skader på komponentene. Moderne landbaserte vindturbiner krever en betydelig sikkerhetssone på grunn av risiko for ising og kast av is. Denne sonen varierer typisk fra 100 til 250 meter rundt turbinen. Det betyr at turbiner ikke kan plasseres i nærheten av bygninger, veier eller områder med ferdsel. Dersom det skal etableres vindturbiner, må de ha sitt eget dedikerte område, plassert i god avstand fra renseanlegget og annen infrastruktur. Gode vindressurser kreves, og investeringskostnader er høye – grovt estimert til rundt 10–15 millioner kroner per MW installert effekt.

Vertikalakslede vindturbiner har en kompakt og plassbesparende utforming, ofte sammenlignbar med lyktestolper. De roterer rundt en vertikal akse og kan monteres direkte i bakken eller på enkle strukturer over bakkenivå. Dette designet gir stor fleksibilitet i plassering. Turbiner på markedet har typisk en installert effekt på 3–4 kW. For effektiv drift kreves imidlertid gode vindforhold, med optimal vindhastighet rundt 12 m/s. I urbane områder, hvor bygninger og infrastruktur skaper turbulens og reduserer vindhastigheten, blir

produksjonspotensialet betydelig lavere. Montering på bygg anbefales ikke, da selve bygget bremser opp vinden og eliminerer fordelen med høydeplassering. I tillegg vil slike installasjoner medføre store laster og vibrasjoner som kan påvirke byggets konstruksjon. Merk at teknologien fortsatt anses som umoden. Investeringskostnaden er høy, men varierer svært mye avhengig av valgt løsning med tanke på robusthet, effektivitet og størrelse. Grovt estimeres investeringskostnader til rundt 20-80 kNOK per kW installert effekt.

Generelt krever vindkraftprosjekter en grundig vindkartlegging for å vurdere realistisk produksjon og lønnsomhet.

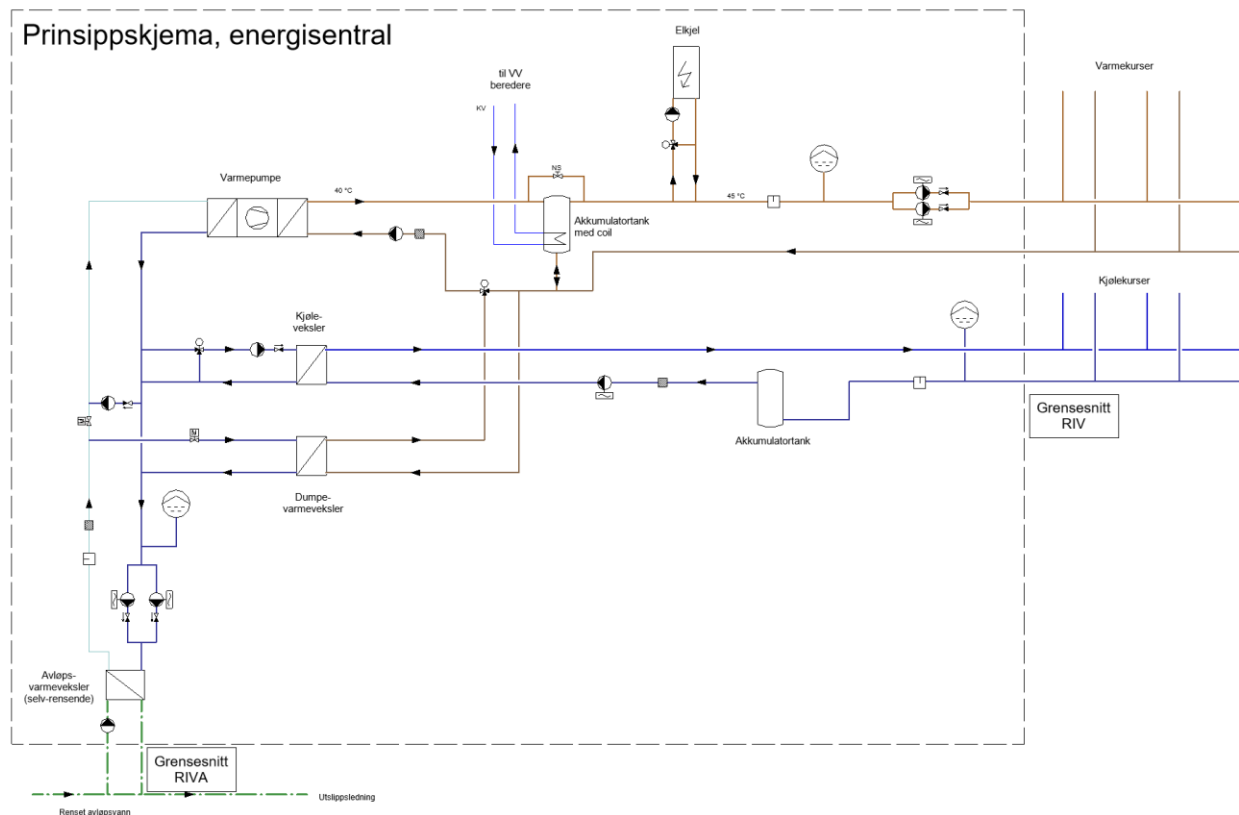
Varme- og kjølebehov på månedsbasis

Ap

Måned	Rom- og ventilasjonsvarme [kWh]	Varmt tappevann [kWh]	Kjøling [kWh]
jan	115 000	4 000	34 000
feb	98 000	3 000	30 000
mar	71 000	4 000	34 000
apr	32 000	3 000	33 000
mai	7 000	4 000	34 000
jun	2 000	3 000	33 000
jul	1 000	4 000	35 000
aug	2 000	4 000	36 000
sep	5 000	3 000	33 000
okt	23 000	4 000	34 000
nov	66 000	3 000	33 000
des	97 000	4 000	34 000
Sum	519 000	42 000	401 000

Appendiks B

Prinsippeskjema – avløpsvarmepumpe



Forutsetninger, energimodell

Energimodeller er satt opp i Simien v.6, et program som simulerer inneklime og energibruk i bygninger. Følgende forutsetninger er gjort:

- Arealer og mengder med tanke på modellering av bygningskropper er tatt fra foreløpige bygninger/modeller fra ARK fra 10.10.2025 og 22.10.2025.
- Fire soner er inkludert i modellen:
 - Prosesshall (bygningstype «Lett industri, verksteder», BRA: ca. 4 000 m²)
 - Settpunkttemperatur, oppvarmingsanlegg i/utenfor driftstid: 14,5 °C
 - Energi/effektbehov for teknisk utstyr oppgitt av RIVA 10.10.2025.
 - Det er grovberegnet at varmetilskudd til luft utgjør ca. 22 % av tilført effekt.
 - Åpne porter for inn-/uttransport er hensyntatt.
 - Påvirkning fra avløpstanker som holder temperaturen til avløpsvannet er hensyntatt.
 - Foreløpige ventilasjonsluftmengder oppgitt av RIV 07.10.2025:
 - Balansert ventilasjon 30 000 m³/h.
 - Gjenvinningsgrad 60 %.
 - SFP er satt til 2,0/1,5 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
 - Luktrensning (avtrekksventilasjon) 10 500 m³/h.
 - SFP er satt til 0,5 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
 - Punktavsug (avtrekksventilasjon) 6 500 m³/h.
 - SFP er satt til 0,5 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
 - Lab/oppholdsrom i prosesshallen (bygningstype «Lett industri, verksteder», BRA: ca. 50 m²)
 - Settpunkttemperatur, oppvarmingsanlegg i/utenfor driftstid: 21/19 °C
 - Driftstid er satt til 07-16.
 - Balansert ventilasjon, roterende varmegjenvinner med gjenvinningsgrad 85 %. Kjøling via ventilasjon.
 - Veiledende luftmengder iht. NS3031:2014
 - SFP er satt til 1,5/0,7 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
 - Administrasjonsbygg (bygningstype «Kontorbygg», BRA: ca. 1 100 m²)
 - Settpunkttemperatur, oppvarmingsanlegg i/utenfor driftstid: 21/19°C.
 - Driftstider er standardverdier for bygningstypen iht. NS3031:2014.
 - Internlast er standardverdier for bygningstypen iht. NS3031:2014.
 - U-verdier, lekkasjetall og normalisert kuldebroverdi iht. TEK17-krav.
 - Balansert ventilasjon 10 000 m³/h, roterende varmegjenvinner med gjenvinningsgrad 85 %. Kjøling via ventilasjon.
 - SFP er satt til 1,5/0,7 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
 - Verksted (bygningstype «Lett industri, verksteder», BRA: ca. 250 m²)
 - Settpunkttemperatur, oppvarmingsanlegg i/utenfor driftstid: 18/16°C.
 - Driftstider er standardverdier for bygningstypen iht. NS3031:2014.
 - Internlast er standardverdier for bygningstypen iht. NS3031:2014.
 - U-verdier, lekkasjetall og normalisert kuldebroverdi iht. TEK17-krav.
 - Balansert ventilasjon, roterende varmegjenvinner med gjenvinningsgrad 85 %. Luftmengder iht. veiledende verdier for bygningstypen iht. NS3031:2014.
 - SFP er satt til 1,5/0,7 kW/m³/s i/utenfor driftstid.
- Klimasted er satt til Haugesund
- Virkningsgrad for varmedistribusjon på 86% for romvarme, 92% for ventilasjonsvarme, og 90 % for ventilasjonskjøling.