

Tonje Tangen

Energianalyse av energisentral for bedre design og drift

Masteroppgave i Energi og miljø

Veileder: Natasa Nord

Juni 2023

Tonje Tangen

Energianalyse av energisentral for bedre design og drift

Masteroppgave i Energi og miljø
Veileder: Natasa Nord
Juni 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden

MASTEROPPGAVE

for

Tonje Tangen

Vår 2023

Energianalyse av energisentral for bedre design og drift

Problembeskrivelse:

Grunnet nasjonale og tekniske krav om energifleksibile oppvarmingsløsninger i større bygninger, er det i dag stor etterspørsel etter energisentraler med varmepumper eller andre energikilder som skal forsyne enkelte eller flere bygninger. I slike sentraler er hele anlegget koblet med vannbårent system. For slike komplekse energisentraler finnes det ikke klare veiledninger for design, drift og økonomisk styring. Entreprenører og konsulenter utvikler løsninger for dette basert på erfaringstall og nyeste tilgjengelig teknologi. Derfor er målet med oppgaven å utvikle en metode for hvordan design og driftsdata fra eksisterende anlegg kan benyttes for å utvikle systematisk design og driftsstyring for nye energisentraler. Studenten skal velge en eller flere energisentraler tilgjengelige hos bedriften. Videre skal studenten skaffe tilstrekkelig mengde av måledata. Data skal analyseres for å definere energiytelser og belyse eventuelle feilkilder. Måledata og resultater skal organiseres på en slik måte at man kan foreslå en systematisk metode for design og drift av den analyserte energisentralen og fremtidige energisentraler.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2023 ved Institutt for Energi- og prosesssteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, i samarbeid med AF Energi. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og er mitt avsluttende arbeid ved sivilingeniørstudiet Energi og miljø.

Etter å ha hatt sommerjobb i AF Energi sommeren 2022, vokste interessen for energieffektivisering i bygg og utnyttelse av lokale og bærekraftige energikilder. Dette ledet videre til at jeg ønsket å skrive en masteroppgave hvor jeg kunne lære mer om hvordan dette kan utføres og fungere i praksis. Da jeg luftet ønske om samarbeid på masteroppgaven, var AF Energi engasjert fra start. Resultatet ble en energianalyse av Billingstad energisentral, med formål om å forbedre anleggets drift og design, samt gi anbefalinger for systemdesign i nye energisentraler.

Veileder fra instituttet har vært Natasa Nord, og jeg vil takke henne for rettleiding og sparring gjennom arbeidet med oppgaven. Spesielt takknemlig er jeg for hjelpen og friheten hun har gitt meg til å utforme min egen problemstilling og oppgave.

Fra AF Energi har medveileder Even Gjelsås bidratt mye for min forståelse og tilgang til informasjon om anlegget som er analysert. Takk for utfyllende svar på spørsmål og en grundig omvisning av energisentralen. Jeg vil også takke Martin Geiran for teknisk hjelp når jeg har stått fast, og Mathias Greve for å gi innspill på problemstilling og initiering av samarbeid på masteroppgaven.



Tonje Tangen

Trondheim, 2023

Sammendrag

For å nå norske og internasjonale klimamål, vil det de neste årene være svært viktig å satse på energiproduksjon fra fornybare kilder og energieffektivisering. Oppvarming av husholdninger står for en stor andel av strømforbruket i Norge og vi ligger på verdenstoppen i bruk av elektrisitet. Med økende strømpriser og nye modeller for nettleiekostnader har det de siste årene blitt enda mer aktuelt å implementere energieffektiviserende tiltak i boligsektoren. Vannbårne varmesystemer som kan utnytte lokale og fornybare energikilder er en viktig del av løsningen for bærekraftig energibruk i bygg.

I denne masteroppgaven er det gjort en energianalyse av Billingstad energisentral i Asker kommune. Målet med oppgaven er å finne tiltak som kan optimalisere drift av anlegget, samt design av nye lignende anlegg og videre utbygging. Det er benyttet måledata fra anlegget fra de siste årene til å analysere energisentralens energibruk- og produksjon, effektivitet, styring og funksjonalitet.

Energisentralen som analyseres er sentralt plassert i et boligområde som er under utbygging. Anlegget sto klart til å forsyne de første leilighetene med varme sommeren 2020, og i løpet av de neste 15 årene skal området på 194 mål romme 1600 boliger og en barnehage. Energisentralen forsyner boligene og barnehagen med varme til romoppvarming og tappevann. Varmedistribusjonen er delt i to kretser - en høytemperaturkrets og en lavtemperaturkrets, som leverer varme til henholdsvis tappevann og oppvarming. Primær varmekilde er en CO₂-varmepumpe med kapasitet på 800 kW, og som spisslast er det installert to elkjeler på 750 kW i serie med varmepumpen.

Analyse av måledata er hovedsakelig delt inn i tre hovedområder: 1) Energibruk og samtidighet i effektbehov, 2) Akkumulering i varmtvannstanker for tappevann og 3) Varmepumpens ytelse. For å analysere data er timesbaserte effektmålinger plottet i ulike diagrammer for å illustrere både energibruk over lengre perioder og timesprofiler over enkelt dager.

Resultater viser at total varmeleveranse for 2022 var 4 253 560 kWh, hvor 23 % av dette gikk til tappevann. Samtidighetsfaktorer for effektbehov ble videre analysert. For romoppvarming ble det funnet høy grad av samtidighet, med samtidighetsfaktor på 94,4% for desember 2022, som var måneden i den analyserte perioden med høyest effektbehov. For tappevann ble både samtidighet i forvarming til akkumulering i tanker og levert effekt til kundene analysert, og det ble funnet lavere samtidighet ved forvarming. I desember 2022 og februar 2023 ble samtidighetsfaktor for forvarming beregnet til å være henholdsvis 62,9 % og 62,7 %. Samtidighetsfaktor for februar 2023 for levert tappevann ble beregnet til 86,7 %. Dette tyder på at ved å akkumulere varmeenergi i buffertankene, senkes samtidigheten i effektbehov for tappevann. Den samme trenden ble funnet ved å analysere samtidighet over 24 timer.

Akkumulering i varmtvannstankene i kundesentralene ble videre analysert med hensyn på tidspunkt for lading og utlading, effektbehov, kostnadsbesparelser, og påvirkning fra varmtvannssirkulasjon. Det ble observert høye effektbehov til forvarming av tappevann i flere av kundesentralene. Ladingen foregår over korte perioder med høy effekt, og tidspunktene for dette er for flere av kundesentralene typisk på morgenen og ettermiddagen. Dette er lite gunstig både med tanke på strømpris, effektledd på nettleie og varierende drift på varmepumpa. Det er derfor anbefalt at stopp- og startsignal for lading av akkumulatortanker endres fra å være settpunkttemperaturer i tankene, til å også ta hensyn til andre faktorer som strømpris eller forskjellige tidsinnstillinger for de forskjellige kundesentralene slik at samtidighet blir enda lavere.

Det ble produsert 3 542 023 kWh varmeenergi av varmepumpa i 2022, og energidekningsgraden var da på 85 %. Varmepumpa dekker hele energibehovet til forvarming av tappevann, og elkjelene fungerer dermed som spisslast kun til romoppvarming. COP (Coefficient of Performance) ble analysert over flere årstider, og det ble funnet tydelig nedgang i COP når varmebehovet til romoppvarming er høyt. Dette er grunnet lav andel energi produsert til tappevann, som er distribusjonskretsen som har høyest temperaturløft. Når andelen av effekten som produseres av varmepumpa til tappevann er mindre enn 60 %, synker COP betydelig. Siden kun 23 % av det totale varmebehovet går til tappevann, tyder det på at CO₂-varmepumpe med kombinert drift for oppvarming og tappevann ikke er en optimal løsning.

Abstract

To reach Norwegian and international climate goals, it will be crucial in the coming years to focus on renewable energy production and energy efficiency. Heating of households accounts for a significant portion of electricity consumption in Norway, where we are among the highest electricity users globally. With increasing electricity prices and new models for grid tariff costs, implementing energy-efficient measures in the residential sector have become even more relevant. Hydronic heating systems that can utilize local and renewable energy sources are a key part of the solution for sustainable energy use in buildings.

This master's thesis presents an energy analysis of Billingstad Energy Plant in Asker. The objective of the study is to identify measures that can optimize the operation of the facility, as well as the design of similar systems and future expansions. Measurement data from the facility over the past years have been used to analyze the energy consumption, production, efficiency, control and functionality of the energy plant.

The analyzed energy plant is centrally located in a residential area in development. The facility was ready to supply heat to the first apartments in the summer of 2020, and over the next 15 years the 76-acre area will accommodate 1,600 housing units and a kindergarten. The energy plant provides heating for space heating and domestic hot water to the kindergarten and residential buildings. The heat distribution is divided into two circuits: a high-temperature circuit for domestic hot water and a low-temperature circuit for space heating. The primary heat source is an 800 kW CO₂ heat pump, supplemented by two 750 kW electric boilers in series with the heat pump.

The analysis of measurement data was primarily focused on three main areas: 1) Energy consumption and simultaneity in power demand, 2) Accumulation in domestic hot water tanks, and 3) Performance of the heat pump. Data was analyzed by plotting hourly power measurements in various diagrams to illustrate energy consumption over longer periods and hourly profiles on specific days.

The results indicate that the total heat delivered in 2022 was 4,253,560 kWh, with 23% of the heat delivered to domestic hot water. Coincidence factors for power demand were further analyzed. For space heating, a high degree of simultaneity was observed, with a coincidence factor of 94.4% in December 2022, which was the month with the highest power demand in the analyzed period. For domestic hot water, coincidence factors in both preheating and delivered power to customers were analyzed, and lower simultaneity was found in preheating. In December 2022 and February 2023, the coincidence factors for preheating were calculated to be 62.9% and 62.7%, respectively. The coincidence factor for delivered domestic hot water in February 2023 was calculated as 86.7%. This indicates that by accumulating heat energy in buffer tanks, the simultaneity in power demand for domestic hot water can be reduced. The same trend was observed when analyzing simultaneity over a 24-hour period.

The accumulation in domestic hot water tanks at the substations was further analyzed in terms of time of charging and discharging, power demand, cost savings, and the influence of hot water circulation. High power demands for preheating domestic hot water were observed in several customer substations. Charging occurs over short periods with high power, typically in the morning and afternoon for several substations. This is unfavorable in terms of electricity prices, demand charges, and variable operation of the heat pump. It is therefore recommended to modify the start and stop signals for charging the accumulation tanks to consider factors such as electricity prices or different time settings for the various substations.

The heat pump produced 3,542,023 kWh of heat energy in 2022, with an energy coverage rate of 85%. The heat pump covers the entire energy demand for preheating of domestic hot water, with the electric boilers serving as backup only for space heating. COP was analyzed across different seasons, and a clear decrease in COP was found when the space heating demand was high. This is primarily due to the low proportion of energy produced for domestic hot water, which has the highest temperature difference in the distribution circuit. When the proportion of heat produced by the heat pump for domestic hot water is less than 60%, COP decreases significantly. Since only 23% of the total heat demand is allocated to domestic hot water, this indicates that a CO₂ heat

pump with combined operation for space heating and domestic hot water may not be an optimal solution.

Innhold

Forord	iii
Sammendrag	iv
Abstract	v
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon	1
1.2 Formål	2
1.3 Struktur og innhold	2
1.4 Begrensninger	3
2 Teori	4
2.1 Varmepumpeprosesser med CO ₂	4
2.1.1 Effektfaktor	5
2.1.2 Årsvarmefaktor	6
2.2 Energidekningsgrad	6
2.3 Samtidighet	7
2.4 Varmeenergilagring i akkumulatortanker	9
2.5 Økonomiske beregninger for energikostnad	10
3 Beskrivelse av anlegget	14
3.1 Beskrivelse av boligområdet	14
3.2 Beskrivelse av det termiske energisystemet	15
3.2.1 Brønnpark	16
3.2.2 Varmepumpe	16
3.2.3 Elektrokjel	18
3.2.4 Fan coil unit	19
3.2.5 Kundesentralene	19
3.2.6 Akkumulatortanker	20
3.2.7 Varmtvannssirkulasjon	21
4 Målepunkter og instrumentering	23
4.1 Energisentralen	23
4.2 Kundesentralene	25
4.3 Metode for databehandling	27

5	Målinger og analyse	29
5.1	Varmeleveranse og effektbehov	29
5.1.1	Månedlig varmeleveranse	29
5.1.2	Samtidighet i effektbehov til romoppvarming	33
5.1.3	Samtidighet i effektbehov til tappevann	34
5.2	Akkumulering av varmeenergi	40
5.2.1	Lading og utlading av akkumulatortanker	40
5.2.2	Effektbehov til akkumulering	42
5.2.3	Utnyttelse av akkumulering i forhold til energikostnad	46
5.2.4	Påvirkning på akkumulering fra varmtvannssirkulasjon	50
5.3	Analyse av varmepumpens ytelse	53
5.3.1	Energidekningsgrad	53
5.3.2	Effektfaktor	56
6	Diskusjon	63
6.1	Begrensninger i måldata	63
6.2	Kundeopplevelse	63
6.3	Økonomi	64
7	Konklusjon	65
7.1	Viktige funn	65
7.2	Videre arbeid	66
	Referanser	67
	Appendix	69
A	Energibrønner	69
B	Akkumulatortanker	70
C	SD-anlegg	71
D	Måleinstrumenter og datalagring	73
D.1	Energisentral	73
D.2	Kundesentral 2	74
D.3	Kundesentral 3	75
D.4	Kundesentral 4	76
D.5	Kundesentral 5	77
D.6	Kundesentral 6	78
D.7	Kundesentral barnehage	79

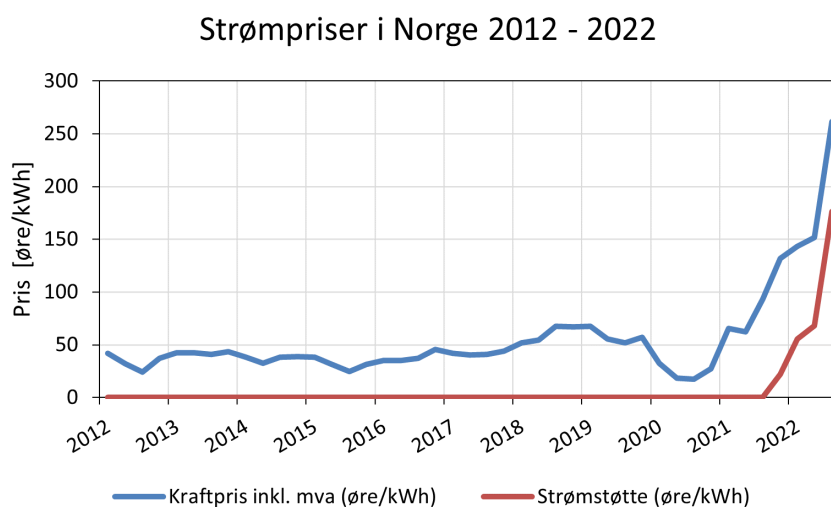
1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn og motivasjon

I 2020 presenterte Europakommisjonen en melding om EUs klimamål for 2030, som innebærer å redusere klimagassutslippene med minst 55% sammenlignet med utslippene i 1990 [1]. Dette målet er viktig for å sikre en jevn nedgang i utslippene frem mot målet om klimanøytralitet innen 2050. Meldingen understreker også betydningen av energisystemet i overgangen til en klimanøytral økonomi. En betydelig andel av EUs utslipp stammer fra energiproduksjon, og derfor vil produksjon av fornybar energi og energieffektivisering være sentrale satsingsområder i fremtiden.

Kommisjonens analyser viser at det er nødvendig med betydelige økninger i energieffektivisering, spesielt innen byggsektoren. Eksisterende lovgivning er ikke tilstrekkelig, og i oktober 2020 presenterte kommisjonen en strategi kalt Renovation Wave med mål om å doble antall renoveringstiltak i byggsektoren sammenlignet med dagens nivå. Dette initiativet vil bidra til å øke energieffektiviteten og redusere energiforbruket i byggsektoren som en viktig del av klimatiltakene [2].

I 2012 lå norske husholdninger på andreplass i verdenstoppen i bruk av elektrisitet, og en stor andel av dette gikk til oppvarming [3]. Mye av grunnen til det høye strømforbruket er et godt utbygd strømmnett og lave strømpriser over lang tid, som har gjort at vi kan basere oss på strøm til romoppvarming, matlaging, oppvarming av tappevann og andre energibehov. Men de siste årene har strømprisene i Norge tatt en markant vending. Dette er det flere grunner til, deriblant nye utenlandskabler til Tyskland og England, klimaendringer og økte priser på gass og kull [4]. Figur 1 viser gjennomsnittlig kraftpris for husholdninger i Norge, inkludert nettleie og avgifter i perioden 2012 til 2022.



Figur 1: Strømpriser i Norge inkludert avgifter fra hvert kvartal fra 2012 - 2022 [5].

En kan se fra Figur 1 at strømprisen i Norge er mer enn femdoblet på kort tid. Dette får mange, både bedrifter og private, til å ønske å gjøre energieffektiviserende tiltak for å redusere egne kostnader til strøm. Det siste året har det vært så unormalt høye strømpriser at myndighetene har innført kompensasjonsordninger, også vist i Figur 1. Dette er en ordning som ikke gjelder for fjernvarmeselskaper som benytter strøm til å produsere varme. Det gjør det enda mer aktuelt med energieffektiviserende tiltak og optimalisering av anlegg for nettopp disse selskapene.

En rapport utgitt av Norges vassdrags- og energidepartement [6] viser at husholdninger sto for nesten halvparten av energibruken til oppvarming i Norge i 2018. 80% av dette er dekket av elektrisitet. For å redusere strømforbruket er vi avhengige av å i større grad utnytte flere energieffektiviserende løsninger for oppvarming av bygg. Vannbårne varmeanlegg tilknyttet fjernvarme, lokale varmeanlegg, varmepumper og/eller andre effektive og fornybare energikilder, er en av løsningene.

Samtidig som energibruken øker med en økende befolkning, blir også effektuttaket høyere [7]. Selv om energieffektive apparater og bedre isolasjon i husene bidrar til å holde energibruken nede til tross for befolkningsøkningen, har mange av disse apparatene likevel et høyt effektuttak, det vil si at de bruker mye energi per tidsenhet. Dette øker behovet for høy nettkapasitet på grunn av flere bygninger og el-biler i Norge. For å kunne utnytte kapasiteten kraftnettet best mulig, bør det etterstrebes å jevne ut effektbelastningen mest mulig. For oppvarming i boliger, vil akkumulering av varmeenergi i varmtvannstanker potensielt kunne bidra til nettopp dette.

Energisentraler som benytter vannbårent distribusjonssystem spiller en viktig rolle i å sikre en pålitelig og bærekraftig energiforsyning til boligområder. Disse sentralene fungerer som knutepunkter for produksjon, distribusjon og styring av energi til flere bygninger eller enheter. Ved å samle energiproduksjonen i en sentralisert enhet kan man oppnå flere fordeler. For det første gir energisentraler muligheten til å utnytte ulike energikilder, som fornybare energikilder, varmepumper eller kraftvarmeanlegg. Dette bidrar til å redusere avhengigheten av fossile brensler og redusere klimagassutslippene. En annen fordel med energisentraler er effektiviteten i energiproduksjonen. Ved å samle produksjonen på ett sted kan man oppnå stordriftsfordeler og bedre utnyttelse av ressursene [8].

Ved å etablere energisentraler kan man også oppnå bedre styring og kontroll over energiforsyningen. Sentralisert overvåking og styring av energiproduksjonen gjør det mulig å optimalisere driften, identifisere potensielle energibesparelser og tilpasse seg endrede behov og krav. Dette gir bedre muligheter for energieffektivisering og kostnadsbesparelser for både utbyggere og beboere.

Det er viktig med optimalisering og analyse av slike anlegg for å kunne oppnå høy energieffektivitet, kostnadsbesparelser og et pålitelig energisystem. Dette innebærer å identifisere og implementere tiltak som reduserer energitap, optimaliserer energiproduksjonen og forbruket, og maksimerer utnyttelsen av tilgjengelige energikilder. Dette bidrar til å redusere energikostnader, redusere miljøpåvirkningen, forbedre energileveransen og opprettholde komforten for sluttbrukeren.

1.2 Formål

For å kunne bygge gode og effektive varmeanlegg til boligformål, er det viktig å overvåke og analysere driften av eksisterende anlegg med formål om å finne styrker og svakheter ved anleggene som man kan bruke ved utbygging av nye anlegg. Tiltak ved eksisterende anlegg som kan optimalisere driften er også et viktig fokus når en energianalyse skal gjøres av et anlegg. Resultater fra en slik analyse kan potensielt bidra til å gjøre anlegget mer driftssikkert, forbedre utnyttelsen av energikildene og kutte drift- og investeringskostnader.

Målet med oppgaven er å analysere et energiforsyningsanlegg ved å kartlegge målepunkter og undersøke driftsdata, slik at optimaliseringspotensialer kan identifiseres. Dette skal også gi resultater som kan benyttes til å forbedre design av fremtidige energisentraler. Anbefalinger for tiltak skal baseres på hva som er fordelaktig både med tanke på kostnader og for å gjøre energiforsyningen mer bærekraftig.

1.3 Struktur og innhold

Kapittel 1: Innledning

Her presenteres bakgrunn for oppgaven, formål, struktur og begrensninger for oppgaven.

Kapittel 2: Teori

Nødvendig bakgrunnsteori og litteraturstudie blir i dette kapittelet presentert, slik at resultatene kan settes i en større sammenheng og konklusjoner kan trekkes basert på tidligere forskning og et matematisk grunnlag.

Kapittel 3: Beskrivelse av valgt anlegg

Her presenteres det valgte anlegget for å gjennomføre analysen. Det gis en overordnet beskrivelse av boligområdet og en oversikt over det termiske energisystemet som produserer og distribuerer

varmeenergi til boligene, samt teknisk informasjon om hovedkomponentene i anlegget.

Kapittel 4: Målepunkter og instrumentering

I dette kapitlet blir tilgjengelighet av måledata i anlegget nøye beskrevet. Systemskisser og tabeller som beskriver alle målepunkter blir presentert. Metode for hvordan måledata behandles for å fremstille resultater blir også beskrevet her.

Kapittel 5: Målinger og analyse

Resultater fra analyse av måledata presenteres i dette kapitlet. Det blir også fortløpende diskutert generelt rundt resultatene, viktige funn poengteres og eventuelle feilkilder og feilmålinger presiseres.

Kapittel 6: Diskusjon

Overordnet diskusjon rundt resultater og aspekter som ikke er inkludert i analysen.

Kapittel 7: Konklusjon

Viktige funn fra resultatene presenteres og konklusjoner gjort ut fra disse fremkommer i dette kapitlet. Til slutt presenteres forslag til videre arbeid

1.4 Begrensninger

I løpet av arbeidet med denne analysen har visse begrensninger påvirket oppnåelsen av gode resultater. Innledningsvis var det en utfordring å få tilgang på pålitelige måledata, noe som gjorde det tidkrevende å finne et egnet anlegg som kunne analyseres. I tillegg var den tekniske informasjonen om bygningene knyttet til anlegget begrenset, noe som til tider gjorde tolkningen av effekt- og energimålinger utfordrende.

Etter å ha funnet et egnet anlegg med tilskrekkelig antall målepunkter, ble arbeidet med å analysere energisentralen satt i gang. Underveis ble det oppdaget at det tidvis har vært driftsstopp på SD-anlegget, som betyr at det i disse periodene ikke er tilgjengelig måledata. Dette begrenser kvaliteten på resultatene. Det begrenser også hvilke perioder det er mulig å gjøre gode analyser på energileveranse fra. Det har også vært tidkrevende å forstå hvordan SD-anlegget fungerer og finne alle funksjoner og tilgjengelig måledata.

Det er valgt å ha et hovedfokus på samtidighet i effektbehov, varmpumpens ytelse og lagring av varmeenergi i akkumulatortankene i denne analysen. Dette er viktige aspekter for energisystemets helhetlige ytelse. For å ha tilstrekkelig tid til å utforske disse områdene grundig, ble andre deler av systemet, som brønnparken, kjølemaskiner og trykkregulering, ikke analysert.

Det er kun utført enkle økonomiske beregninger, og det vil være nødvendig med mer grundige analyser for å få en god forståelse for potensielle kostnadsbesparelser ved endringer i drift eller design. Beregningene som er foretatt er basert på målinger fra anlegget og priser hentet fra aktuelle kilder. Usikkerheten knyttet til hvordan priser og forbruk vil endre seg i fremtiden er viktig å inkludere i kostnadsberegningene, men denne analysen har ikke tatt hensyn til dette. I disse beregningene er skatter og avgifter heller ikke inkludert.

En annen begrensende faktor ved kostnadsberegningene er forenklinger som er gjort ved utregning av forbrukt og levert varmeenergi. Måledata som hentes fra anlegget er timesbaserte effektverdier. For å finne energimengde er det antatt at effektmålingene tilsvarer effekt levert for hele den neste timen, og er dermed tilsvarende energimengden for den timen.

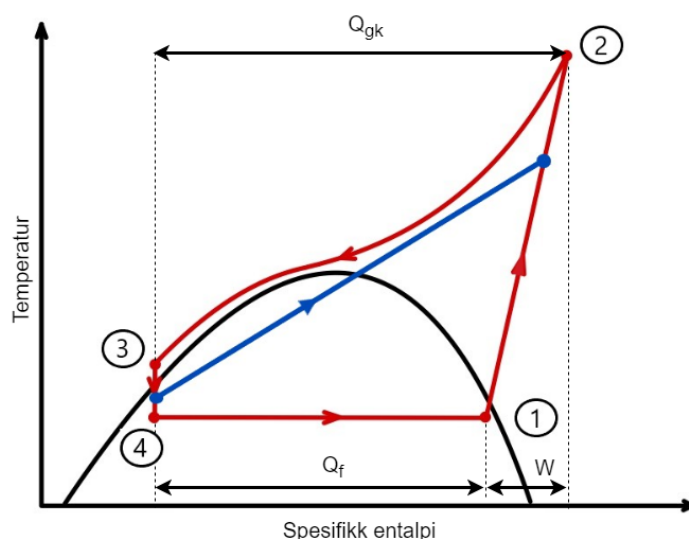
2 Teori

I det kommende kapittelet vil det bli presentert bakgrunnsteori og relevant litteratur. Formålet med dette er å etablere det matematiske grunnlaget og undersøke tidligere forskning relatert til de områdene som skal analyseres i denne oppgaven. Ved å gjøre dette kan resultatene settes i en sammenheng og deretter kan det dras konklusjoner om eventuelle tiltak som kan gjøres for å forbedre drift eller optimalisere designet av energisentraler i fremtiden.

2.1 Varmepumpeprosesser med CO₂

Anlegget som skal analyseres benytter en CO₂-varmepumpe med energibrønner i grunnen som primær energikilde. CO₂ er et naturlig og miljøvennlig kuldemedium, som verken er giftig eller brennbart. Når CO₂ benyttes som kuldemedium, er det ingen ny produksjon av CO₂ og har derfor GWP (Global Warming Potential) på 0 [9].

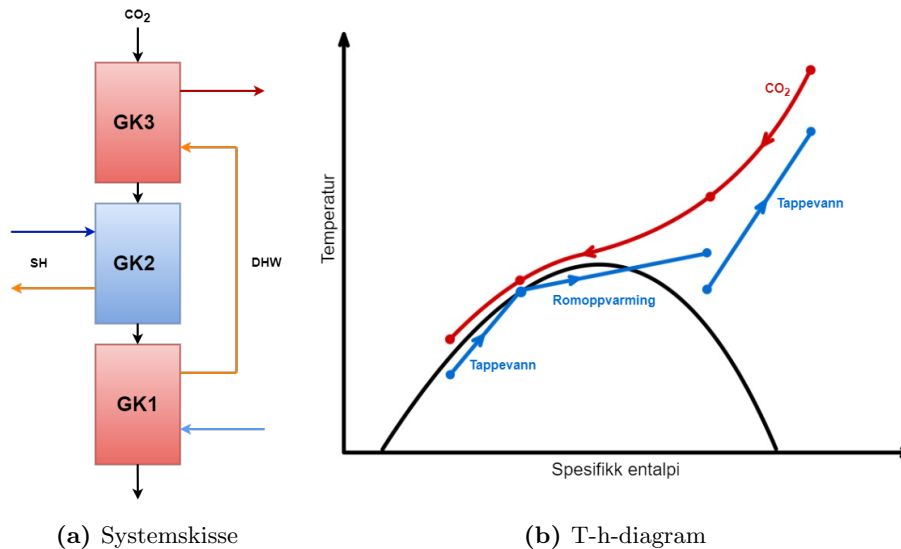
CO₂ har lavt kritisk punkt, og en CO₂-varmepumpe utnytter dette ved å la gassen avkjøles i en gasskjøler hvor CO₂-en aldri synker under kritisk punkt [9]. Temperaturglidningen i gasskjølerne kan typisk variere fra 30 til 100 K. I praksis vil dette bety at en slik varmepumpe kan direkte varme opp kaldt vann til ønskelig temperatur (60 - 90°C) uten å ettervarme med elektrisk energi eller annen spisslast.



Figur 2: T-h-diagram som viser den transkritiske prosessen i en CO₂-varmepumpe. Den røde linjen er CO₂ og den blå er vann.

Figur 2 illustrerer den transkritiske prosessen i CO₂-varmepumpa. Q_{gk} er varmeenergien som overføres i gasskjøleren, Q_f er varmeenergien som overføres fra energibrønnene til CO₂-en i fordamperen, og W er pumpearbeidet.

Varmepumpen i anlegget som skal analyseres har tre gasskjølere i serie som varmer opp vann til distribusjon av tappevann og romoppvarming, til henholdsvis en høytemperaturkrets og en lavtemperaturkrets. To gasskjølere benyttes til å forvarme og ettervarme vannet til høytemperaturkretsen, og en til å varme vann til lavtemperaturkretsen, slik som illustrert i Figur 3.



Figur 3: Illustrasjon av hvordan varmepumpa avgir varmeenergi til distribusjon av varmt tappevann og romoppvarming. SH er romoppvarming og DHW er tappevann.

I en publisasjon fra 2009 [10] som presenterer teknologier med bruk av CO₂ som kjølemedium, blir ulike systemløsninger for CO₂-varmepumper med kombinert drift for tappevann og romoppvarming analysert. Her ble det konkludert med at løsningen skissert i Figur 3a er den mest energieffektive løsningen av fire undersøkte design. Konklusjonene her tok også utgangspunkt i resultatene fra en doktoravhandling av Jørn Stene fra 2004 [11], hvor den samme løsningen ble nøye analysert. Det ble funnet at for å oppnå høy effektivitet på varmepumpa, må varmeoverføringen maksimeres. En bør etterstrebe en lav starttemperatur på vannet som skal varmes opp, helst 10°C eller lavere, slik at temperaturøkningen blir høy. Høyest energieffektivitet oppnås ved å ta inn vann direkte fra kaldtvannsløp. Det forutsettes også at andelen energi som går til å varme opp tappevann er minst 25-30 % av total årlig varmeløp fra varmepumpa.

En lignende løsning ble analysert i en masteroppgave fra 2020 [12], hvor det ble vist at grundig analyse og optimalisering av varmepumper til boligformål kan føre til betydelige kostnads- og energibesparelser, samtidig som det bidrar til å redusere klimagassutslippene fra bygninger. Her ble det gjort simuleringer av varmepumpas ytelse. I denne undersøkelsen ble det vist at det kan være utfordrende å oppnå ønskede temperaturnivåer til både tappevann og romoppvarming ved kombinert drift.

2.1.1 Effektfaktor

Ytelsen på en varmepumpe beskrives ofte med effektfaktor (COP - Coefficient of Performance), som er et mål på hvor mye varmeeffekt en får ut i forhold til hvor mye effekt en tilfører kompressoren [13]. En COP på 4 vil tilsvare en energibesparelse på 75 %. COP er en øyeblikksverdi, og kan beregnes på følgende måte

$$COP = \frac{\dot{Q}_{gk}}{\dot{W}} \quad (2.1)$$

hvor \dot{Q}_{gk} er varmeeffekten som produseres i gasskjøleren i kW, og \dot{W} er tilført effekt til kompressoren i kW.

Som relevant litteratur presentert tidligere underbygger, har temperaturdifferansen over gasskjøleren i CO₂-varmepumper stor innvirkning på effektfaktoren. Til forskjell fra konvensjonelle varmepumper hvor varmeavgivelsen skjer ved tilnærmet konstat trykk og temperatur på arbeidsmediet, vil en CO₂-varmepumpe utnytte en stor temperaturglidning på gassen for å avgi varme

til vannet. Som en kan se fra Figur 2, vil vannets temperatur inn i gasskjøleren ha mye å si for varmeavgivelsen i gasskjøleren. Ved å ha en så lav returtemperatur på vannet som mulig, kan en maksimere nedkjølingen av CO₂-gassen før den sendes tilbake til fordampere [9].

2.1.2 Årsvarmefaktor

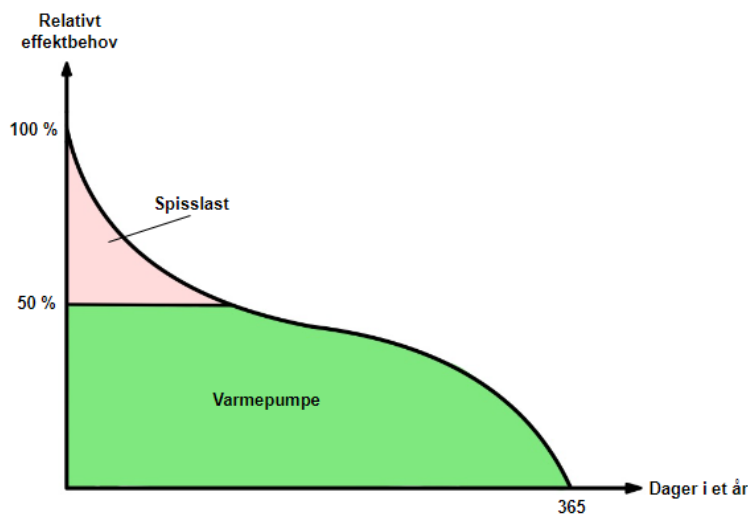
Det er gjerne ønskelig å beregne effektfaktor for en varmepumpe over tid for å kunne si noe om energibesparelsen varmepumpa oppnår. En kan beregne effektfaktor for en varmepumpe over en lengre periode, ofte gjøres dette over et helt år, og kalles da årsvarmefaktor eller SPF (Seasonal Performance Factor) [13]. Denne faktoren forteller hvor mye energi en sparer i løpet av ett år. En SPF på 3 vil tilsvare en energibesparelse på 66 %. Årsvarmefaktor kan beregnes på følgende måte

$$SPF = \frac{Q_{VP}}{E_{VP}} \quad (2.2)$$

hvor Q_{VP} er varmeenergien varmepumpa produserer i løpet av et helt år i kWh, og E_{VP} er energien som er tilført kompressoren i samme periode i kWh.

2.2 Energidekningsgrad

Energidekningsgraden til en varmepumpe forteller oss hvor stor andel av boligens totale varmebehov som dekkes av varmepumpa [13]. For varmepumper som skal produsere varme til romoppvarming er det ikke hensiktsmessig å installere en som kan dekke hele oppvarmingsbehovet. I et slikt tilfelle vil varmepumpa utnytte kapasiteten den er designet for kun noen få dager i året når utetemperaturen er på det kaldeste og oppvarmingsbehovet er høyest. Dette vil medføre at varmepumpa får en dårligere effektfaktor og strømforbruket blir høyere enn nødvendig. Typisk er det gunstig å la varmepumpa ha en effektdेkningsgrad på 40-70 %, som i et norsk klima vil gi en energidekningsgrad på 70-95 % [14].



Figur 4: Skisse som illustrerer prinsippet med varmepumpas energidekningsgrad ved 50 % effektdekning.

For å beregne energidekningsgraden til varmepumpa benyttes Ligning 2.3

$$\alpha = \frac{Q_{VP}}{Q_{total}} \quad (2.3)$$

På samme måte kan en finne energidekningsgraden til spisslasten med Ligning 2.4

$$\beta = \frac{Q_{spiss}}{Q_{total}} \quad (2.4)$$

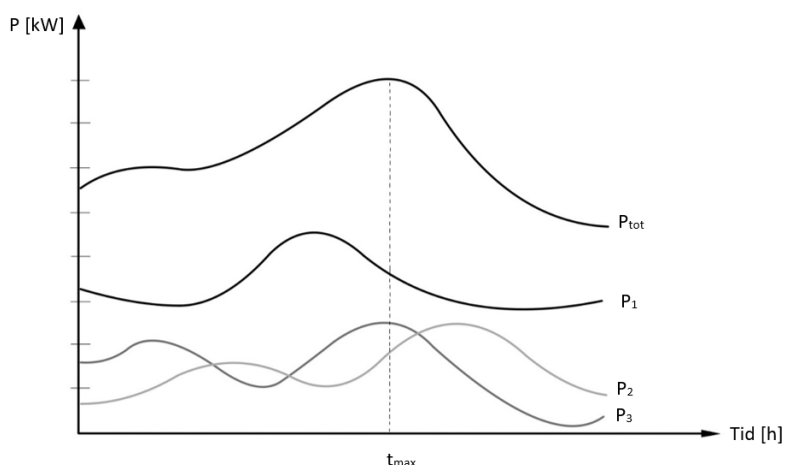
hvor vi får følgende sammenheng

$$(\alpha + \beta) = 1 \quad (2.5)$$

2.3 Samtidighet

Det følgende delkapittelet er basert på og bearbeidet fra tidligere arbeid i prosjektoppgaven *Samtidighet i energibruk av bygningstekniske anlegg ved større anlegg*, skrevet høsten 2022 [15].

I et anlegg hvor energi distribueres til flere enn en sluttforbruker, vil den totale lastprofilen være påvirket av den individuelle forbrukers forbruksmønster. Figur 5 viser hvordan tre ulike forbrukerkurser kan se ut over en gitt periode. Hver enkelt kurs er gitt som en funksjon av tid.



Figur 5: Individuelle og total lastprofil i et energidistributionsanlegg.

- $P_1(t)$ = lastprofil forbruker 1
- $P_2(t)$ = lastprofil forbruker 2
- $P_3(t)$ = lastprofil forbruker 3
- $P_{tot}(t)$ = lastprofil 1, 2 og 3 summert

Fra figur 5 kan en se at ved t_{max} har anleggets totale lastprofil en effekttopp, men ikke alle de tre forbrukerkursene har sitt individuelle maksimum på dette tidspunktet. Vi kan definere en faktor som beskriver forholdet mellom total maks effekt, og maks effekt for hver forbrukskurs til sammen. Dette er det vi kaller samtidighetsfaktor.

Samtidighet er altså et mål på hvor mye av anleggets potensielle makseffekt som er i bruk når maks effektforbruk oppstår. Det er en faktor med verdi mellom 0 og 1, og oppgis som regel som et desimaltall eller i prosent. Når denne faktoren skal tas med i dimensjoneringen av et anlegg, ser man på den som sannsynligheten for at alle de ulike abonnentene tilknyttet anlegget har maksimalt effektbehov samtidig. Dette er altså en faktor som vil variere med driften av anlegget, og som en ikke vet sikkert på forhånd.

Ved dimensjonering av elektriske anlegg spiller samtidighetsfaktoren en viktig rolle i beregningene. Eksempelvis er samtidighet en viktig faktor for dimensjonering av stikkontaktkurser. Når totaleffekten til stikkontakter i et bygg skal dimensjoneres, tar man vanligvis ikke utgangspunkt i maksimal belastning på samtlige stikkontakter til enhver tid. I stedet benyttes en samtidighetsfaktor som

tar hensyn til at apparater tilkobles og frakobles stikkontaktene i henhold til forbrukernes behov. Dersom belastningen overstiger den dimensjonerte kapasiteten på en kurs, vil overbelastningsvernet koble ut strømmen. ?? gir en oversikt over vanlige samtidighetsfaktorer for stikkontaktkurser. Tabellen viser hvordan antallet kurser i et elektrisk anlegg påvirker samtidighetsfaktoren, der en økning i antall kurser fører til en reduksjon i samtidighetsfaktoren.

Tabell 1: Samtidighetsfaktorer i ulike installasjoner hentet fra Normguiden s. 31 [16].

Antall kurser	Bolig	Andre bygg
2-3	$\geq 0,8$	$\geq 0,9$
4-5	0,7	0,8
6-9	0,6	0,7
≥ 10	$\leq 0,5$	$\leq 0,6$

I vannbårne varmeanlegg er prinsippet med samtidighet likt. Jo flere forbrukerkurser et anlegg har, jo lavere samtidighet kan en regne med. Det er imidlertid en viktig forskjell fra elektriske anlegg, ettersom vannbårne varmeanlegg ikke har en tilsvarende mekanisme som overbelastningsvern. Hvis det oppstår et effektbehov som overskrider anleggets dimensjonering, vil anlegget rett og slett ikke være i stand til å levere tilstrekkelig mengde varmeenergi til forbrukerne.

En annen vesentlig forskjell fra forbrukerkurser til stikkontakter, er at VVS-anlegg har et annet bruksmønster. En kan enklere forutse når det vil være behov for romoppvarming, basert på ute-temperaturen, og en kan regne med at de aller fleste ønsker å ha en ganske jevn temperatur inne over hele året. For varming/kjøling til ventilasjonsluft kan en også regne med variert energibehov med temperaturendringene gjennom året. Energibehovet til oppvarming av tappevann derimot, vil være mer eller mindre jevnt uavhengig av årstid, men variere etter forbrukerens daglige vaner. Om en bygning brukes til boligformål, næring eller annen virksomhet vil også ha mye å si for bruksmønsteret på varme og kjøling.

For å beregne den totale samtidighetsfaktoren i et anlegg benyttes følgende ligning

$$S = \frac{P_{tot,max}}{\sum_{i=1}^n P_{i,max}} \quad (2.6)$$

$P_{tot,max}$ er det høyeste effektbehovet målt over hele anlegget, mens $P_{i,max}$ er høyeste effektbehov målt på hver av de n abonnentene tilkoblet anlegget som blir analysert. Denne måten å beregne samtidighet på er lik både for elektriske anlegg og VVS-anlegg. Dette er altså en verdi som kan regnes ut basert på målinger gjort på eksisterende anlegg. Samtidighetsfaktoren som benyttes ved dimensjonering baseres på tidligere erfaringer og et anslag av hva man tror vil bli reelt.

Ved dimensjonering av overbelastningsvern i elektriske anlegg benyttes samtidighetsfaktoren for å tilpasse vernet etter reelle forhold. I enkelte land finnes det standardiserte faktorer som gjelder for ulike typer installasjoner, men som ikke uten videre kan overføres til norske forhold [16]. Verdiene i Tabell 1 kan brukes som utgangspunkt, men en må gjøre vurderinger for hver enkelt installasjon. Ligning 2.7 kan så benyttes til å bestemme overbelastningsvern

$$I_{OV} = \frac{P_{installert} \cdot k}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (2.7)$$

- I_{OV} = størrelse på overbelastningsvern [A]
- $P_{installert}$ = samlet effekt for alle forbrukerkurser [W]
- k = samtidighetsfaktoren
- U = hovedspenning i sikringsskap [V]
- $\cos\phi$ = faktor relatert til trefase/enfase

Tilsvarende vern finnes ikke for vannbårne varmedistribusjonsanlegg. Er anlegget underdimensjonert i forhold til varmebehovet, vil det naturligvis ikke kunne levere tilstrekkelig med varme i

perioder hvor det er høyt behov. Det er generelt lite kjent forskning på samtidighet i VVS-anlegg. Bransjepraksis er i dag å dimensjonere anleggene etter et bygg som er fullt oppvarmet, har full drift av det tekniske anlegget, med hundre prosent samtidighet, men ingen internlaster. Dette er ikke realistiske faktorer, og fører som regel til en overdimensjonering [17].

Det er også mulig å analysere samtidigheten til enkeltdeler av systemet. Ligning for individuell samtidighetsfaktor for hver enkelt abonnent i systemet er gitt som

$$S_i = \frac{P_i}{P_{i,max}} \quad (2.8)$$

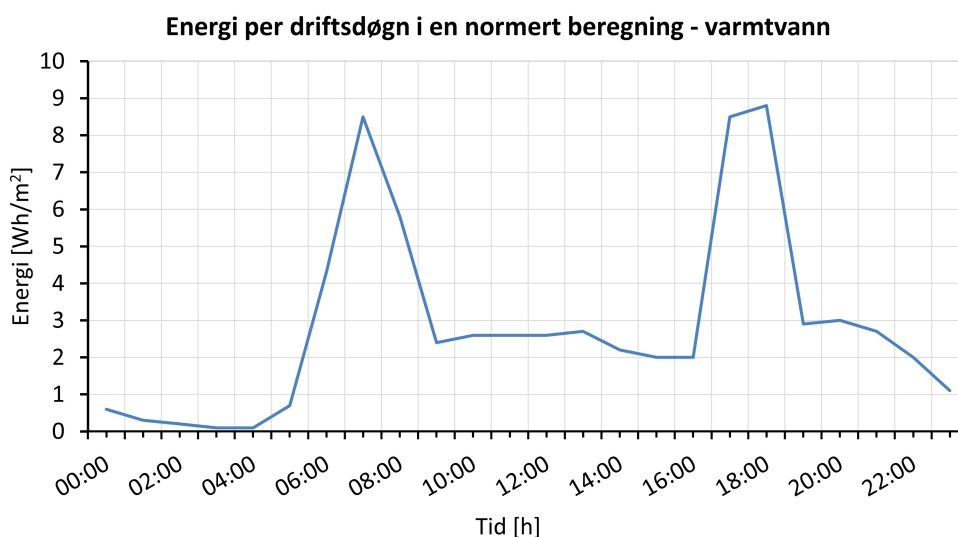
hvor P_i er effektbehovet til komponent i på det tidspunktet anlegget har sin effekttopp, og $P_{i,max}$ er abonnentens egen effekttopp. S_i forteller oss da hvor stor andel av abonnentens makseffekt som utnyttes ved det tidspunktet total makseffekt i anlegget forekommer.

Samtidsighetsfaktorer beregnet for et anlegg kan dermed benyttes for å forbedre dimensjoneringen og design av nye anlegg, eller ved utbygging og ombygging av eksisterende anlegg. Ved å finne trender i samtidighet, kan en forespeile hvordan lignende anlegg vil oppføre seg, og bestemme kapasitet og styring deretter.

2.4 Varmeenergilagring i akkumulatortanker

Økning i elektrisitetsforbruk, nye energibehov, nødvendig utbygging av nettet og mer uregulerbar kraftproduksjon er faktorer som senker fleksibiliteten i det norske energisystemet. Derfor er det nå stort fokus på fleksibelt sluttforbruk av strøm [18]. Ved å benytte akkumulatortanker til varme-lagring er det mulig å flytte energiforbruket i tid uten at dette påvirker forbrukeren. Dette gir en fleksibilitet som kan utnyttes til å unngå høye priser og redusere belastningen på strømmettet.

Effektbehovet for varmt tappevann varierer mye i løpet av et døgn, og er styrt av beboerne og deres bruksmønster. Typisk vil effektbehovet være lavt om natten, og øke kraftig på morgenen når folk står opp og begynner dagen. Videre vil behovet være noe lavere i løpet av dagen, da mange gjerne er på jobb, og øke igjen mot ettermiddagen. Figur 6 viser normerte verdier for energibehov til varmt tappevann i boligblokker over et døgn, hentet fra Norsk spesifisering: Bygningers energiytelse, Beregning av energibehov og energiforsyning SN-NSPEK 3031:2021 [19].



Figur 6: Normerte timesverdier for energibehov til varmtvann i boligblokker [19].

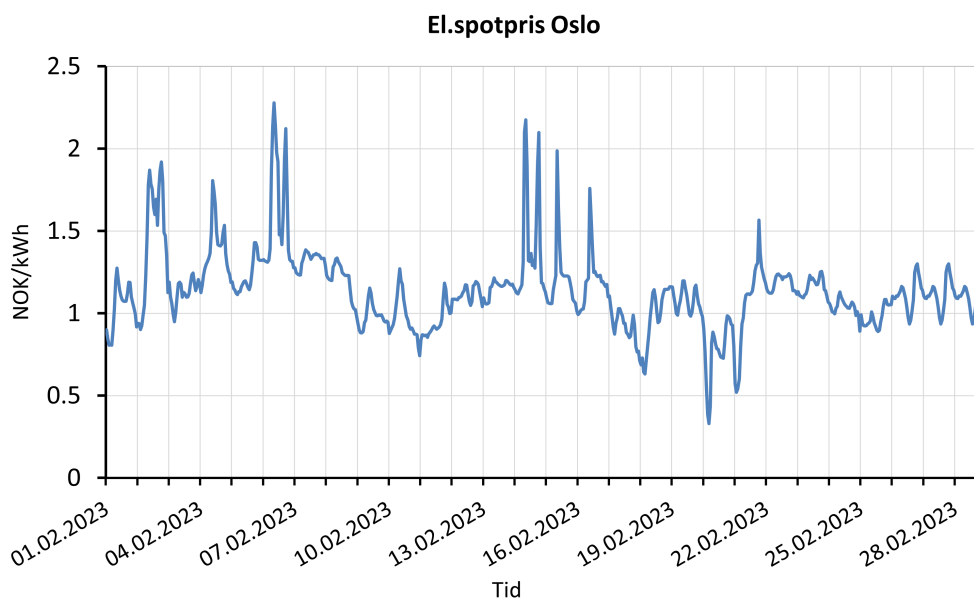
Fordelen med å lagre varmeenergi i akkumulatortanker er blant annet at det kan bidra til å jevne ut

effektbelastningen [20]. Strømprisen har historisk ikke variert i stor grad time for time, men har de siste årene blitt mer ustabile grunnet økende grad av fornybare energikilder, økende energibehov og generelt med uregulerbar kraftproduksjon. Det betyr at strømprisen vil avhenge av når på døgnet strømmen blir brukt. Prisen på nettleie vil også være påvirket av hvor mye som brukes på en gang. Med akkumulatortanker til å lagre varmeenergi kan en regulere tapping og lading av tankene slik at effektbelastningen blir jevnere over et døgn, samt utnytte perioder med lavere strømpris til å lade tankene, som da kan tappes når prisen er høyere.

2.5 Økonomiske beregninger for energikostnad

Ved kostnadsberegninger for strømforbruk er det mer enn bare prisen for strømmen som brukes en må ta hensyn til. Strømregningen er satt sammen av tre priselementer: 1) Strømpris, 2) Nettleie og 3) Skatter og avgifter. Disse delene er igjen sammensatt av ulike prismodeller. Måten man beregner energikostnader på har endret seg med tiden ettersom forbruksmønsteret til forbrukere har endret seg. Når en skal gjøre kostnadsberegninger er det gunstig å gjøre beregninger for mulige fremtidige modeller, da dette kan ha mye å si for fremtidige kostnader.

Hvilken strømpris en betaler er avhengig av hvilken avtale og strømselskap man har, men for bedriftskunder med stort energiforbruk, vil det ofte være lønnsomt i lengden å betale spotpris som settes av Nord Pool. Spotprisen på strøm kan variere mye i løpet av et døgn. Når på døgnet strøm forbrukes kan ha mye å si for hvor mye en ender opp med å betale for strømmen ved slutten av måneden. Figur 7 viser hvordan strømprisen varierte i Oslo i februar 2023.



Figur 7: Spotpris for strøm time for time for Oslo februar 2023 [21].

Som en kan se fra Figur 7 kan det oppstå store prisforskjeller time for time. For fjernvarmeleverandører som benytter strøm til produksjon av varmeenergi, vil det å kunne styre produksjonen etter strømprisen potensielt gi store besparelser.

De siste årene har effektuttaket økt mer enn energiforbruket i Norge [7]. Dette skyldes flere faktorer. For det første øker befolkningen i Norge, noe som øker behovet for energi til belysning, elektriske apparater, oppvarming og de siste årene også el-biler. Mange av disse apparatene har høyt effektuttak, som gjør at summen av effektuttak på strømmettet øker. Nettselskapene må derfor investere i utbygging av strømmett i forkant av forbruksutviklingen. Disse investeringene fører til økte kostnader som fordeles på brukerne av nettet, og resulterer i økt nettleie. Hvordan nettleien er utformet har betydning for bruk av nettet og fordeling av kostnader mellom nettkundene. Effektiv bruk av nettet kan redusere behovet for fremtidige nettinvesteringer og over tid føre til lavere kostnader

for brukerne av nettet samlet sett. Skal man få mest mulig utnytte av kapasiteten på nettet, må man unngå høye effekttopper, som typisk oppstår i perioder mange kunder har behov for strøm. Kostnadene bør gi kunden insentiver til å unngå å bidra til disse effekttoppene.

I et høringsforslag fra Norges vassdrags- og energidepartement i 2017 [7], ble det foreslått en endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Dette forslaget innebar en endring i måten nettleien for kunder blir beregnet. Det ble her lagt frem tre prismodeller som ble ansett som aktuelle

1. Abonnert effekt
2. Målt effekt
3. Tidsavhengig energiledd

Modell nummer 1 tar utgangspunkt i at kunden velger et abonnement med et maks tillatt effektuttak basert på deres historiske timesbruk. Overskrides dette vil ekstra kostnader påløpe. Dette gir kunden insentiv for å redusere forbruk i timene de har høyt effektuttak. Prismodellen består av tre prisledd - fastledd, energiledd og overforbruksledd.

Prismodell 2 er basert på kundens høyeste gjennomsnittlige maksimale effektuttak per time. Kunden betaler en fast pris per kilowatt basert på sitt gjennomsnittlige høyeste effektuttak i en gitt periode. Dette gir kunden insentiver til å redusere sitt maksimale effektuttak for å unngå høye kostnader. Modellen består av tre prisledd - fastledd, energiledd og effektledd. Tariffer basert på denne modellen benyttes ofte for kunder som har et forventet årlig forbruk over 100 000 kWh.

Den tredje og siste modell innebærer at energiprisen varierer i løpet av døgnet og reflekterer perioder med høy belastning i nettet. Kunden betaler forskjellige priser avhengig av tidspunktet for forbruket, med høyere priser i perioder med høy belastning og lavere priser i perioder med lav belastning. Dette gir kunden insentiver til å flytte forbruket sitt til perioder med lavere priser. Prismodellen består av to ledd - fastledd og energiledd.

Etter innspill fra nettselskaper og organisasjoner, som denne høringen fra NVE, besluttet regjeringen å innføre ny nettleiemodell som trådte i kraft 1. juli 2022 [22]. Ny metode med effektbasert nettleie skulle gi insentiver til effektiv nettutnyttelse, samt en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom kundene. Den nye modellen vil for kunder med forventet årlig forbruk under 100 000 kWh være basert på modell nummer 1 og 3 fra NVEs høringsforslag. For bedriftskunder med høyere forbruk, benytter mange nettselskaper prismodell 2.

Elvias priser, som er nettselskapet som dekker området for energisentralen som skal analyseres, vil bli benyttet i økonomiske beregninger. Elvia har en kostnadsmodell for sine bedriftskunder som inkluderer ett fast og tre variable deler, samt avgifter til staten [23]. Bedrifter som har et forventet årlig forbruk over 100 000 kWh har følgende priser å forholde seg til:

Tabell 2: Priser på nettleie for store bedriftskunder hos Elvia. Prisene er ikke ekskludert mva. og elavgift [23]. Sommer er definert som april - september, vinter er definert som oktober - mars.

Effekttariff (timesmålte anlegg)	Lavspenning	Fellesmåling	Høyspenning
Fastledd	500 kr/mnd	1225 kr/mnd	900 kr/mnd
Effektledd (sommer)	32 kr/kW/mnd	32 kr/kW/mnd	25 kr/kW/mnd
Effektledd (vinter)	75 kr/kW/mnd	75 kr/kW/mnd	60 kr/kW/mnd
Energiledd (lik hele året)	5 øre/kWh	5 øre/kWh	3 øre/kWh
Reaktiv effekt (sommer)	15 kr/kVAr/mnd	15 kr/kVAr/mnd	10 kr/kVAr/mnd
Reaktiv effekt (vinter)	35 kr/kVAr/mnd	35 kr/kVAr/mnd	25 kr/kVAr/mnd

Prisene i Tabell 2 baseres altså ikke på tidspunkt for effektbruk. Med variabelt effektledd for sommer- og vintermåned, gir det kundene insentiver til å redusere effektuttaket på vinterstid, men innenfor en dag eller en uke varierer ikke prisene. Effektleddet er avregnet etter anleggets høyeste

effektuttak per kalendermåned, men vil ikke være påvirket av når på døgnet denne effekttoppen inntreffer.

For mindre bedrifter og privatkunder benytter Elvia en prismodell hvor energileddet er variabelt med tid på døgnet energien brukes, i tillegg til at fastleddet er avhengig av høyeste effektforbruk [24]. Tabell 3 viser hvordan energileddet er høyere på dagtid i hverdager, og lavere på natten og i helger. Tabell 4 viser hvordan fastleddet trinnvis øker etter bedriftens høyeste energiuttak per time. Prisen her avregnes etter gjennomsnittet av de tre høyeste døgnmaksene i måneden.

Tabell 3: Kostnad for strømforbruk som inngår i energileddet i nettleien. Prisene er ekskludert avgifter og mva. [24]. Natt regnes som mellom kl. 22 - 6.

Energiledd	Dag	Natt/helg
øre/kWh	18,00	13,00

Tabell 4: Fastledd som inngår i nettleien basert på høyeste målte døgnmaks energiuttak per time [24].

Fastledd	Døgnmaks kWh per time	Kroner per måned
Trinn 1	0 - 2 kW	154,67
Trinn 2	2 - 5 kW	202,67
Trinn 3	5 - 10 kW	282,67
Trinn 4	10 - 15 kW	362,67
Trinn 5	15 - 20 kW	442,67
Trinn 6	20 - 25 kW	522,67
Trinn 7	25 - 50 kW	922,67
Trinn 8	50 - 75 kW	1322,67
Trinn 9	75 - 100 kW	1722,67
Trinn 10	over 100 kW	3378,67

For kostnadsberegninger i denne analysen er det valgt å ta utgangspunkt i de to presenterte modellene Elvia benytter for sine bedriftskunder. Videre i analysen er det valgt å se bort i fra reaktiv effekt, samt skatter og avgifter, ved beregning av kostnader. Ligning 2.9 og 2.10 viser hvordan beregningene gjøres for de to valgte kostnadsmodellene.

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^t c_{spot,i} \cdot \dot{W}_i + c_{fast} + c_{energi} \cdot \dot{W}_{tot} + c_{effekt} \cdot W_{maks} \quad (2.9)$$

- t = antall timer i måneden
- $c_{spot,i}$ = spotpris fra Nord Pool
- \dot{W}_i = energibruk i time i
- c_{fast} = fastpris
- c_{energi} = energiledd per kWh
- \dot{W}_{tot} = totalt målt energibruk på dagtid i løpet av måneden
- c_{effekt} = effektledd (vinter eller sommer) per kW
- W_{maks} = totalt målt energibruk på natten og i helger

Ligning 2.9 beskriver kostnadsmodell A, som er en forenklet versjon av modellen som benyttes av Elvia for bedrifter med forventet årlig forbruk over 100 000 kWh.

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^t c_{spot,i} \cdot \dot{W}_i + c_{fast,trinn} + c_{energi,dag} \cdot \dot{W}_{tot,dag} + c_{energi,natt/helg} \cdot \dot{W}_{tot,natt/helg} \quad (2.10)$$

- t = antall timer i måneden
 $c_{spot,i}$ = spotpris fra Nord Pool
 \dot{W}_i = energibruk i time i
 $c_{fast,trinn}$ = fastpris for gjeldende pristrinn
 $c_{energi,dag}$ = energiledd per kWh for dag
 $\dot{W}_{tot,dag}$ = totalt målt energibruk på dagtid i løpet av måneden
 $c_{energi,natt/helg}$ = energiledd per kWh for natt og helg
 $\dot{W}_{tot,natt/helg}$ = totalt målt energibruk på natten og i helger i løpet av måneden

Ligning 2.10 beskriver kostnadsmodell B, som er en forenklet versjon av modellen som benyttes av Elvia for mindre bedriftskunder.

3 Beskrivelse av anlegget

I denne energianalysen blir Billingstad energisentral analysert. Sentralen er tilknyttet et boligområde i Asker kommune, og blir bygget ut i flere faser. Første fase av energisentralen var ferdig utbygget i 2019, og videre arbeider er planlagt i løpet av 2023/2024. Boligene tilknyttet sentralen blir også bygget i flere byggetrinn, hvor det til slutt er planlagt et ferdig boligområde på 194 mål med 1600 boliger som skal huse rundt 4000 mennesker, og en barnehage [25]. Området utvikles av fire eiendomsselskap, som besluttet å gå sammen om én varmesentral heller enn å bygge en for hver bygning etter krav om samarbeid fra kommunen [26]. JM Norge, Sandekra, Ferd Eiendom og Bergerveien 24 bygger ut hver sin del av Vestre Billingstad, mens AF Energi bygger ut og drifter energisentralen. Energisentralen er skilt ut som et eget energiselskap, Billingstad Energi AS, som skal leve av å selge varmeenergi til beboerne til normal fjernvarmepris.



Figur 8: Illustrasjon av Billingstad Energisentral [27].

3.1 Beskrivelse av boligområdet

Vestre Billingstad er en ny bydel som bygges ut på et område hvor det tidligere har vært industri og landbruksområder [28]. I løpet av de neste 15 årene skal området bli et attraktivt og urbant bomiljø med gode uteområder, barnehage og nærhet til en rekke tilbud som togstasjon, nærsenter og naturområder.

Boligene bygges av fire ulike utbyggere, og er dermed ikke like i konstruksjon, størrelse og tilgjengelige fasiliteter. Det kan likevel anees å i sin helhet være et topp moderne boligområde, hvor bærekraftige løsninger er prioritert, og boligene følger strenge byggekraav til energibruk og utslipp. Vestre Billingstad vil bli BREEAM-sertifisert og klimaavtrykk ble definert som et av kriteriene allerede i prosjekteringsfasen [29].

Da Vestre Billingstad er et boligområde under stadig utbygging er det valgt å ta utgangspunkt i de delene av området som var ferdig utbygget og i drift fra januar 2022. Dette er for å kunne hente ut tilstrekkelig måledata fra anlegget. Nyere utbyggelse av boliger og energisentralen vil ikke bli inkludert i resultater. Energisentralen vil videre beskrives slik den står etter første fase er utbygget.

Tabell 5: Antall boliger tilknyttet hver kundesentral.

Kundesentral	BRA [m ²]	Antall boenheter	Kommentar
1	8 600	60 leiligheter + 28 rekkehus	
2	9 600	56 leiligheter + 22 rekkehus	+20 leiligheter til næring
3	7 695	102 leiligheter	inkl. garasje
4	10 189	125 leiligheter	inkl. garasje
5	9 700	124 leiligheter	inkl. garasje
6	8 000	93 leiligheter	inkl. garasje
Barnehage	1 595	-	

Totalt leverer energisentralen varme til 55 379 m² BRA, og oppvarmet tappevann til 631 boenheter pluss barnehagen. Av hensyn til personvern og at deling av måledata ikke er avklart med utbyggere involvert i prosjektet, er de ulike kundesentralene til boligformål ikke navngitt på kartet og vil bli beskrevet videre som kundesentral (eller KS) 1-6 uten forklaring på hvilken som er hvilken.

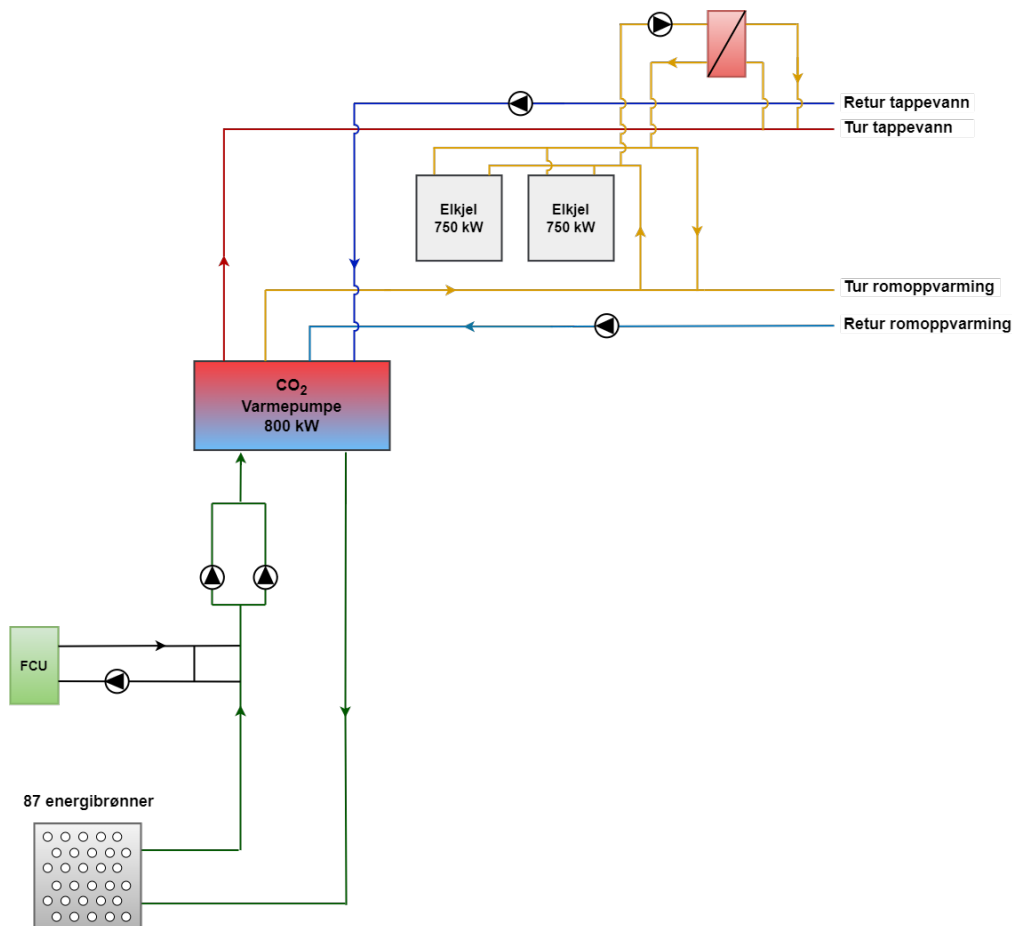
3.2 Beskrivelse av det termiske energisystemet

Energisentralen er sentralt plassert i boligområdet, som vist med en sort ring på Figur 9. Her produseres det varme med en 800 kW CO₂-varmepumpe og to elektrokjeler med kapasitet på 750 kW hver. Fra energisentralen distribueres varmeenergi til romoppvarming og tappevann via et vannbårent nærvarmenett til syv kundesentraler, som videre distribuerer varmen til flere boligblokker og en barnehage. Figur 9 viser området og hvilke boligblokker som forsynes av samme kundesentral. Den rosa firkanten er området hvor barnehagen står. Bygningene uten fargede streker rundt er områder som per januar 2022 ikke er bygget enda.



Figur 9: Områdekart over boligområdene på Vestre Billingstad [30].

Varmeenergien hentes primært fra CO₂-varmepumpen, med mulighet for spissing fra elkjelene ved høyt effektbehov eller frafall av varmepumpen. For å levere varme til både oppvarming og tappevann, er systemet delt i et lavtemperatur- og et høytemperatursystem. Figur 10 viser hvordan det termiske systemet i energisentralen er bygget. Detaljerte systemskisser med instrumentering og måleutstyr for energisentralen og kundesentralene er vist i underseksjon 4.1 og 4.2.



Figur 10: Systemskisse av Billingstad Energisentral.

3.2.1 Brønnpark

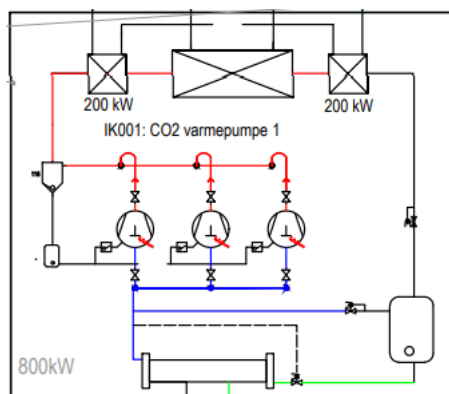
Varmepumpens varmekilde er 87 energibrønner boret 350 meter ned i grått fjell. Kollektorvæsken i energibrønnene er denaturert etanol (HX i-24). Det termiske systemet er ikke designet for å benytte brønnene som energilager, altså det tilbakeføres ikke varme til grunnen om sommeren ved å levere kjøling til bygningene eller annen næring. Kart over borepunktene plassering er vist i Appendix A.

3.2.2 Varmepumpe

CO₂-varmepumpen i Billingstad energisentral er levert av Winns, produsert av Advansor. Varmepumpen i energisentralen var en av Europas største CO₂-varmepumper da anlegget sto klart i 2020, med en kapasitet på 800 kW [26]. CO₂ som medium i kjølesystemer er svært vanlig i matvarebransjen, men til varmeleveranse til boliger er dette mer innovativt. Varmepumper som benytter CO₂ som kuldemedium er ansett å være svært gunstig for oppvarming av tappevann grunnet høy varmeoverføringskapasitet, og kan dermed direkte varme opp tappevann til 70-90°C. I dette anlegget benyttes varmepumpen til både oppvarming av tappevann, og varme til romoppvarming.

Systemet deles i to kretser, lav- og høytemperatur, ved å benytte tre gasskjølere i varmepumpen, illustrert i Figur 11. I driftsinstruks fra leverandør oppgis kapasiteter og ytelse for varmepumpa. Gasskjøler 1 og 3, på 200 kW hver, varmer opp vann til høytemperaturkretsen, mens gasskjøler 2 varmer opp vann til lavtemperaturkretsen. Gasskjøler 2 har en dimensjonerende kapasitet på 400 kW, men kan levere 630 kW om behovet på høytemperaturkretsen er lavt. Fordamperytelsen er på 580 kW og totalt fem stempelkompressorer benyttes til å løfte trykk og temperatur på CO₂-en.

COP oppgitt fra leverandør er på 3,59. Dette designet for varmepumpe med kombinert drift er også beskrevet i underseksjon 2.1.



Figur 11: Utklipp av systemskjema av Billingstad energisentral gitt fra AF Energi. Viser hovedkomponenter i varmepumpen.

Systemtemperaturer på varmepumpen er vist i Tabell 6. Beregnet returtemperatur på lavtemperaturkretsen har med tiden variert mellom +28°C og + 35°C, etter hva en har erfart er best for å regulere systemet best mulig. Likevel er det ønskelig å ha denne returen så lav som mulig for å oppnå høyest mulig COP, som presentert i delkapittel 2.1.1.

Tabell 6: Oversikt over systemtemperaturer på primær- og sekundærside av varmepumpen.

System	Turtemperatur [°C]	Returtemperatur [°C]
Primærside varmepumpe	+ 4	+ 0
Lavtemperaturkrets	+ 65	+ 28 ... + 35
Høytemperaturkrets	+ 70	+ 15

Bilder av varmepumperiggen og gasskjølerne er vist i Figur 12 og 13. Hele varmepumperiggen er prefabrikkert og er montert i en modul som er åpen slik at komponentene er synlige.



Figur 12: Bilde av varmepumperigg i Billingstad energisentral.



Figur 13: Bilder av gasskjølerne i CO₂-varmepumpa.

I Figur 13 kan en se de tre gasskjølerne som overfører varme fra CO₂ til vann. Vannet i lav- og høytemperaturkretsen strømmer gjennom rørene i metall, og CO₂ sirkulerer gjennom rørene med sort isolasjon. Øverst på bildet kan en også se at vannrørene er godt isolert utenom akkurat ved innløpet til gasskjølerne.

3.2.3 Elektrokjel

Som spisslast og reservekilde benyttes to elektrokjeler med 750 kW kapasitet hver. Elkjelene er levert av Varmeteknikk AS, og er koblet i serie med varmepumpa både på høytemperatur- og lavtemperaturkretsen.



Figur 14: Bilde av en av de to elektrokjelene i Billingstad Energisentral.

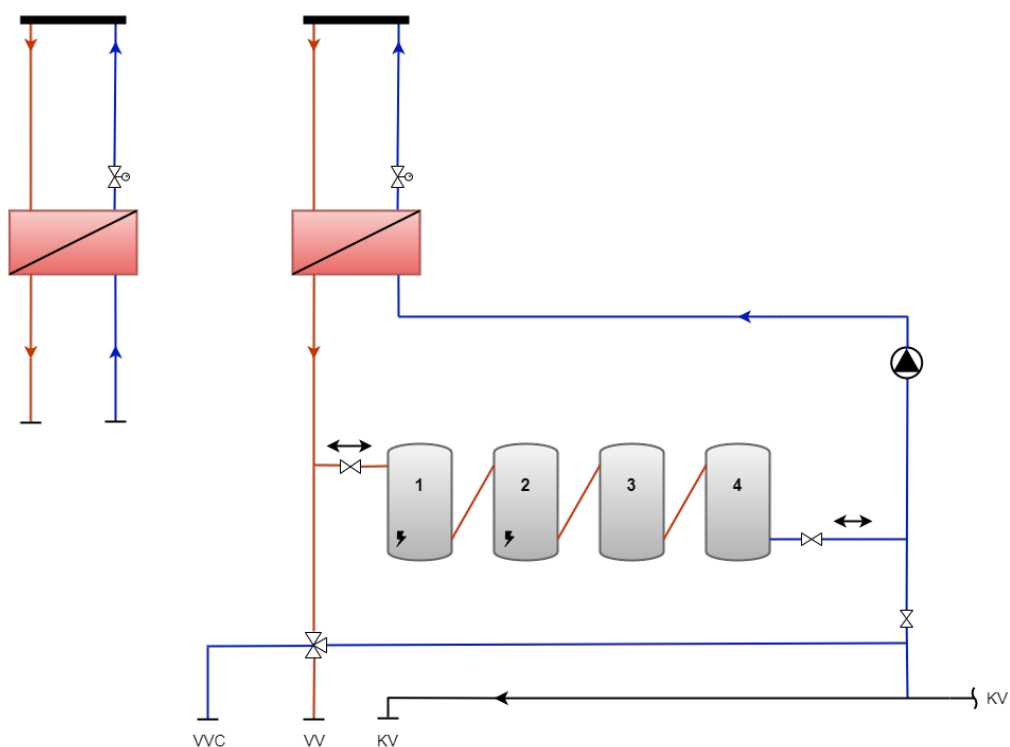
Fra bildet i Figur 14 kan en se isolerte vannrør inn og ut av den ene elkjelen.

3.2.4 Fan coil unit

På kald side av varmepumpa er kjølesystemet (FCU) til energisentralen koblet på. En sirkulasjonspumpe lar to kjølemaskiner hente ut kjøling fra kjølevæsken som kommer fra brønnparken, før den ankommer varmepumpa. Dette bidrar til å løfte turtemperatur inn til fordamperen i varmepumpa når det er kjølebehov i energisentralen.

3.2.5 Kundesentralene

Hver kundesentral har én varmeveksler som overfører varme fra lavtemperaturkretsen til et distribusjonsnett for romoppvarming, og én varmeveksler som overfører varme fra høytemperaturkretsen til et distribusjonsnett for varmt tappevann. På sekundærsiden av varmeveksleren til tappevann, er det koblet akkumulatortanker i serie for å ha muligheten til å lagre opp varmeenergi. I de varmeste tankene er det installert elkolber som kan varme opp vannet ytterligere om dekningen fra energisentralen skulle bli for liten eller ved frafall av varmepumpa. Figur 15 viser en systemskisse for hvordan dette er bygget opp. Kundesentralene har ulikt antall tanker, og ulik størrelse på varmevekslerne ut fra prosjektert behov. Tabell 7 viser en oversikt over dette.



Figur 15: Illustrasjon av kundesentralenes oppbygning. Til venstre vises varmeveksler for romoppvarming, til høyre varmeveksler og akkumulatortanker til tappevann.

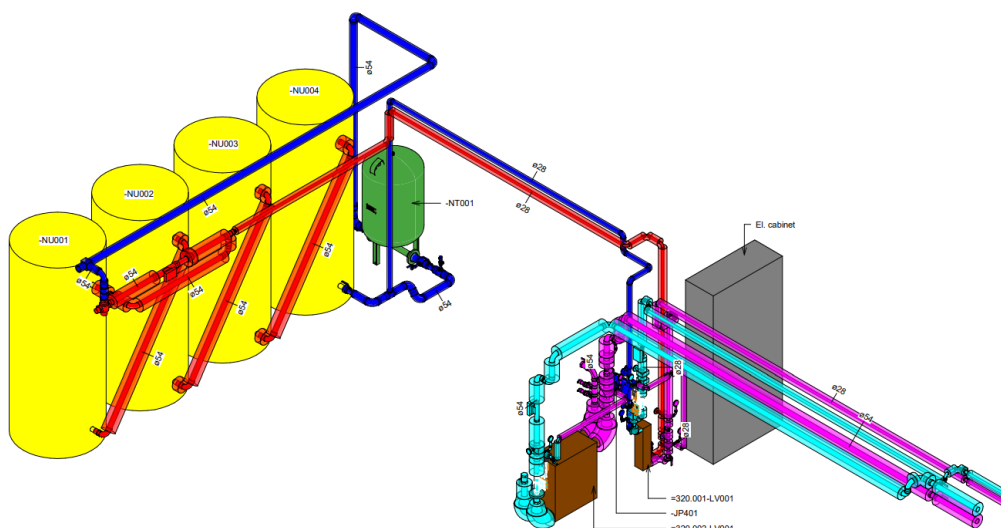
Tabell 7: Kundesentralenes varmevekslere og akkumuleringstanker.

Kundesentral	Designeffekt varmeveksler [kW]		Antall tanker
	Romoppvarming	Tappevann	
1	389	40	4
2	300	40	6
3	400	55	4
4	450	55	6
5	280	55	6
6	212	45	5
Barnehage	118	20	1

3.2.6 Akkumulatortanker

I kundesentralene er det på tappevannskretsene installert akkumuleringstanker. Disse fungerer som et magasin for varmeenergi, og kan lagre varmt tappevann over lengre tid med relativt lite varmetap. Når det er lavt effektbehov akkumuleres varme i tankene, og når det er høyt effektbehov tappes varmtvann fra tankene. På denne måten kan varmepumpa og elkjelene produsere varme på et mer stabilt nivå, og man sikrer at anlegget klarer å levere høye effekter til varmtvannsbehov.

Hver kundesentral har én til seks akkumuleringstanker. I kundesentralene med flere enn én tank, er tankene koblet i serie, som vist på Figur 16.



Figur 16: As built, detaljert systemskisse av kundesentral 1.

Figur 16 viser hvordan kundesentral 1 er bygget, og en kan se størrelsesforholdene mellom tanker, rør og varmevekslere. De brune boksene er varmevekslere som overfører varmeenergi til kundesentralen, med påkoblede rosa og blå rør som er henholdsvis tur og retur fra energisentralen. Ut fra den minste varmeveksleren kan en se blå og røde vannrør som er koblet til akkumulatortankene. Figur 17 viser et bilde av tankene i kundesentral 2. Dimensjoner og mål på tankene er vist i Appendix B.

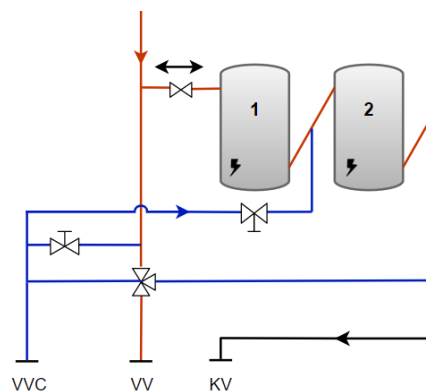


Figur 17: Bilde av akkumulatortanker i kundesentral 2.

Akkumulering i tankene reguleres ut fra et stopp- og startsignal som er definert som en maksimum- og minimumstemperatur i tankene. Synker temperaturen i tankene under et gitt punkt, vil systemet etterstrebe å øke temperaturene i tankene igjen. Når temperaturen har nådd et gitt punkt vil akkumuleringen igjen stoppe. Dette blir også beskrevet i underseksjon 4.2.

3.2.7 Varmtvannssirkulasjon

For å dekke energitapet fra sirkulasjon av varmt tappevann er det i kundesentral 1-6 installert en ekstra varmtvannsbereder på returen (VVC) som ligger utenfor grensesnittet til energisentralen. Dette er for å unngå å kjøre VVC inn i de oppvarmede tankene og ødelegge for akkumuleringen, og for å sikre lavest mulig returtemperatur tilbake til energisentralen. Det er likevel koblet rør fra VVC inn på den varmeste tanken i de fleste kundesentralene, som en sikkerhet om det skulle være behov for ytteligere oppvarming av VVC enn det berederen klarer å levere. I kundesentral 6 er ikke varmtvannsberederen spenningssatt, og all VVC sirkulerer gjennom den varmeste tanken. Rørledingen med VVC inn på akkumulatortankene er stengt med en ventil som manuelt må åpnes om det skal kunne strømme sirkulasjon gjennom. Figur 18 viser utklipp av en systemskisse for en kundesentral, med inntegnede rør for varmtvannssirkulasjonen tilbake til den varmeste tanken. Figur 19 viser et bilde av berederen som dekker sirkulasjonsvarmen.



Figur 18: Utklipp fra systemskisse av kundesentral, inkludert rør for backup VVC til akkumulatortanker. Rør åpnes med manuellventiler ved behov.



Figur 19: Bilde av varmtvannsbereider som dekker varmebehovet for varmtvannssirkulasjon i kundesentralene.

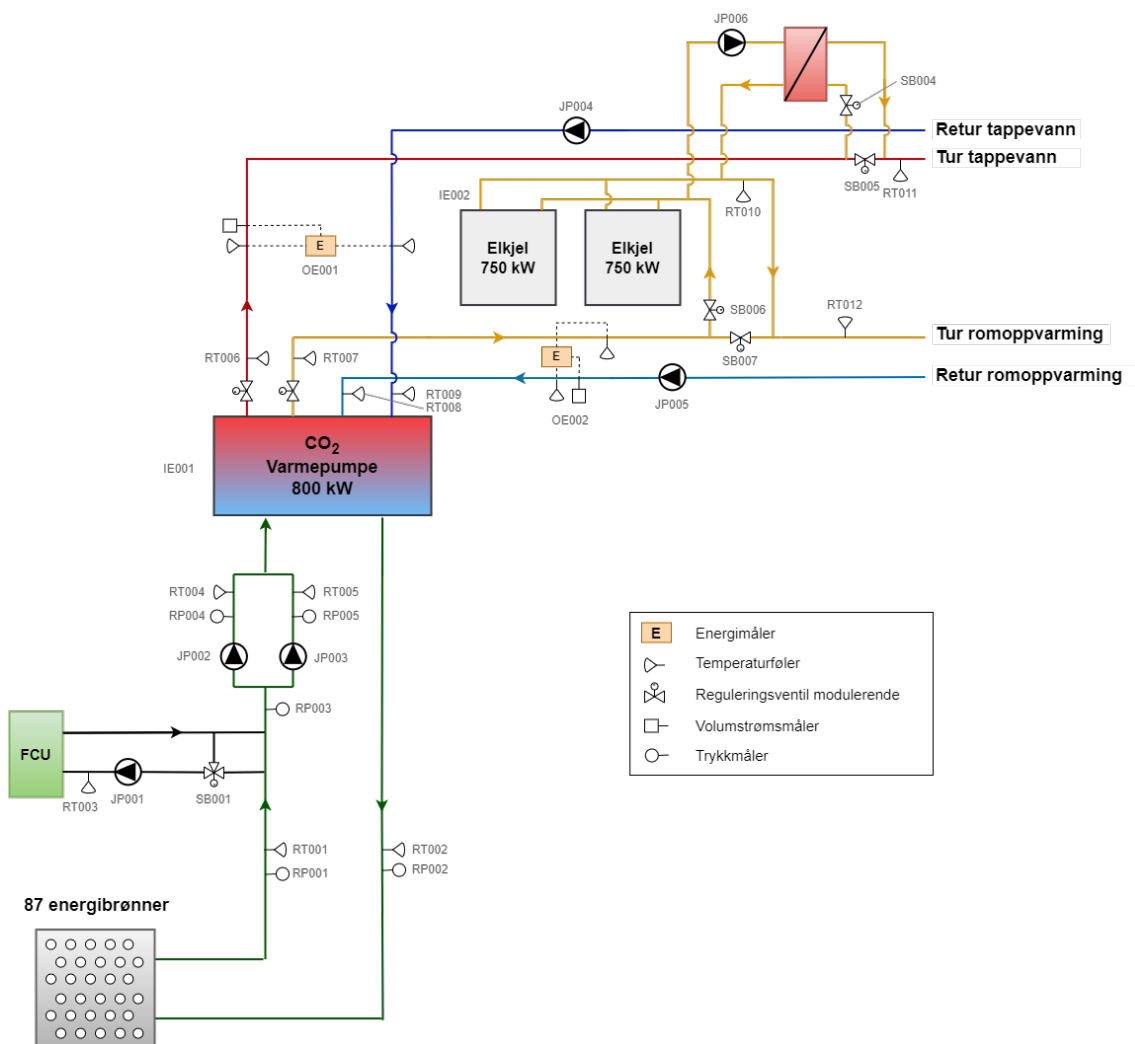
Som beskrevet må ventilene for sirkulasjon gjennom akkumulatortankene åpnes og lukkes manuelt. Generelt er disse stengt for de fleste kundesentralene, og er dermed utelatt fra systemskissene som presenteres videre. I perioder har ventilene blitt åpnet for at deler eller hele sirkulasjonen kan gå gjennom tanken. Det vil bli nærmere forklart i underseksjon 5.2.4.

4 Målepunkter og instrumentering

For å kunne gjøre en god analyse av driften til energisentralen, er det gjort en grundig kartlegging av sensorer og målepunkter i anlegget. Dette kapittelet tar for seg måleinstrumenter i anlegget, og forklarer tilgangen på måldata. I skissene og tabellene er instrumenter som ikke er synlige i SD-anlegget, som termometre og trykkmålere som kun kan leses av manuelt, strippet vekk. Deler av anlegget som ikke har innvirkning på varmeleveransen er også neglisjert, som ekspansjonstanker, sikkerhetsventiler og vakuumsutskillingssystem. Skjermbilder hentet ut fra SD-anlegget er vist for tre av kundesentralene i Appendix C.

4.1 Energisentralen

Figur 20 viser en systemskisse av Billingstad energisentral. Alle målepunkter er navngitt, og Tabell 8 viser en oversikt enheter på måldata fra hver type sensor.



Figur 20: Systemskisse av energisentralen med navngitt instrumentering.

Tabell 8: Måleenheter for de ulike måleinstrumentene

ID	Beskrivelse	Enhet
Energimålere		
OE	Energi	kWh
q	Volumstrøm	m ³ /h
θ	Temperatur	°C
Temperaturmålere		
RT	Temperatur	°C
Trykkmålere		
RP	Trykk	kPa
Sirkulasjonspumpe		
JP	Effektforbruk	kWh
	Pådrag	%
Reguleringsventil modulerende		
SB	Åpne-/lukkeinstilling	%

For å drifte anlegget registreres målinger på alle sensorer i SD-anlegget, og kan kontrolleres ved å se at verdier er som de skal, og ha alarmsystemer ved avvik. Lagring av måledata gjøres etter behov for analyse av målingene, beregne energiforbruk i kundesentralene og drifte anlegget godt. Tabell 9 viser en oversikt over tilgjengelighet til data som er relevant for analysen, samt om sensorene kan styres ut fra et settpunkt. Fullstendig liste over alle målepunkter ligger i Appendix D.

Tabell 9: Oversikt over utvalgte sensorer i Billingstad energisentral.

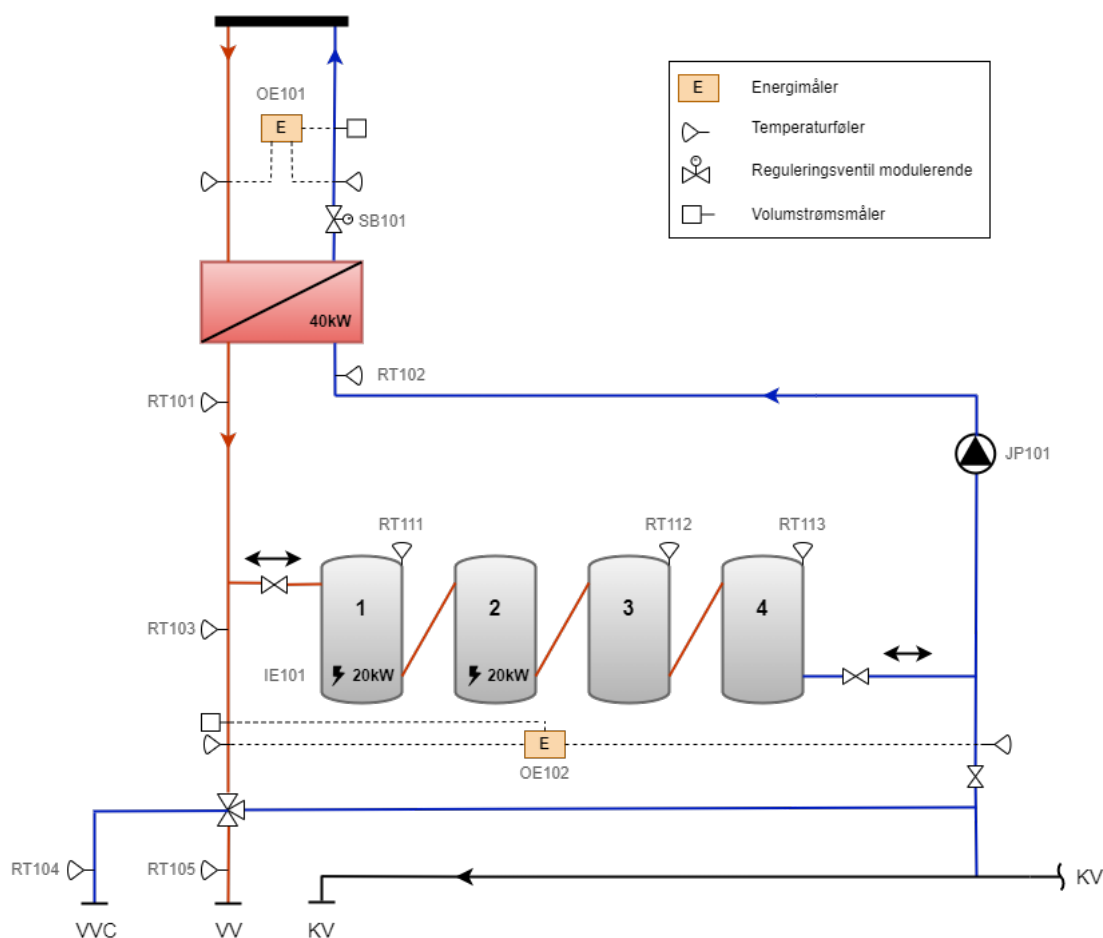
Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
RT001	Temperaturmåler ut fra brønnpark	x	
RT002	Temperatur tilbake til brønnpark	x	
RT004	Temperaturmåler før varmpumpe	x	
RT005	Temperaturmåler før varmpumpe	x	
RT006	Temperaturmåler tur høytemperaturkrets	x	
RT007	Temperaturmåler tur lavtemperaturkrets	x	
RT008	Temperaturmåler retur lavtemperaturkrets	x	
RT009	Temperaturmåler retur høytemperaturkrets	x	
OE001	Energimåler høytemperaturkrets	x	
-	Volumstrømmåler høytemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler tur høytemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler retur høytemperaturkrets	x	
OE002	Energimåler lavtemperaturkrets	x	
-	Volumstrømmåler lavtemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler tur lavtemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler retur lavtemperaturkrets	x	
RT011	Temperaturmåler tur tappevannsdistribusjon	x	x
RT012	Temperatur tur distribusjon romoppvarming	x	x
IE001	Effektforbruk varmpumpe	x	
IE002	Effektforbruk elkjeler	x	

Om en sensor har avkrysset på Styring betyr det at det er mulig å manuelt sette et ønsket settpunkt på denne sensoren. Da vil alle komponenter som har innvirkning på denne regulere etter å tilfredsstille dette settpunktet så godt det lar seg gjøre. Eksempelvis kan en endre settpunkt på turtemperaturen på distribusjon av varme til romoppvarming (RT012). Da vil produksjonen fra varmpumpa, ventiler, pumper og elkjelene automatisk styres for å nå den nye ønskede temperaturen.

Det kan bemerkes at det ikke gjøres energimåling på hvor mye elkjelene produserer. Varme produsert fra elkjelene kan tilnærmet beregnes ved å registrere strømtrekk til kjelene og anta en virkningsgrad på 0,99.

4.2 Kundesentralene

I kundesentralene overføres varme fra høytemperaturkretsen til energisentralen til tappevannfordistribusjon i boligene, via en varmeveksler. Også i kundesentralene er det kartlagt måleinstrumenter, styring og tilgang på data. Figur 21 viser all instrumentering i kundesentral 1 for tappevannleveranse, og Tabell 30 viser tilgjengelighet på lagret data. Kundesentralene er bygget opp ganske likt, og målinger gjøres stort sett ved de samme plasseringene. Det er likevel enkelte forskjeller i instrumentering, da kundesentralene har ulikt antall akkumuleringstanker og forskjellige løsninger for varmtvannssirkulasjon. Tilsvarende systemskisser og tabeller for resten av kundesentralene ligger i Appendix D.



Figur 21: Skisse av kundesentral 1 med navngitt instrumentering.

Tabell 10: Oversikt over sensorer i kundesentral 1.

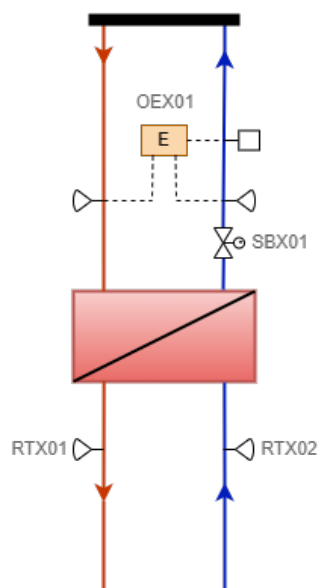
Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE101	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT101	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT102	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT103	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
OE102	Energimåler levert tappevann	x	
-	Vannstrømmåler før reguleringsventil	x	
-	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
-	Temperaturmåler kaldtvanninntak	x	
RT104	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT105	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT111	Temperatur tank 1	x	x
RT112	Temperatur tank 3	x	x
RT113	Temperatur tank 4	x	x
SB101	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP101	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE101	Effektforbruk elkolber	x	

Akkumulering i tankene reguleres ved stopp- og startsignal på temperaturer i tankene. Disse sett-punktene varierer i de ulike kundesentralene, da de også har ulikt antall tanker. Startsignalet for akkumulering er gitt av temperaturen i den midterste tanken, når temperaturen her synker under ett gitt nivå (typisk 30 - 50°C) vil akkumulering starte. Stoppsignalet er gitt av temperaturen i den siste tanken, altså den kaldeste. Når temperaturen overstiger et gitt nivå (typisk 45 - 50°C), vil akkumuleringen stoppe.

Det gjøres ikke målinger på varmtvannsberederne som dekker varmebehovet til varmtvannssirkulasjon som Billingstad Energi har tilgang på. Siden disse er utenfor grensenettet til energisentralen, og dekkes av sameiene selv, finnes det ikke tilgjengelig data på energibruk her.

Det kan bemerkes at det ikke gjøres temperaturmålinger i hver akkumulatortank, noe som er ønskelig for å ha god oversikt over akkumulert varmeenergi. Dette gjøres kun i kundesentral 6, vist i Figur 73, som også er den nyeste kundesentralen.

I hver kundesentral overføres også varme fra lavtemperaturkretsen til en krets som distribuerer varme til romoppvarming, via en varmeveksler. Figur 22 viser målepunkete for denne varmeoverføringen. Systemet for varmedistribusjon til romoppvarming ser likt ut i alle kundesentralene, og derfor er sensorer i Figur 22 navngitt med X, som kan erstattes med nummeret på kundesentralen. For kundesentral 1 vil dermed energimåleren ha navn OE101, og i kundesentralen til barnehagen OE702.



Figur 22: Skisse av kundesentralenes instrumentering for leveranse av varme til romoppvarming.

Tabell 11: Oversikt over sensorer i kundesentralene rundt varmeveksleren som leverer energi til romoppvarming.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres?	Styring?
OEX03	Energimåler varmeleveranse romoppvarming	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperatur tur primærside	x	
-	Temperatur retur primærside	x	
RTX21	Temperaturmåler tur sekundærside	x	x
RTX22	Temperaturmåler retur sekundærside	x	
SBX11	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	

4.3 Metode for databehandling

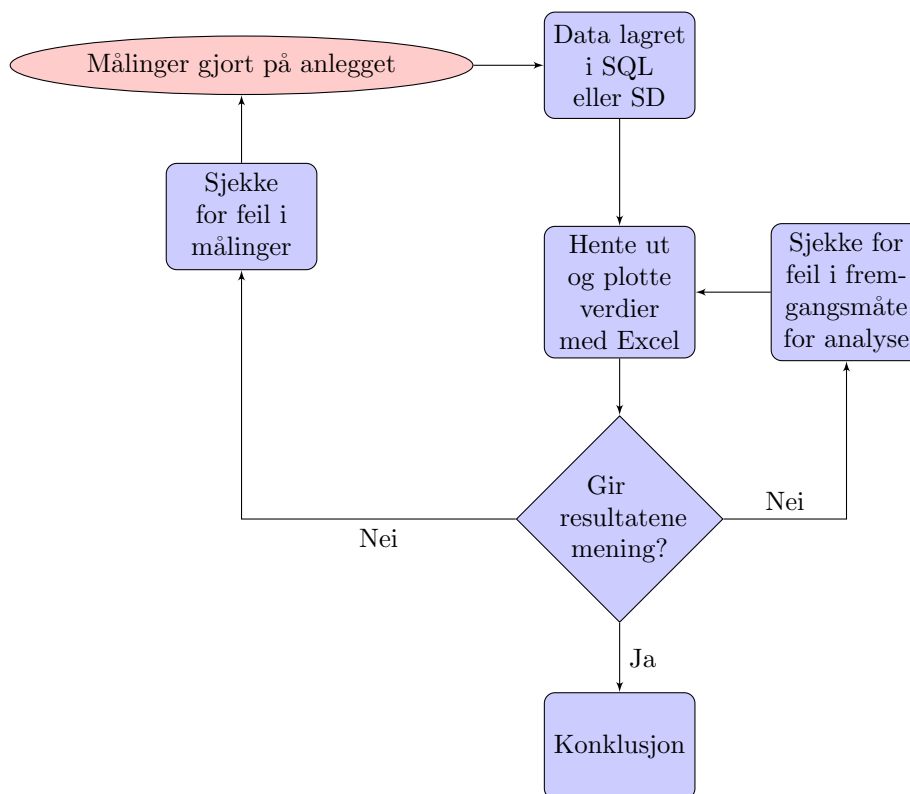
Måledata fra anlegget lagres i en SQL database som eies og brukes av AF Energi. For å få tilgang til måledata i anlegget, ble det opprettet en bruker med lesetilgang til SQL databasen hvor måledata lagres. Fra denne databasen kan timesverdier fra sensorer hentes ut og brukes til å analysere status på anlegget. Det er imidlertid ikke alt av måledata som lagres i SQL, og en del måledata er derfor også hentet ut direkte fra SD-anlegget i CSV-filer.

Under arbeidet med behandling av måledata ble flere analyseverktøy utprøvd. I oppstarten ble Pandas først benyttet. Dette er et programvarebibliotek skrevet for programmeringsspråket Python, og er et bibliotek som er godt egnet for databehandling og analyse av store datamengder. Grunnet at det ble for tidkrevende å lære å behandle flere forskjellige typer data i Pandas, og at det ble funnet en del feil og avvik på målingene som var enklere å identifisere i Excel, ble det nedprioritert å benytte Pandas.

Det ble derfor etter hvert valgt å benytte Excel for å analysere måledata fra anlegget. Dette er et funksjonelt program til å behandle mye forskjellig type måledata, hvor data enkelt kan visualiseres og behandles gjennom et godt brukergrensesnitt. Excel brukes også mye generelt i bedrifter i mange bransjer, og er et nyttig verktøy for å raskt visualisere data. Måledata som er brukt fra anlegget er stort sett timesverdier fra sommeren 2021 til april 2023, som gir litt over 15 000 datapunkt. Dette er overkommelig å behandle i Excel uten at det vil bli tungt for programmet å kjøre. Enkelte analyser er også gjort med målinger logget hvert femte minutt, men dette er da gjort over en

kortere periode og datamengden er heller ikke et problem her.

Flytdiagrammet under viser hvordan data hentes fra anlegget, lagres i en SQL database eller i SD-anlegget, og blir tilgjengelig i diagrammer og tabeller gjennom Excel slik at den kan analyseres.



Det ble gjennomført et feltbesøk på anlegget 11. mai 2023. Dette ble gjort for å bli bedre kjent med anlegget, og undersøke eventuelle feilkilder. Det er ikke gjort målinger på anlegget spesifikt for denne analysen utover det som måles gjennom SD-anlegget, altså målepunkter som ble presentert i underseksjon 4.1 og 4.2.

5 Målinger og analyse

Analysen som er gjort av Billingstad energisentral fokuserer hovedsakelig på tre områder:

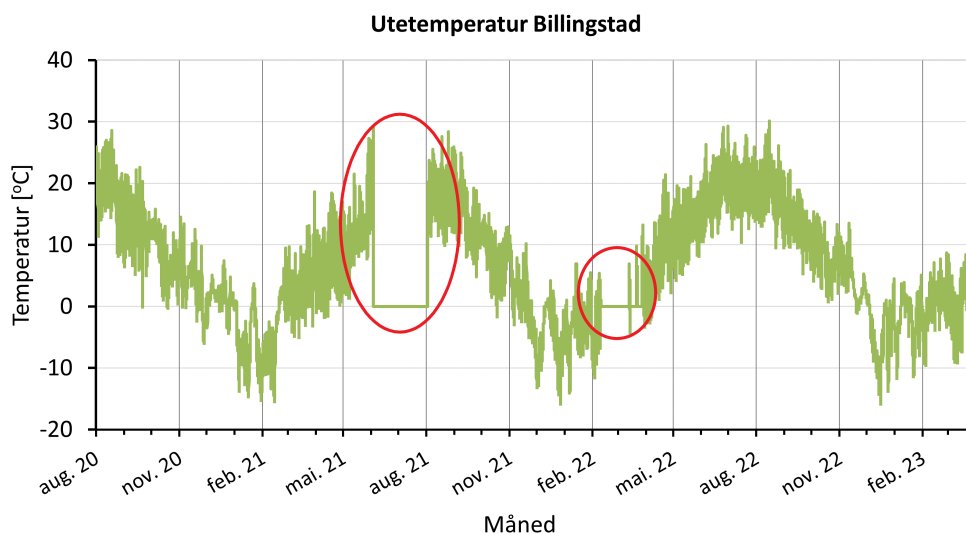
1. Total varmeleveranse og samtidighet i effektbehov
2. Akkumulering i buffertanker
3. Varmepumpens ytelse

Energianalysen har som hensikt å forbedre drift for det eksisterende anlegget, og finne elementer som kan forbedres ved dimensjonering og design av videre utbygging og/eller nye anlegg av samme sort. De følgende delkapitlene vil ta for seg de overnevnte temaene og presentere analyserte måledata som er ansett relevant og viktig.

5.1 Varmeleveranse og effektbehov

5.1.1 Månedlig varmeleveranse

Varmeleveranse til romoppvarming varierer med årstidene, ettersom utetemperaturen har store forskjeller mellom sommer og vinter i Norge. For å analysere varmeleveransen i energisentralen, er det viktig å se dette i sammenheng med utetemperaturen i dette området. Ved energisentralen måles utetemperaturen på Vestre Billingstad. Figur 23 viser hvordan utetemperaturene varierer med årstidene, med temperaturer opp mot 30°C fra juni til september, og ned til -15°C i desember og januar.

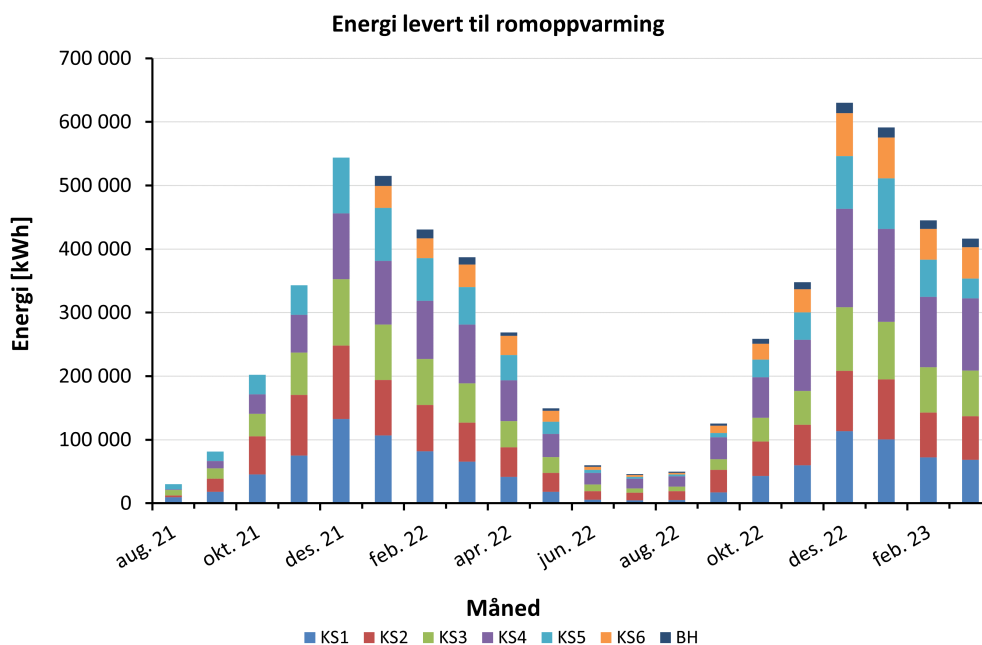


Figur 23: Utetemperatur målt på Billingstad Energisentral.

Det har tidvis vært feil på SD-anlegget og stopp på anlegget for å gjøre utbedringer, hvor målinger ikke har blitt registrert. I Figur 23 kan dette observeres ved at utetemperaturen er målt til 0°C i lengre perioder, markert med rød ring. I disse periodene, 3. juni 2021 til 2. august 2021 og 10. februar 2022 til 13. mars 2022, er det stans i målinger på hele SD-anlegget, og det finnes ikke pålitelig måledata. Det er derfor i denne analysen valgt å hovedsakelig fokusere på måledata registrert fra 1. april 2022 til 1. april 2023. Det vil likevel være deler av analysen som inkluderer måledata fra før 1. april 2022 da det i enkelte tilfeller er hensiktsmessig å kunne analysere data med et lengre tidsperspektiv. I tillegg kan det også observeres stans på målingene de siste dagene av mars 2023. Det er valgt å neglisjere disse feilmålingene, da det kun gjelder noen få dager og

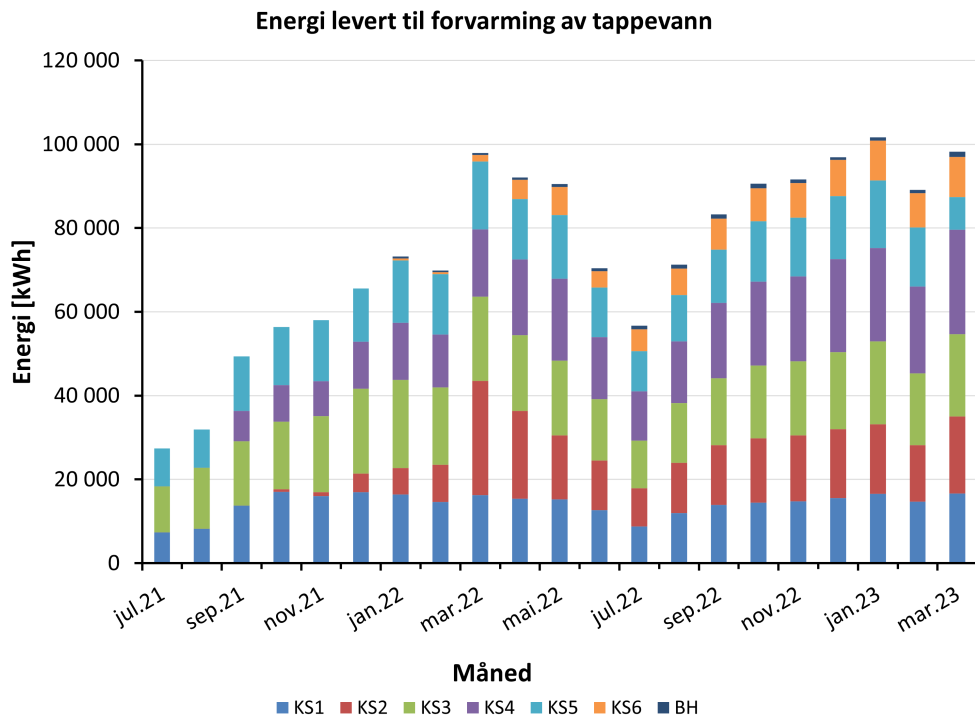
det er foretrukket å inkludere hele mars måned i analysen videre for å få med målinger fra et helt sammenhengende år.

Månedlig energi levert til romoppvarming og forvarming av tappevann per kundesentral er analysert fra august 2021 til mars 2023. Dette er etter prøvedrift av anlegget er ferdig. Kundesentral 6 og barnehagen ble koblet på anlegget januar 2022, og i kundesentral 2 og 4 er det flyttet inn beboere litt etter litt. Fra april 2022 er det normal drift for alle tilkoblede kundesentraler. Figur 24 og 25 viser henholdsvis månedlig varmeleveranse til oppvarming og forvarming av tappevann, som til sammen blir varmen levert av varmepumpa og elkjelene.



Figur 24: Månedlig varmeleveranse til romoppvarming per kundesentral.

Fra Figur 24 kan en tydelig se endring i varmeleveranse over årstidene, som stemmer godt overens med utetemperaturer i Figur 23. Det er betydelig mindre variasjon i månedlig varmebehov til forvarming av tappevann, vist i Figur 25, som stemmer godt med hva som kan forventes da behovet for tappevann ikke er bestemt av utetemperatur med kundenes forbruksmønster. Det er likevel noe lavere forbruk i sommermånedene, når mange kanskje er bortreist på ferie og har andre bruksmønstre enn resten av året. Det kan også være grunnet mindre varmetap på sommeren, og dermed lavere energibehov til sirkulasjon.

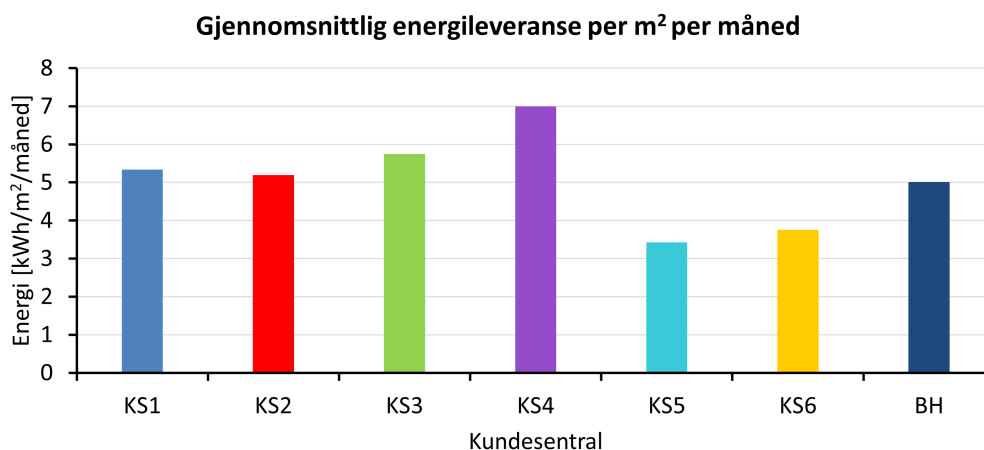


Figur 25: Månedlig varmelieferanse til forvarming av tappevann per kundesentral.

Fra Figur 25 kan en også tydelig se hvordan varmebehovet til tappevann har økt ettersom flere kundesentraler er koblet til anlegget og et økende antall boliger er tatt i bruk. Fra mars 2022 kan en se en tydelig økning i energileveranse, som hovedsakelig skyldes en stor økning i kundesentral 2.

Årlig varmelieferanse for 2022 er 3 269 279 kWh til romoppvarming og 984 281 kWh til forvarming av tappevann. Andelen av årlig varmeenergi til tappevann er derav 23 %. Dette er ikke tilfredsstillende etter konklusjonene fra doktoravhandlingen [11] som ble presentert i underseksjon 2.1, for at varmepumpa skal oppnå høy SPF. Videre analyse av energidekningsgrad og varmepumpas ytelse er gjort i underseksjon 5.3.

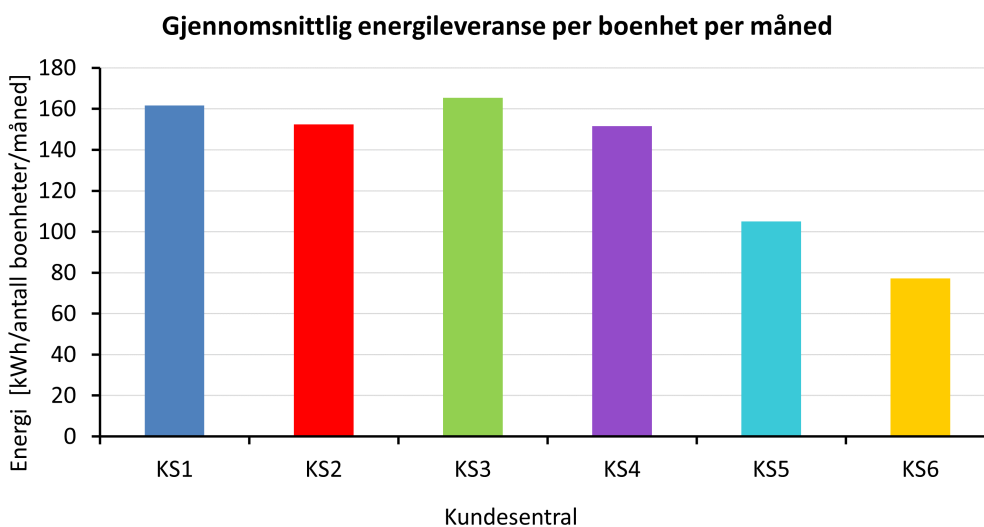
Videre er gjennomsnittlig varmelieferanse til romoppvarming per areal beregnet for alle kundesentralene. I Figur 26 er gjennomsnittlig månedlig energileveranse til romoppvarming per kvadratmeter BRA for hver av kundesentralene vist. Dette er beregnet basert på målinger fra april 2022 til april 2023.



Figur 26: Gjennomsnittlig varmeleveranse til romoppvarming per kvadratmeter BRA per måned for hver kundesentral.

En kan se fra Figur 26 at kundesentral 5 og 6 har lavest energiforbruk per m². Det kan være grunnet mer solide bygninger med mindre varmetap, og dermed lavere energibehov til oppvarming. Bygningene knyttet til disse to kundesentralene er bygget av samme utbygger, så det kan være at disse er bygget etter strengere krav. Det er også mulig at tall på BRA oppgitt fra utbyggere er noe unøyaktig, som vil påvirke resultatene.

Gjennomsnittlig månedlig varmeleveranse til forvarming av tappevann per boenhet i kundesentralene er også beregnet for perioden april 2022 til april 2023, vist i Figur 27.



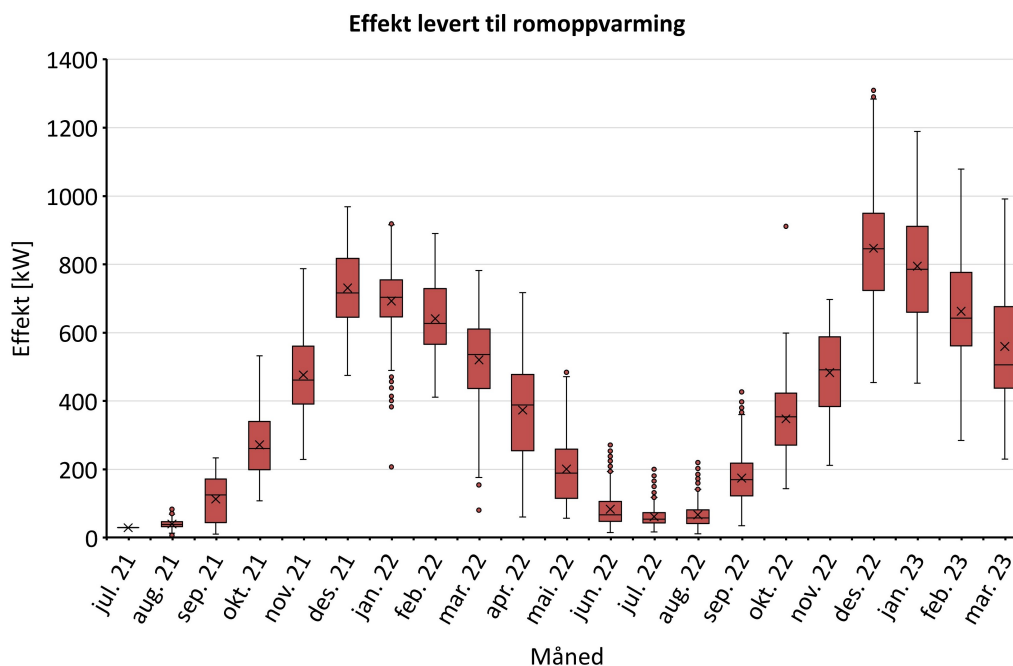
Figur 27: Gjennomsnittlig varmeleveranse til forvarming av tappevann per leilighet per måned for hver kundesentral.

Fra Figur 27 kan en se at også for forvarming av tappevann har kundesentral 5 og 6 lavest relativ varmeleveranse. Her er varmeleveransen til barnehagen ikke inkludert, da det ikke er boenheter og et ulikt bruksmønster. I kundesentral 6 er det som beskrevet i delkapittel 3.2.7 ikke en egen varmtvannsbereder til sirkulasjonstapet slik som i de andre kundesentralene, og VVC går dermed gjennom akkumulatortank 1. Dette betyr at det stort sett hele tiden er et effektforbruk i elkollbene i tank 1 og 2. Det er mulig at disse da dekker mer enn bare varmebehovet til sirkulasjon, og det påvirker hvor mye varmeenergi som leveres av energisentralen. Det samme kan gjelde for kundesentral 5, men som en kan se fra Tabell 28 måles ikke effektforbruk i akkumulatortankene for

denne kundesentralen. Hvorfor energiforbruket er lavere for disse kundesentralene bør undersøkes nærmere.

5.1.2 Samtidighet i effektbehov til romoppvarming

For å illustrere hvordan effektbehovet varierer over månedene i et år, er målingene fra juli 2021 til mars 2023 plottet i et boksdiagram. Et slikt diagram viser godt hvordan verdier for levert effekt har større og mindre variasjon i løpet av en måned.



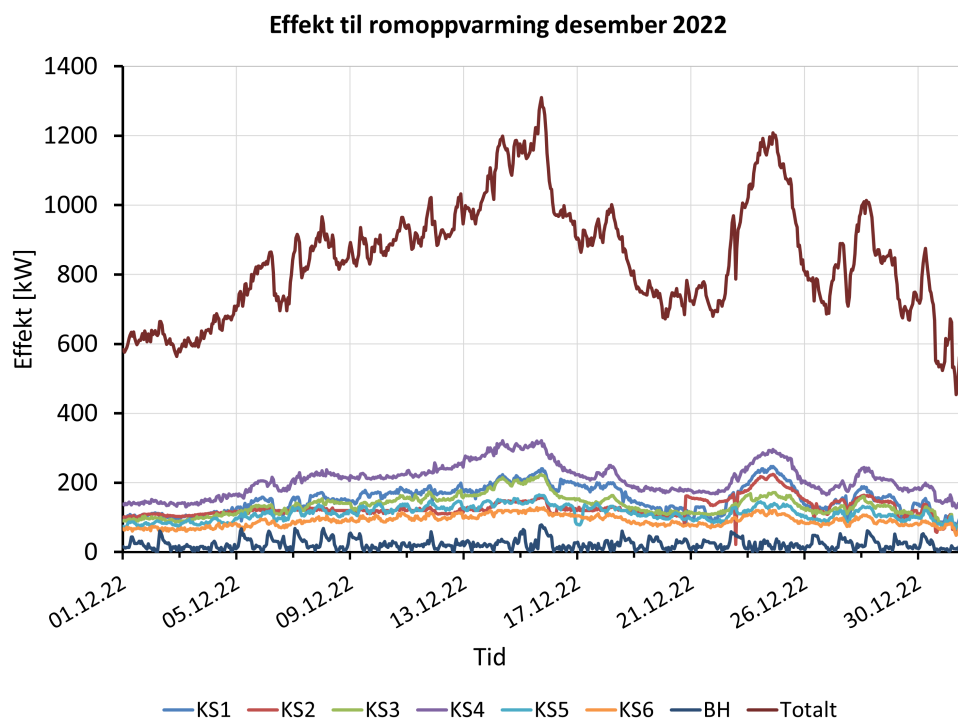
Figur 28: Boksdiagram som viser effekt levert til romoppvarming fra juli 2021 til mars 2023.

I Figur 28 viser hver røde boks hvilket spenn av effekter som er innenfor 2. og 3. kvartil av observasjoner. Det vil si målinger som er høyere enn de 25 % laveste og lavere enn de 25 % høyeste leverte effektene. Linjene under og over hver boks viser henholdsvis 1. og 4. kvartil av observasjoner. En stor boks og lange linjer over og under, forteller oss at effektmålingene varierer mye i løpet av denne måneden. Eksempelvis kan en se dette for desember 2022. I motsatt ende kan en se på boksdiagrammet for juli 2022, hvor en også kan regne med lite variasjon i effektbehov når også varmebehovet er veldig lavt.

Fra Figur 28 kan en også se at for juli 2021 er det kun en horisontal strek, som vil si ingen variasjon i målte verdier. Dette er ikke overraskende, da det som tidligere nevnt var stopp på SD-anlegget i denne perioden.

Samtidighet i varmeleveranse i anlegget er analysert for månedene med de høyeste målte effektene. For romoppvarming kan en se fra Figur 28 at dette er desember 2022. For tappevann er det store variasjoner i effektbehov over et døgn, derfor er det også analysert samtidighet over enkelte dager. Dette er ikke gjort for romoppvarming da det ikke er tilsvarende variasjoner time for time, og det vil da ikke være like interessant å analysere samtidighet.

Figur 29 viser effektbehovet for hver av kundesentralene samt totalt for hele anlegget i desember 2022.



Figur 29: Effektbehov til romoppvarming desember 2022.

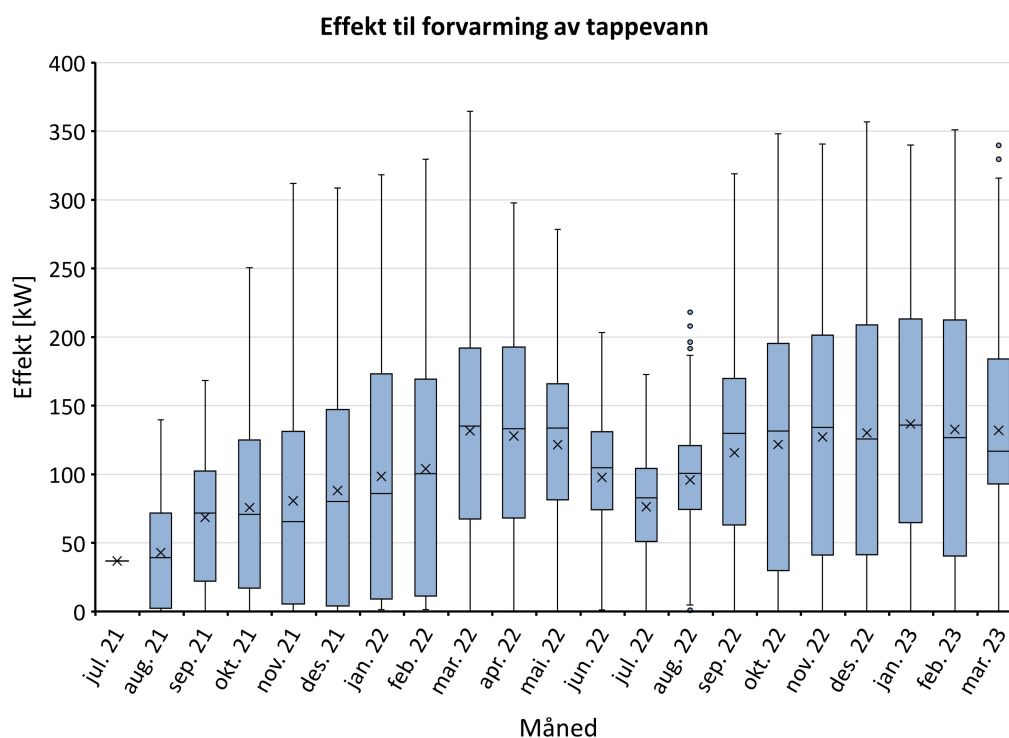
Tabell 12: Samtidighet i effekt til romoppvarming desember 2022. Effekttoppen for måneden inntreffer fredag 16. desember kl. 08:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	247	240	0,972
2	224	157	0,701
3	223	223	1,00
4	321	321	1,00
5	165	163	0,988
6	128	127	0,992
Barnehage	78	78	1,00
Totalt	1386	1309	0,944

Fra Tabell 12 kan en se at det er høy grad av samtidighet for romoppvarming i anlegget. Total samtidighetsfaktor for varmedistribusjon til romoppvarming i desember 2022 er 0,94. Det vil si at det er høy sannsynlighet for at effekttoppene vil havne på samme tidspunkt også for andre perioder med høyt varmebehov.

5.1.3 Samtidighet i effektbehov til tappevann

På samme måte som for romoppvarming, er også månedlig effektbehov til forvarming av tappevann presentert i et boksdiagram i Figur 30.



Figur 30: Boksdigram som viser effekt lever til forvarming av tappevann fra juli 2021 til mars 2023.

Fra diagrammet i Figur 30 kan en se at effektmålinger til forvarming av tappevann er mye mer likt over året enn for romoppvarming. Boksene er store og ligger lavt på y-aksen, og linjene over er lange. Det betyr at man har stor variasjon mesteparten av tiden, og 75 % av målingene er for de aller fleste månedene under 200 kW. Man kan kjenne igjen trenden med mindre levert effekt i sommermånedene, slik det ble observert fra energileveransen i Figur 25. En kan se fra boksdigrammet i Figur 30 at det er mars 2022 som har de høyeste målte effektene, men siden det tidligere er funnet feil ved målingene i denne måneden, er det valgt å heller analysere samtidighet i desember 2022, som er måneden med nest høyest målt effekt.

Et diagram som viser effektmålinger for forvarming av tappevann time for time i løpet av en hel måned er ikke hensiktsmessig å vise, da målingene ofte kan gå fra 0 til 2-300 kW med kun kort tids mellomrom, og en da ikke vil klare å lese hva verdiene ligger på time for time. Tabell 13 viser de høyeste målte effektene på hver kundesentral i desember 2022, og samtidighetsfaktorer.

Tabell 13: Samtidighet effekt til forvarming av tappevann desember 2022. Effekttopp inntreffer søndag 11. desember 2022 kl. 14:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	97	59	0,608
2	66	51	0,773
3	98	70	0,714
4	96	72	0,750
5	98	68	0,694
6	86	38	0,442
Barnehage	27	0	0,00
Totalt	568	357	0,629

En kan se at samtidigheten er betydelig lavere for forvarming av tappevann enn for romoppvarming, med en samtidighetsfaktor på 0,629 for desember 2022. Dette betyr at sannsynligheten for

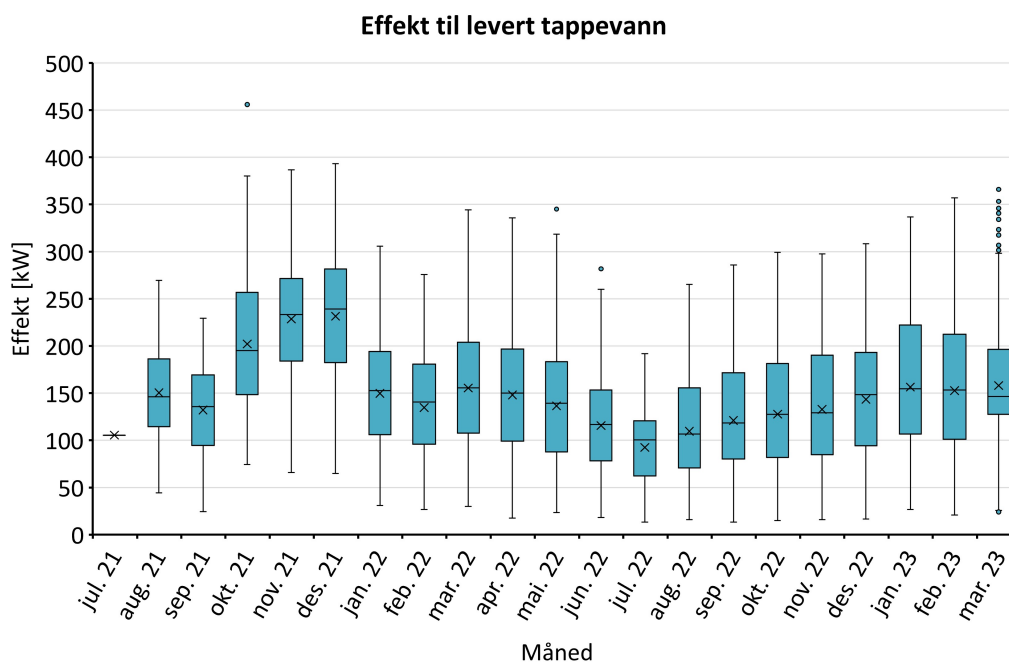
at effekttoppene til hver enkelt kundesentral skal oppstå på samme tidspunkt er lavere enn for romoppvarming, og dimensjoneringen av anlegget bør reflektere dette. Det er likevel viktig å presisere at det bør gjøres videre analyser av samtidighetsfaktorer for forvarming av tappevann før en kan konkludere med at dette er en representativ samtidighetsfaktor for anlegget. Det er derfor valgt å gjøre ytteligere beregninger også for februar 2023. Tabell 14 viser samtidighetsfaktorer for forvarming av tappevann i februar 2023.

Tabell 14: Samtidighet effekt til forvarming av tappevann februar 2023. Effekttopp inntreffer mandag 20. februar 2023 kl. 09:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	98	71	0,724
2	67	0	0,00
3	97	76	0,784
4	97	75	0,773
5	97	75	0,773
6	86	55	0,640
Barnehage	18	0	0,00
Totalt	560	351	0,627

En kan se at også denne måneden er samtidighetsfaktoren på samme nivå som for desember 2022. Det styrker også påliteligheten til resultatene, og en kan med større sikkerhet si at for forvarming av tappevann er samtidigheten totalt for anlegget relativt lav.

I kundesentral 1-5 måles også effekt etter akkumulatortankene. Dette vil da være effektbehovet for tappevann direkte til kundene. Figur 31 presenterer effektmålinger i et boksdiagram for hver måned fra juli 2021 til mars 2023.



Figur 31: Boksdigram som viser effekt til levert tappevann etter akkumulatortanker fra juli 2021 til mars 2023.

En kan se fra Figur 31 at det er relativt lite variasjon i effektbehov til tappevann over årstidene. Boksene er generelt litt kortere og høyere opp i diagrammet enn i Figur 30, og linjene over er kortere. Det betyr at spriket mellom observerte verdier er mindre. Her er det viktig å huske at

disse effektene gjelder for kundesentral 1-5 til sammen, altså uten effektene levert til kundesentral 6 og barnehagen, hvor det ikke gjøres målinger på levert effekt etter akkumulatortankene.

Det skjer en plutselig nedgang i målte effekter mellom desember 2021 og januar 2022. Dette skyldes at flere av kundesentralene ble koblet på i de siste månedene av 2021, og månedene oktober til desember har derfor mye uregelmessige målinger ved innreguleringer og testing av de nye delene av anlegget. Dette kan en også observere fra energileveransen i Figur 25, som øker mye i disse månedene.

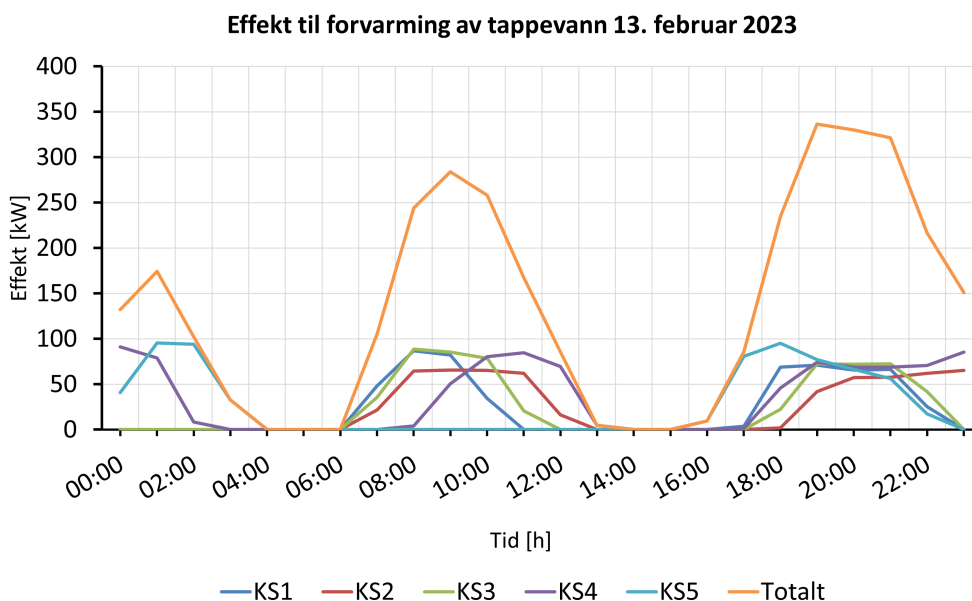
I tabell Tabell 15 er også samtidighetsfaktorer for levert tappevann beregnet for februar 2023.

Tabell 15: Samtidighet effekt til levert tappevann februar 2023. Effekttopp inntreffer tirsdag 28. februar kl. 07:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	77	55	0,714
2	63	53	0,841
3	82	63	0,768
4	113	109	0,965
5	77	77	1,00
Totalt	412	357	0,867

Fra Tabell 15 kan en se at samtidighet i levert effekt til oppvarmet tappevann er høyere enn for varmig. Det er rimelig å anta en høy samtidighetsfaktor for tappevann levert til kundene, da alle kundesentralene forsyner boliger hvor forbruksmønsteret kan anses som rimelig likt.

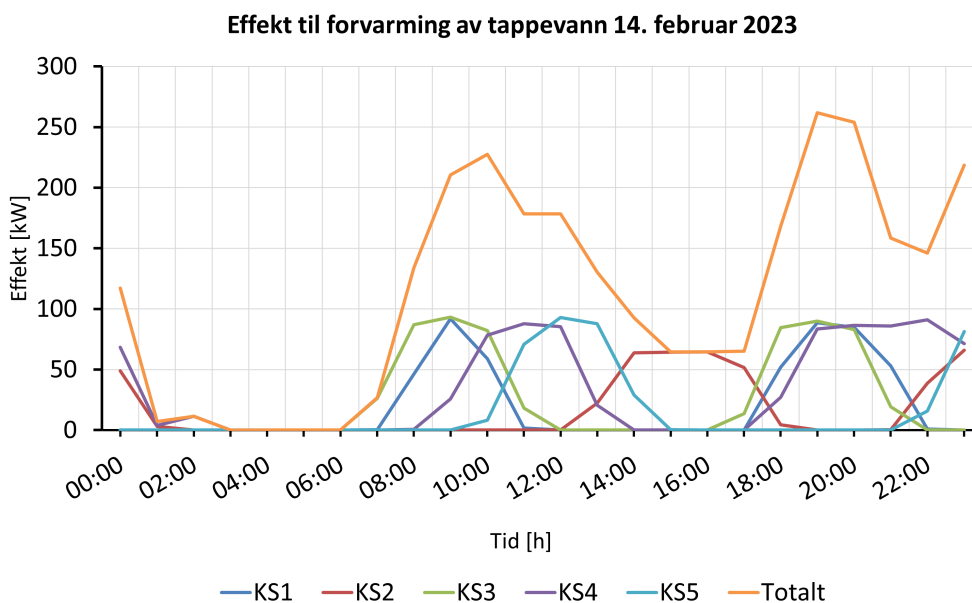
Det er også gjort analyser av samtidighet på daglig basis for oppvarming av tappevann. For å kunne sammenligne effekt til forarming og effekt levert til kundene videre, er det valgt å se bort fra varmeleveransen til forarming av tappevann til kundesentral 6 og barnehagen, da disse kundesentralene ikke har energimåling etter akkumulatortankene. Totalt effektbehov i de følgende grafene inkluderer derfor kun kundesentralene 1-5. Grafene i Figur 32 til 35 viser timesverdier for henholdsvis effekt levert til forarming av tappevann og levert tappevann, for to påfølgende dager i midten av februar 2023. Tabell 16 til 19 viser samtidighetsfaktorer for de samme dagene.



Figur 32: Effektbehov til forarming av tappevann mandag 13. februar.

Tabell 16: Samtidighet i effekt til forvarming av tappevann mandag 13. februar 2023. Effekttoppen inntreffer kl. 19:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	87	71	0,816
2	66	42	0,636
3	87	73	0,839
4	91	74	0,813
5	96	77	0,802
Totalt	427	337	0,789

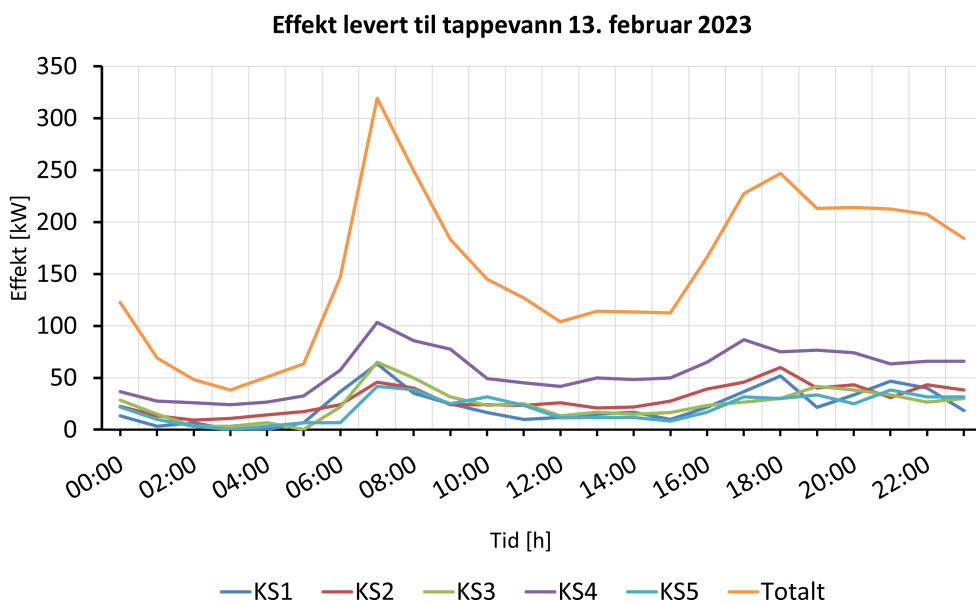


Figur 33: Effektbehov til forvarming av tappevann tirsdag 14. februar.

Tabell 17: Samtidighet i effekt til forvarming av tappevann tirsdag 14. februar 2023. Effekttoppen inntreffer kl. 19:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	92	89	0,967
2	66	0	0,00
3	93	90	0,968
4	91	84	0,923
5	93	0	0,00
Totalt	435	262	0,602

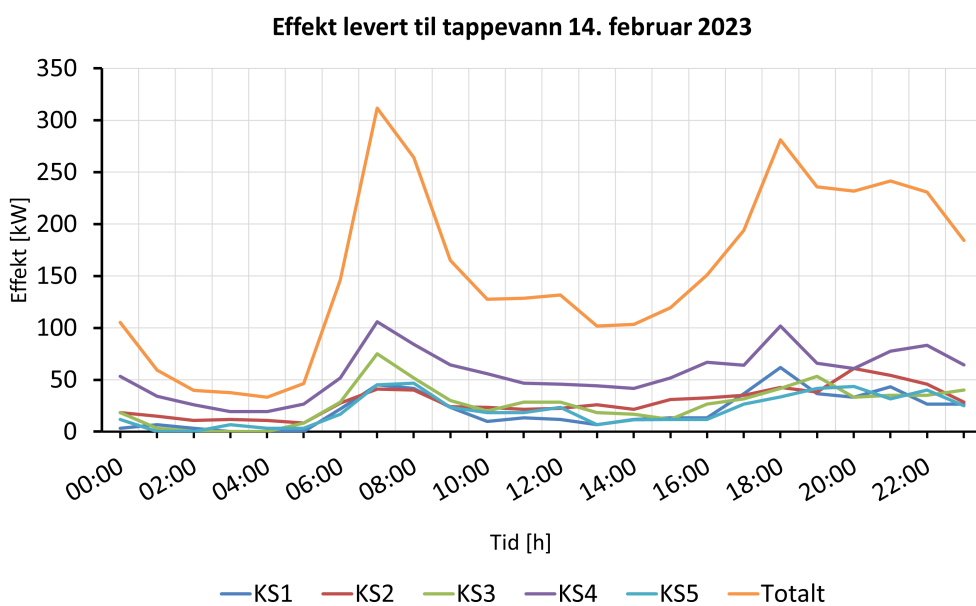
Fra Figur 32 og 33 kan en se at det hovedsakelig forekommer to effekttopper i løpet av et døgn - en på morgenen og en på ettermiddagen. For mandag 13. februar oppstår høyere effekttuttak enn tirsdag 14. februar, og vi kan se fra Tabell 16 og 17 at det også stemmer overens med en høyere samtidighetsfaktor den dagen. En kan se at samtidigheten i effektbehovet fra de ulike kundesentralene har mye å si for den totale effektbelastningen. Begge dagene er de individuelle effekttoppene til kundesentralene omtrent like, men med en samtidighet på 0,789 blir effekttoppen 75 kW høyere enn for dagen etter hvor samtidighetsfaktoren er 0,602.



Figur 34: Effektbehov til levert oppvarmet tappevann mandag 13. februar.

Tabell 18: Samtidighet i effekt til levert tappevann mandag 13. februar 2023. Effekttoppen inn-treffer kl. 07:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	63	63	1,00
2	60	46	0,767
3	65	65	1,00
4	103	103	1,00
5	42	42	1,00
Totalt	333	319	0,958



Figur 35: Effektbehov til levert oppvarmet tappevann tirsdag 14. februar.

Tabell 19: Samtidighet i effekt til levert tappevann tirsdag 14. februar 2023. Effekttoppen inn-treffer kl. 07:00.

Kundesentral	Maks effekt målt [kW]	Målt effekt ved effekttopp [kW]	Samtidighet
1	62	45	0,726
2	61	41	0,672
3	75	75	1,00
4	106	106	1,00
5	47	45	0,957
Totalt	351	312	0,889

Figur 34 og 35 viser effektbelastningen på tappevann levert til kundene for henholdsvis mandag 13. og tirsdag 14. februar 2023. Her kan en se et annet mønster på forbruket, og sammenlignet med standard verdier fra SN-NSPEK 3031:2021 presentert i 2.4, stemmer det nokså bra overens, med litt høyere forbruk på kvelden. En kan også se fra Tabell 18 og 19 at samtidighetsfaktoren er høyere for faktisk forbruk enn for forvarming også på daglig basis. Ved å akkumulere varmeenergi i varmtvannstanker med styring etter temperaturnivå i tankene, oppnår en altså en nedgang i samtidighet i effektbehov til oppvarming av tappevann.

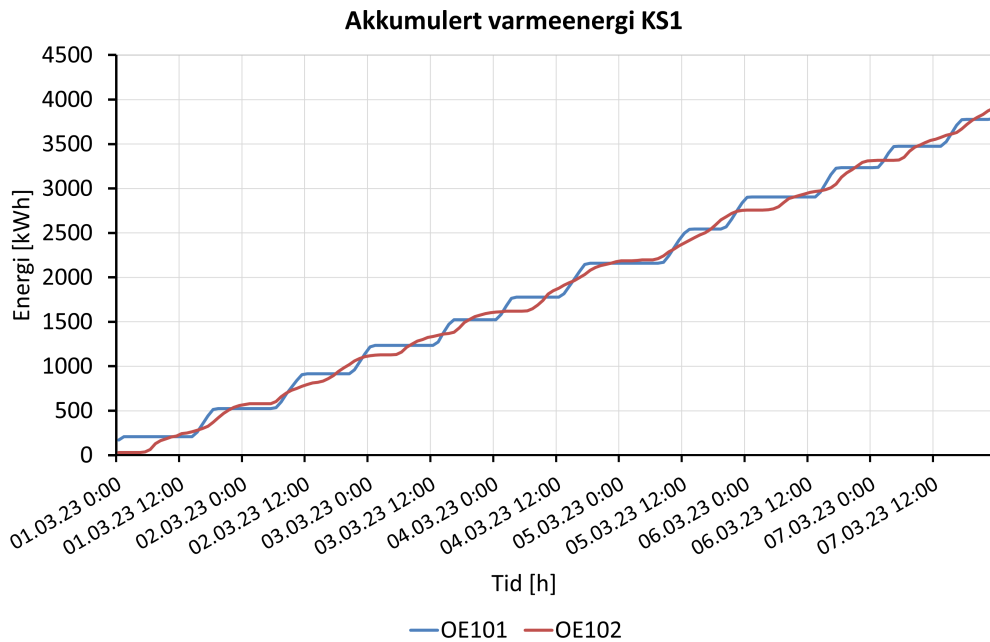
5.2 Akkumulering av varmeenergi

I dette delkapittelet vil akkumulering av varmeenergi i buffertankene i kundesentralene bli analysert. Hvordan en velger å styre denne akkumuleringen kan ha stor betydning for både anleggets energikostnader, energieffektivitet og belastning på strømmettet. Det vil her bli sett nærmere på hvordan anlegget driftes i dag, og eventuelle nye strategier for styring og design vil bli diskutert.

5.2.1 Lading og utlading av akkumulatortanker

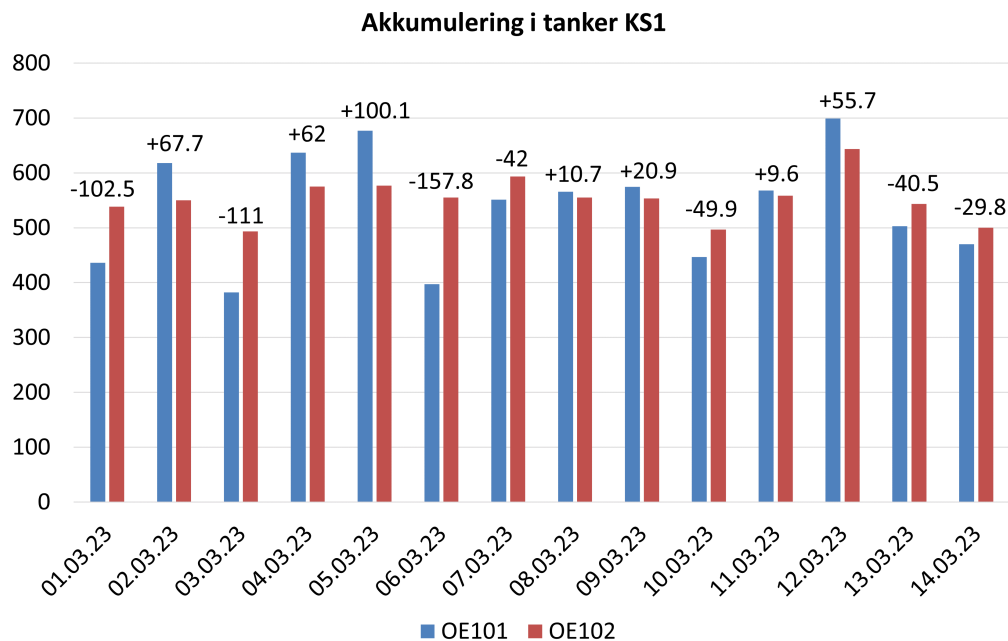
Akkumulatortankene i kundesentralene benyttes for å lagre opp varmeenergi til å dekke de høye effekttoppene på varmtvannskretsene. I løpet av en dag lades og tappes tankene etter når kundene forbruker varmeenergi til tappevann. Som beskrevet i underseksjon 4.2 styres akkumulering i tankene etter temperatur, som vil si at systemet hele tiden vil etterstrebe å holde et gitt temperaturnivå i tankene. I dette delkapittelet er det valgt å ta utgangspunkt i et kort tidsperspektiv for å kunne analysere akkumulering time for time, og dag for dag. Det er også valgt å kun se på perioder hvor elkolbene i tankene ikke har vært i bruk.

Figur 36 viser akkumulert varmeenergi fra forvarming i kundesentral 1 over en uke i mars, samt varmeenergien levert til kundene i samme tidsrom.



Figur 36: Akkumulert varmeenergi forvarmet og levert i løpet av en uke i mars i kundesentral 1.

I Figur 36 kan en se at grafen for forvarming (OE101) og levert tappevann (OE102) følger hverandre godt. Det tyder på at akkumuleringsvolumet er tilstrekkelig for å dekke effektbehovene for oppvarmet tappevann i kundesentralen. En kan se at på enkelte tidspunkt er levert energimengde høyere enn det som er forvarmet. I utgangspunktet betyr dette at det er underskudd på varmeenergi i tankene, og varmebehovet må da dekkes av elkollbene. Det vil ikke stemme i dette tilfellet, da det er tatt utgangspunkt i at energi i tankene startet på null før den analyserte perioden, noe som ikke er reelt. Energileveranse fra energisentralen og levert energi til kundene er nærmere analysert dag for dag i Figur 37.



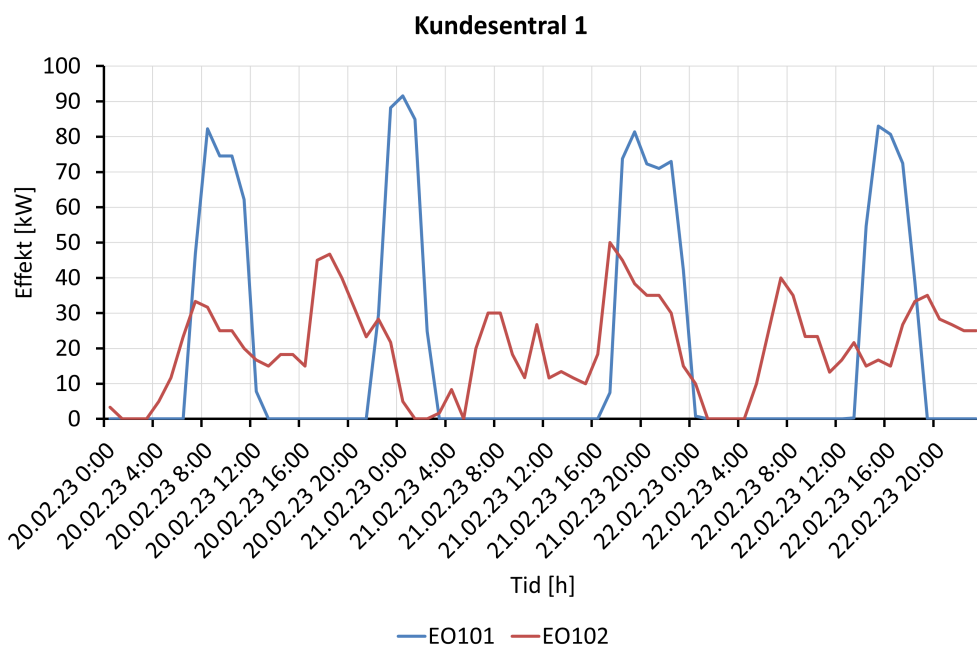
Figur 37: Målt energi til forvarming og levert tappevann per dag. Tallet over hver av søylene indikerer hvor mye varmeenergi som er akkumulert i løpet av den dagen.

Fra Figur 37 kan vi se hvor mye varmeenergi som har gått til forvarming og hvor mye som er levert til kundene i en periode på to uker i begynnelsen av mars 2023. Dette er en periode hvor det ikke har vært strømtrekk på elkollene i tankene, og varmeenergi fra energisentralen har dermed dekket hele varmebehovet for tappevann. Ideelt sett betyr det at akkumulert og levert varme skal gå i null. Enkelte dager er det mer varme til forvarming, som betyr at overskuddet akkumuleres i tankene. Dagene hvor det leveres mer, vil varmen hentes fra tankene. Ved å summere energi til forvarming og levert tappevann for alle dagene kan en finne at totalt over denne to ukers perioden er det er underskudd på 206,8 kWh varmeenergi. En analysert periode på to uker er ikke tilstrekkelig for å kunne trekke konklusjoner om dette underskuddet på forvarmet tappevann er rimelig eller ikke. Å avgrense tidsperspektivet måledata fra akkumulering skal analyseres er en utfordring. Hvordan akkumuleringen har foregått i forløpet og i etterkant av den analyserte perioden kan ha stor betydning, og det vil alltid være mulig å inkludere flere timer og døgn for å få et større bilde på energiforløpet. Underskuddet på varmeenergi til tappevann kan dekkes på to måter - allerede lagret energi i tankene eller ved hjelp av elektrisk oppvarming i tankene.

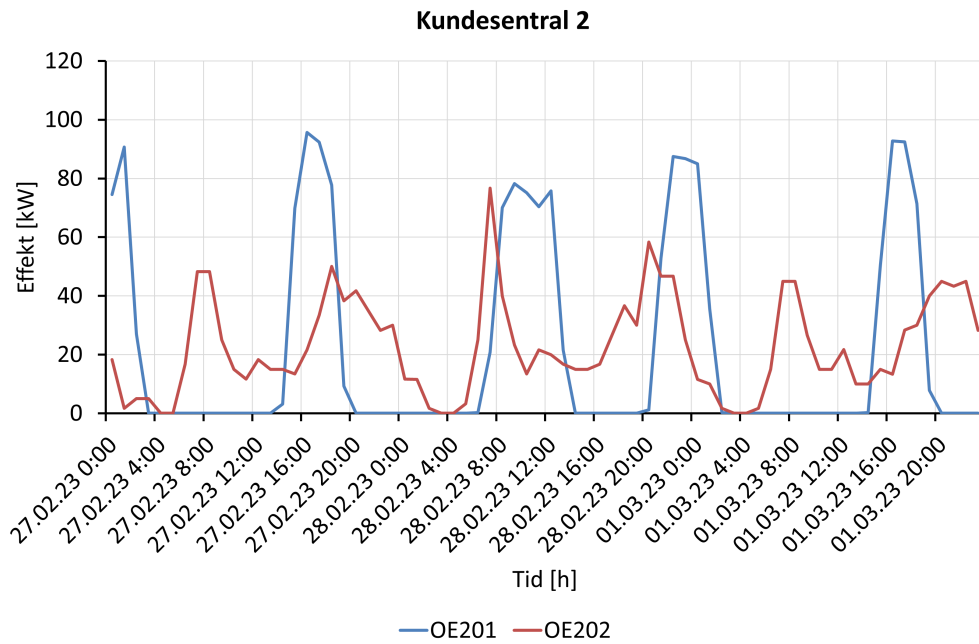
Basert på resultatene som fremkommer her kan det likevel tyde på at varmeenergi fra forvarming stort sett dekker varmebehovet til kundene godt, og dermed vil elkollene i akkumulatortankene være lite i bruk. Dette er gunstig både for å redusere energiforbruk ved å la varmepumpa levere varmen fremfor elektrisk oppvarming, og for at Billingstad Energi kan produsere og selge det meste av energien som trengs.

5.2.2 Effektbehov til akkumulering

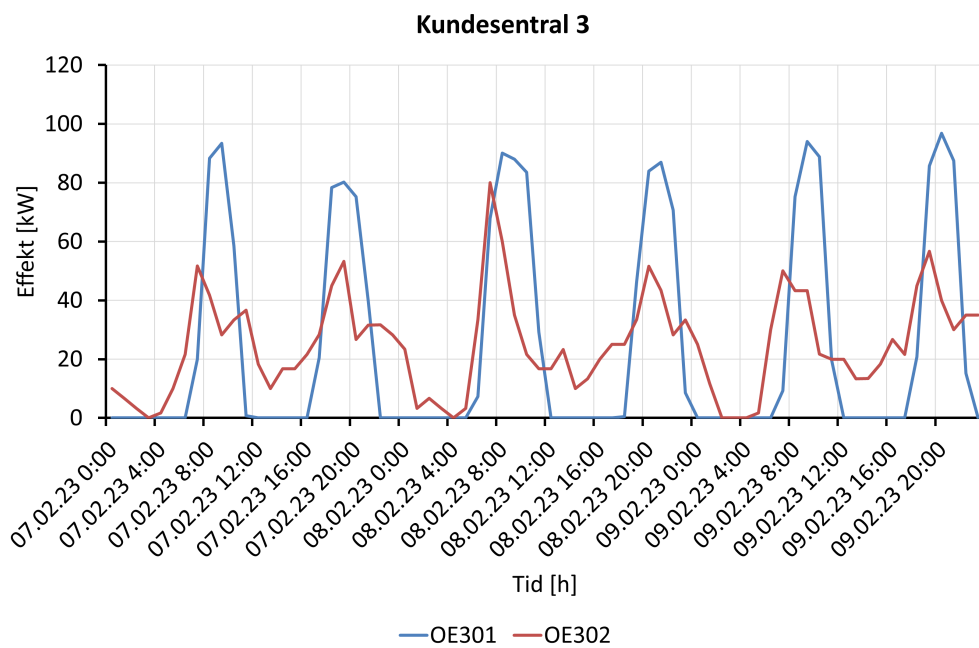
Effektbehov til forvarming av tappevann og effektbehov på faktisk forbruk hos kundene er analysert for kundesentral 1, 2, 3 og 5. Som beskrevet i underseksjon 2.4, er en av fordelene med å benytte akkumuleringstanker det å kunne jevne ut effektbelastningen og flytte energiforbruket i tid, uten at det påvirker kundeopplevelsen. Målinger fra energimålerne før og etter akkumulatortankene er analysert over en periode på 3 døgn, for å kunne se hva som skjer time for time. I grafene på Figur 38 til 41 kan vi se effektbehovet for de fire kundesentralene for forskjellige dager. Dette gjøres for å vise at effektbehovet ikke er unormalt høyt eller lavt for enkelte dager i noen av kundesentralene, men representerer et normalt forbruk.



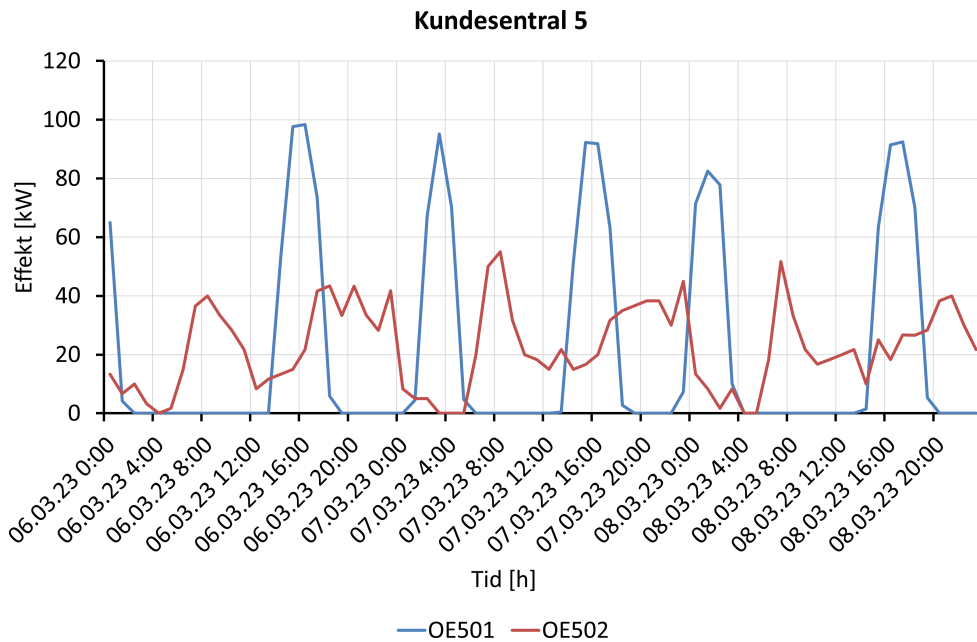
Figur 38: Effekt til forvarmig og levert tappevann kundesentral 1 20. - 22. februar 2023.



Figur 39: Effekt til forvarmig og levert tappevann kundesentral 2 28. februar til 1. mars 2023.



Figur 40: Effekt til forvarmig og levert tappevann kundesentral 3 7. - 9. februar 2023.



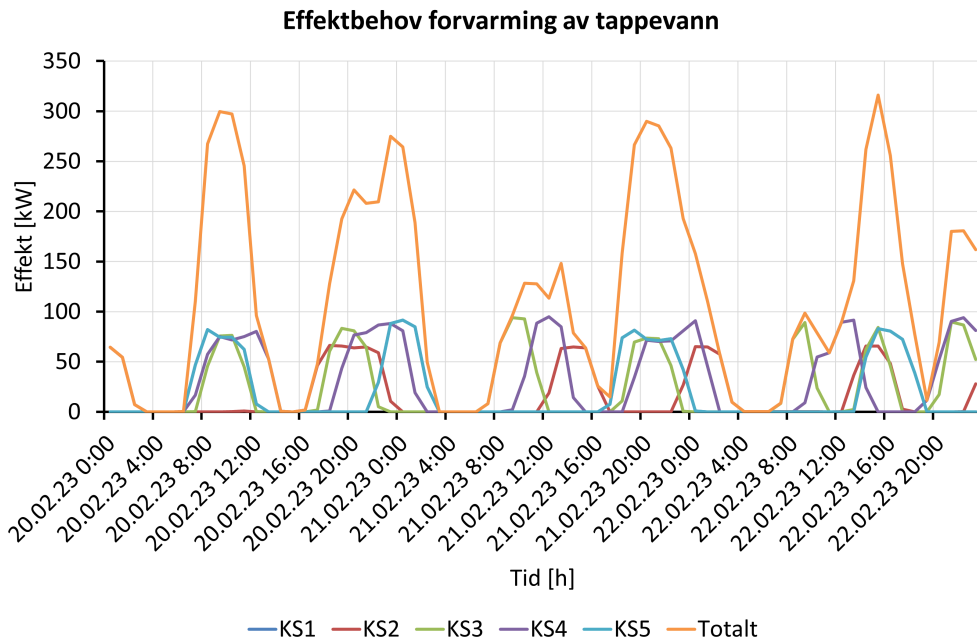
Figur 41: Effekt til forvarmig og levert tappevann kundesentral 5 6. - 8- mars 2023.

Samtlige av grafene i Figur 38 til 41 viser at effektbehovet for forvarming er generelt høyere enn effektbehovet til levert oppvarmet tappevann. Ladingen av akkumulatortankene skjer over en kort periode med høy effekt og det lades lite eller ingenting mellom disse periodene.

I forhold til dimensjonert effekt på varmevekslerne til tappevann i kundesentralene gitt i Tabell 7, kan en se at det leveres høyere effekter. På flere av kundesentralene leveres dobbelt så mye effekt som dimensjonerende effekt på veksleren. Dette betyr at varmevekslerne utnyttes svært godt.

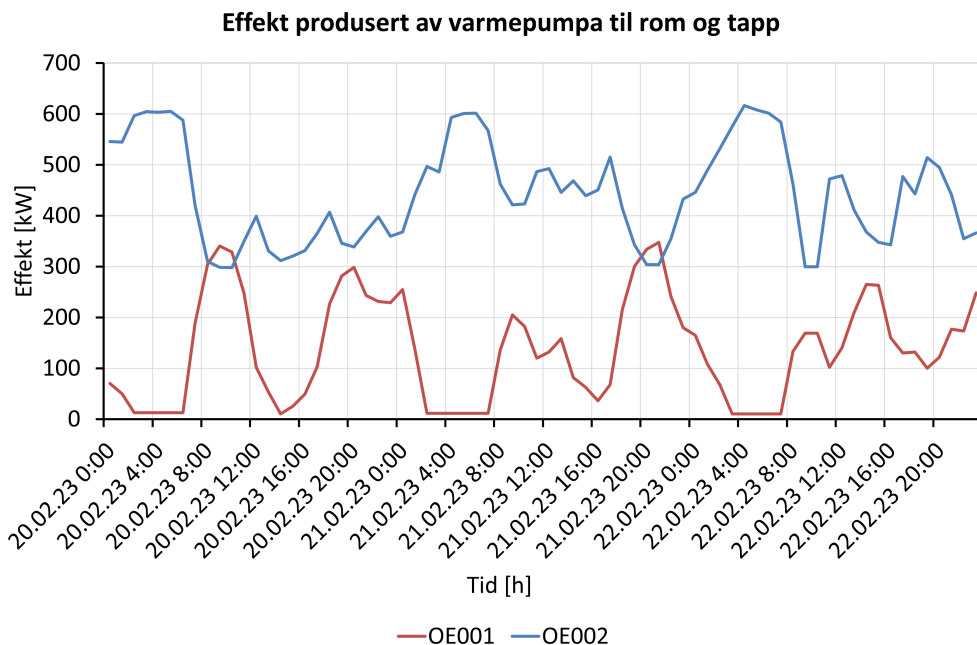
Fra grafene kan vi observere at tankene ikke benyttes godt til å jevne ut effektbelastningen, snarere tvert i mot. En kan se at det er større variasjoner på effektbelastningen til forvarming, enn faktisk forbruk hos kundene. Tankene benyttes heller som en sikkerhet for at det finnes tilstrekkelig varmeenergi når det er høyt behov, da tankene kan lades opp raskt.

Figur 42 viser effektbelastningen totalt for forvarming av tappevann for kundesentral 1-5 i en periode på tre døgn.



Figur 42: Effektbelastning for kundesentral 1 til 5 samt totalt for 20. - 22. februar 2023.

Det kan observeres høye og varierende effektbehov totalt til forvarming av tappevann fra Figur 42. Som presentert i underseksjon 2.5, er det ønskelig å unngå slike store svingninger i effektbelastning for å utnytte kapasiteten på strømmettet best mulig. Heldigvis utjevner varmpumpa denne effektbelastningen ganske kraftig. I Figur 43 kan en se at når produksjonen av varme til tappevann er høy, blir produksjonen av varme til romoppvarming lavere.



Figur 43: Effekt fra varmpumpa til romoppvarming og forvarming av tappevann i perioden 20. - 22. mars 2023.

Som grafen i Figur 43 viser, fungerer varmpumpa som et dempende ledd på effektbehovet fra tappevann, ikke bare fordi den produserer 2-4 ganger så mye varme som det benyttes elektrisk

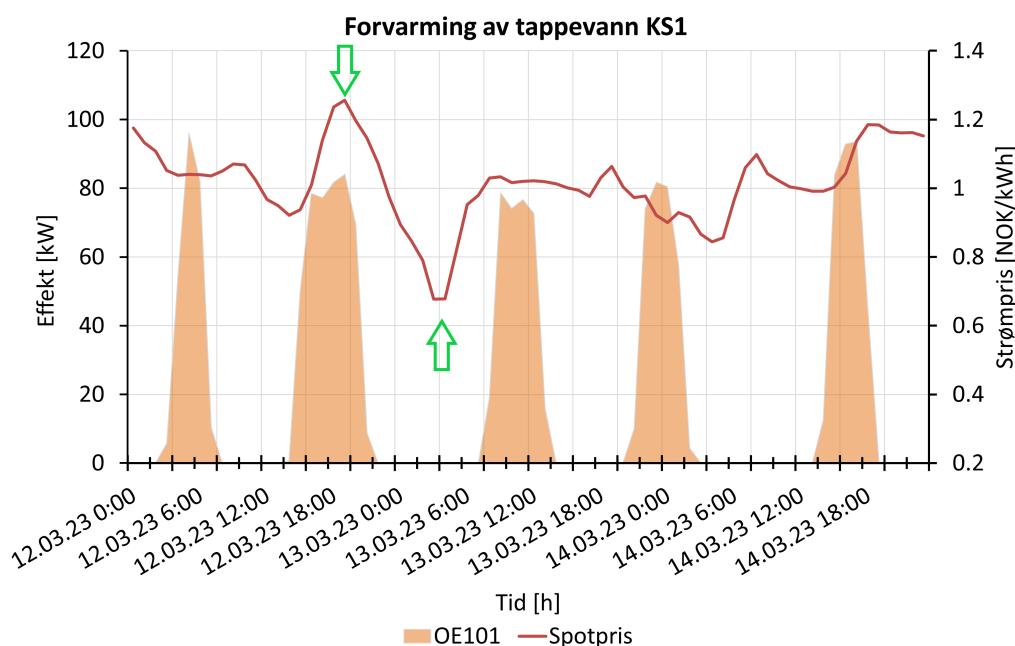
energi, men også fordi den har kombinert drift for romoppvarming og tappevann. Samtidig kan en se at dette begrenser effekten som leveres til romoppvarming, hvor behovet er mer stabilt enn det som leveres av effekt. Det setter derfor spørsmål til om denne løsningen er optimal for varmeproduksjon til romoppvarming.

5.2.3 Utnyttelse av akkumulering i forhold til energikostnad

Som vist i delkapittel 5.2.2, utnyttet akkumulatortankene dårlig med tanke på å jevne ut effektbelastningen på tappevannkretsene. Dette kan likevel være gunstig for Billingstad Energi med tanke på energikostnader om lading av tanker skjer på tidspunkter med lav spotpris. Slik SD-anlegget fungerer i dag, styres akkumulering etter temperatur i tankene, ikke strømpris. I dette delkapittelet analyseres akkumulering mot energikostnader.

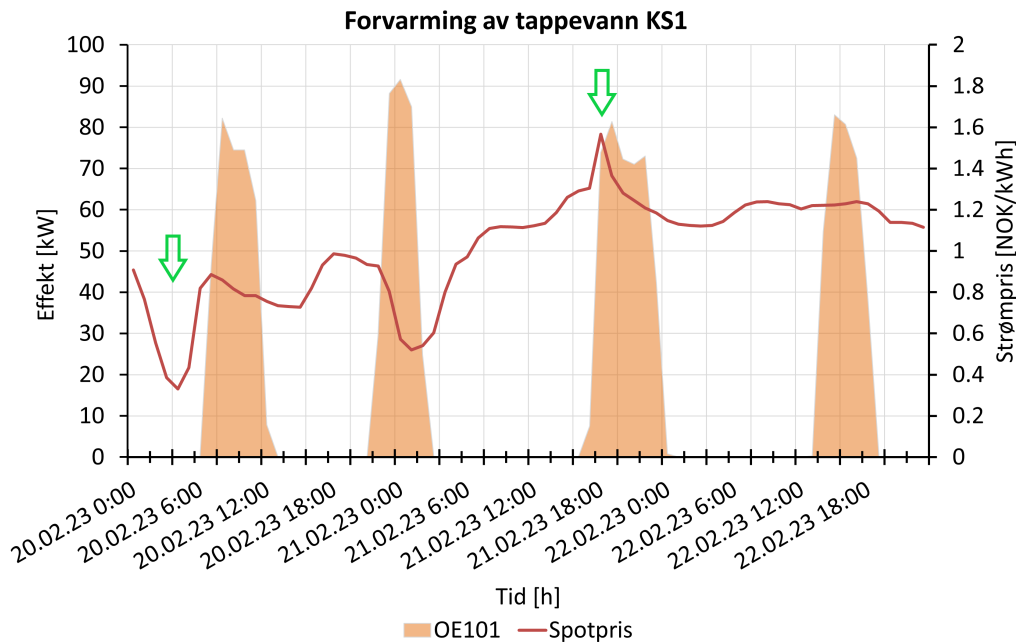
For å gjøre økonomiske beregninger er det valgt å ta utgangspunkt i energimålingene i kundesentralene, *ikke* strøm brukt av varmepumpa. Dette er for å kunne isolere enkelte kundesentraler, og se på lønnsomheten ved å akkumulere varmeenergi i tankene. I realiteten vil energikostnader for energisentralen bli beregnet fra strømforbruk i varmepumpa, elkjelen og øvrige komponenter og instrumenter som krever strøm. Beregningene som er gjort her kan derfor ikke bli sett på som faktiske kostnader for Billingstad Energi, men heller et økonomisk perspektiv på ulike strategier for akkumulering av varmeenergi i tankene. Resultatene fra dette delkapittelet skal kunne gi et økonomisk grunnlag for anbefalinger om hvordan akkumulering bør styres.

Ved å se på effektbehovet til forvarming av tappevann og sammenligne med spotpris tilsvarende timer, kan en få et inntrykk av hvor godt akkumulatortankene benyttes for å redusere energikostnader. Figur 44 og 45 viser målt effekt på energimåleren før akkumulatortankene i kundesentral 1 (OE101) samt el.spotpris.



Figur 44: Effekt til forvarming av tappevann i kundesentral 1 sammenlignet med el.spotpris 12. - 14. mars 2023.

I Figur 44 kan en se at rundt kl. 19:00 12. mars 2023 var effektbehovet over 80 kW. Samme time var el.spotprisen på 1,26 NOK/kWh, som er høyeste pris over disse tre dagene. 13. mars kl. 04:00 var el.spotprisen nesten halvert, men effektbehovet for forvarming var null. I dette tidsrommet ville det vært gunstig å akkumulert varmeenergi i tankene, slik at det kan benyttes når prisen er høyere. Tilsvarende trend kan en se for 20. til 22. februar 2023 i Figur 45.



Figur 45: Effekt til forvarming av tappevann i kundesentral 1 sammenlignet med el.spotpris 20. - 22. februar 2023.

Figur 45 viser enda et eksempel på høyt effektbehov til forvarming av tappevann når el.spotprisen har et toppunkt, og ingen forvarming når prisen er på det laveste. En annen ugunstig trend som er observert for kundesentral 1, er at akkumulert varmeenergi i tankene ofte er utladet til morgenen når de fleste står opp og varmebehovet er høyt. Det samme oppstår ofte på ettermiddagen i 16 - 20 tiden. De samme trendene kan en se i flere av kundesentralene, noe også Figur 38, 39, 40 og 41 viser.

Det er videre valgt å gjøre noen enkle kostnadsberegninger for energibehovet til tappevann i kundesentral 1 og 3 for februar 2023. Det er ønskelig å se på mulige kostnadsbesparelser ved å benytte akkumulatortankene fremfor å la energisentralen forsyne effektbehovet til tappevann fra kundene direkte. Kostnadsberegninger er gjort med to prismodeller presentert i underseksjon 2.5. Disse to modellene benytter ulike metoder for å gi kunden intensiv for å redusere energiforbruk. Målt energi er forenklet til å være antatt lik effektmålingen for hver hele time, ganget med én time. Varmeenergi og effektmålinger for februar 2023 som benyttes i beregningene er:

1. KS1 forvarming (OE101):
 - Energiforbruk: 14 690,0 kWh
 - Maks effekt: 98,3 kW
 - Avregnet maks effekt: 97,7 kW
2. KS1 levert (OE102):
 - Energiforbruk: 14 563,4 kWh
 - Maks effekt: 76,6 kW
 - Avregnet maks effekt: 68,9 kW
3. KS3 forvarming (OE301):
 - Energiforbruk: 17 164,0 kWh
 - Maks effekt: 96,8 kW
 - Avregnet maks effekt: 96,5 kW

4. KS3 levert (OE302):

- Energiforbruk: 16 948,30 kWh
- Maks effekt: 81,7 kW
- Avregnet maks effekt: 81,1 kW

Det er valgt å ikke se på kostnader for alle kundesentralene totalt, grunnet at kundesentral 6 og barnehagen ikke har energimåling etter tankene. I tillegg vil målinger etter akkumulatortankene være utfordrende å sammenligne med forvarming for kundesentraler hvor sirkulasjon har gått gjennom akkumulatortankene, da det ikke gjøres målinger på egen varmtvannsbereder for VVC. Det er tilfeller hvor VVC har blitt varmet opp i berederen og deretter sendt via akkumulatortankene. Dette vil gi en energitilførsel til tankene som ikke måles av SD-anlegget. I den analyserte perioden er det ikke målt noe strømforbruk i elkolbene i akkumulatortankene, og heller ingen vannstrøm fra VVC inn i tank 1. Det betyr at hele varmebehovet til tappevann er dekket av energi produsert i energisentralen, og målt energi før og etter akkumulatortankene skal da være tilnærmet likt.

Prismodell A

Ut fra målingene før og etter akkumulatortankene i kundesentral 1 og 3 er energikostnader beregnet med prismodell A, presentert i underseksjon 2.5. Kostnadene er beregnet ved å benytte Ligning 2.9 og priser fra Tabell 2, samt spotpris time for time som vist i Figur 7. Tabell 20 viser kostnader for hvert ledd i prismodellen, og total sum.

Tabell 20: Energikostnader i NOK med prismodell A.

	El.spotpris	Fastledd	Energiledd	Effektledd	Totalt
KS1 forvarming	17 779,50	500,00	734,50	7 372,50	26 386,50
KS1 levert	17 288,60	500,00	728,17	5 745,00	24 261,77
KS3 forvarmet	20 723,15	500,00	858,20	7 260,00	29 341,35
KS3 levert	20 061,30	500,00	847,42	6 127,50	27 536,21

Fra Tabell 20 kan en se at det er strømprisen som utgjør den største delen av de totale kostnadene. Det betyr at å utnytte timene med lav spotpris til å forvarme tappevann, kan gi betydelige kostnadsbesparelser. En kan også observere at effektleddet er høyere for forvarming i begge kundesentralene, noe som samsvarer med at maks målt effekt er høyere for forvarming enn for levert oppvarmet tappevann.

Samtlige av de variable kostnadsleddene er høyere for forvarming. Det tyder på at det er et stort potensiale for besparelser i kostnader ved å utnytte akkumulatortankene bedre. Størst differanse i pris finner vi i effektleddet, men slik som tidligere ble funnet i delkapittel 5.1.3, er det lavere grad av samtidighet i effektbehovet til forvarming enn levert tappevann til kundene. Det betyr at totalt sett for energisentralen vil effektleddet bli dempet grunnet lavere samtidighetsfaktor.

Prismodell B

For de samme effektkurvene er det beregnet kostnader med prismodell B, ved å benytte Ligning 2.10, priser fra Tabell 3 og 4, og spotprisen time for time fra Figur 7.

Tabell 21: Energikostnader i NOK med prismodell B.

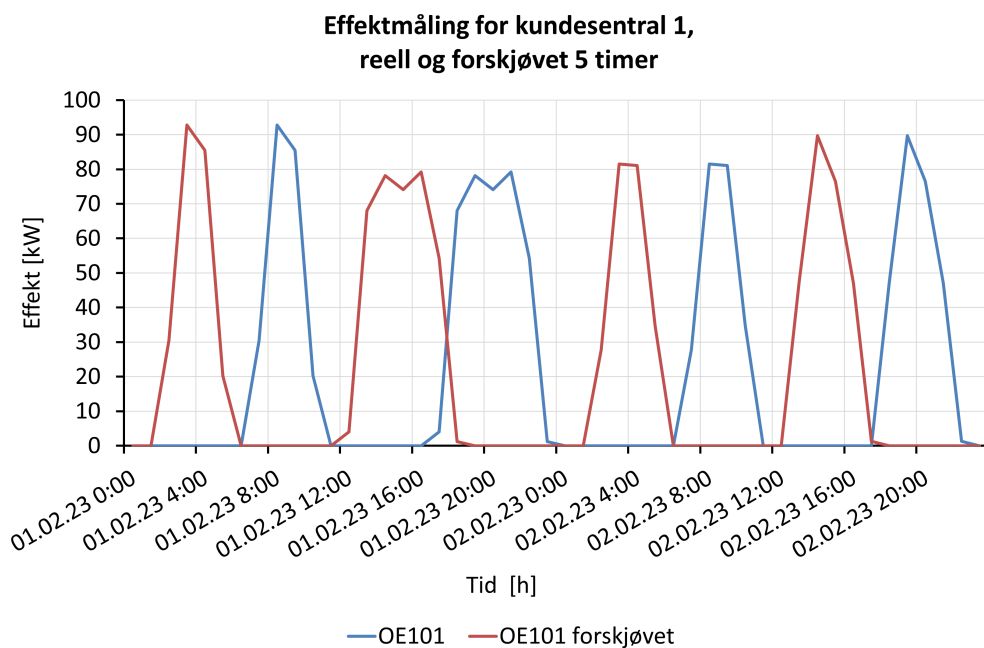
	El.spotpris	Fastledd	Energiledd, natt+dag	Totalt
KS1 forvarming	17 779,50	1 722,67	2 392,87	21 895,05
KS1 levert	17 288,60	1 322,67	2 329,16	20 940,43
KS3 forvarming	20 723,15	1 722,67	2 792,34	25 238,15
KS3 levert	20 061,30	1 722,67	2 702,69	24 486,66

Også med prismodell B er det strømprisen som utgjør den største andelen av kostnadene. En kan se fra Tabell 21 at også med denne prismodellen vil kostnadene være lavere ved å levere effekt

til tappevann direkte, enn ved forvarming og akkumulering. For kundesentral 1 er maks avregnet effekt på energimåler OE102 68,9 kW, og fastleddet vil dermed komme på et lavere trinn. For begge kundesentralene er kostnadene i energileddet litt høyere for forvarming. Dette indikerer at periodene med lavere energiledd kunne blitt utnyttet bedre.

Denne prismodellen benyttes for bedriftskunder med lavere årlig energiforbruk enn det Billingstad Energi har. Det er likevel valgt å bruke denne modellen for å analysere kostnader ved å ha variabelt energiledd. Om en slik prismodell vil bli tatt i bruk også for større bedriftskunder i fremtiden, kan det være gunstig å ha sett på hvordan kostnadene blir med dagens drift. Ettersom den største andelen av kostnadene ligger i strømprisen, er det også med denne prismodellen mest besparelser å hente ved å regulere akkumulering i større grad etter spotprisen. Som regel følger det variable energileddet perioder hvor også spotprisen er lav. Å styre akkumulering etter spotpris kan derfor medføre lavere kostnader i energileddet også.

Da det er vist at strømprisen står for den største andelen av kostnadene i begge prismodelle-
ne som er presentert, er det undersøkt nærmere hvordan tidspunkt for akkumulering påvirker
strømkostnadene. Dette er gjort ved å bruke effektmålingene målt på OE101 og OE301, og for-
skyve timesverdiene fem timer tilbake. Målingen gjort klokken 5 på morgenen blir dermed ganget
med strømprisen i timen fra midnatt til kl. 01:00, og tilsvarende for alle timer i døgnet for hele
februar 2023. Energiforbruket bli nøyaktig det samme, kun tidspunkt for akkumulering er endret i
disse beregningene. Figur 46 viser hvordan forskjøvet effektkurve vil se ut for kundesentral 1 over
to dager. Kostnader for reell og forskjøvet effektkurve er vist i Tabell 22.



Figur 46: Effektkurve for kundesentral 1 benyttet i kostnadsberegninger for strøm.

Tabell 22: Strømkostnader i NOK for reelle effektmålinger i februar 2023, samt effektmålinger forskjøvet fem timer.

	Strømkostnad	Strømkostnad 5 timer forskjøvet	Differanse
KS1 forvarming	17 779,50	16 081,54	1 697,96
KS3 forvarming	20 723,15	19 039,96	1 683,19

Som Tabell 22 viser, vil tidspunkt for akkumulering ha en vesentlig betydning for strømkostnadene. Ved å forskyve tidspunkt for akkumulering fem timer bak, vil nå typiske tidspunkt for akkumulering

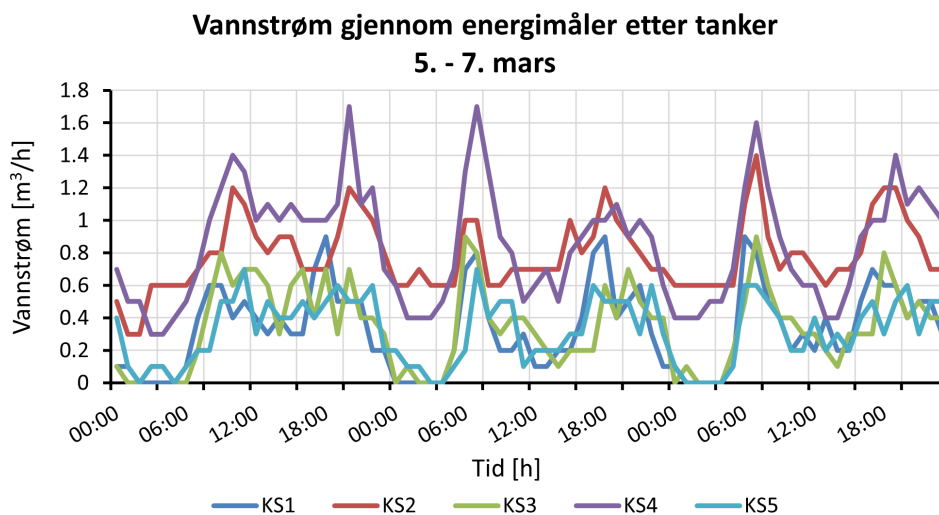
i disse to kundesentralene være fra kl. 02:00 til 06:00, og kl. 12:00 til 16:00, som vist i Figur 46. Dette er mer gunstige tidspunkt med tanke på spotpris, og gir lavere kostnader til tross for helt lik energimengde akkumulert i tankene.

For å redusere kostnader til oppvarming av tappevann kan en dermed se nærmere på to strategier. Lading av akkumulatortanker kan styres etter spotpris, slik at strømkostnadsleddet blir mindre. En kan også styre systemet for å oppnå en jevnere effektbelastning på akkumuleringen, og dermed få lavere effektledd. Basert på resultatene i dette delkapittelet vil det være mer kostnadsbesparende å styre etter spotpris med dagens prismodell. Det kan da også undersøkes nærmere om det vil være gunstig å ha flere eller større akkumulatortanker for å kunne utnytte periodene med lav pris i enda større grad.

5.2.4 Påvirkning på akkumulering fra varmtvannssirkulasjon

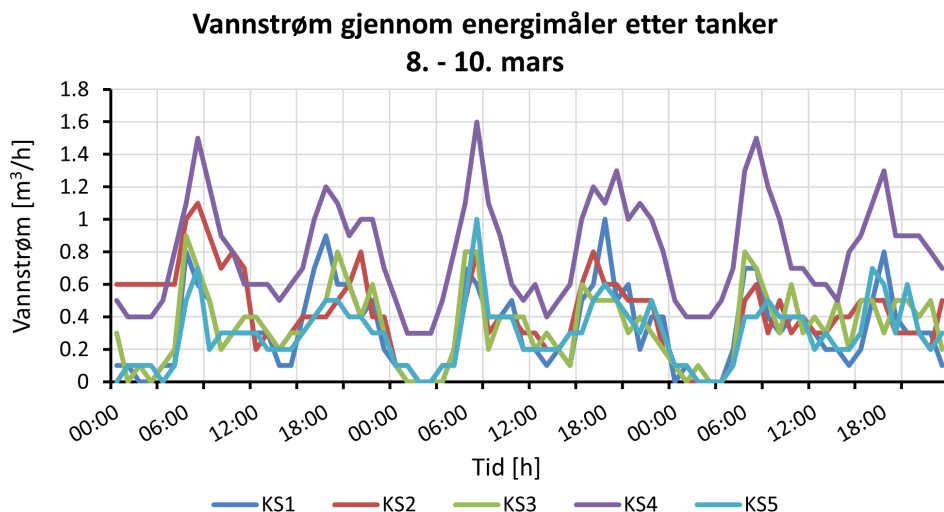
For kundesentral 1-5 er det installert en varmtvannsbereder utenfor grensesnittet til energisentralen som skal dekke energibehovet til varmtvannssirkulasjon. Når det ikke forbrukes varmt tappevann, vil det fremdeles forekomme et varmetap fra vannet som sirkulerer i rørnett. Temperaturforskjellen mellom tur og retur på sirkulasjonen ligger som regel på rundt 5 K. Denne temperaturforskjellen skal altså i dette anlegget dekkes av varmtvannsberederen, og ikke påvirke akkumuleringssystemet, som beskrevet i delkapittel 3.2.7. Tidvis har det likevel blitt kjørt en vannmengde gjennom akkumulatortankene. Dette kan være fordi varmtvannsberederen ikke har vært spennigssatt, eller det er observert et større varmebehov over tid enn det berederen har klart å levere. I dette delkapittelet skal påvirkningen fra VVC inn i akkumulatortankene analyseres.

Som en kan se ut fra kartleggingen av målepunkter i 4.2, er det ingen sensorer på VVC som forteller direkte om det sirkuleres via varmtvannsberederen på utsiden av grensesnittet til energisentralen, eller om det går gjennom akkumulatortankene. Det er heller ingen energimåler i varmtvannsberederen som SD-anlegget logger data på. For å vite dette kan en likevel se hvor VVC går ved å analysere vannstrøm gjennom energimåleren etter tankene (OEX02), og se om det er en vannstrøm også når det ikke er varmebehov. Dette er vist for kundesentral 1-5 i en periode på 3 dager i Figur 47 og 48.



Figur 47: Vannstrøm gjennom energimåler etter akkumulatortanker i kundesentral 1-5 time for time 5. - 7. mars 2023.

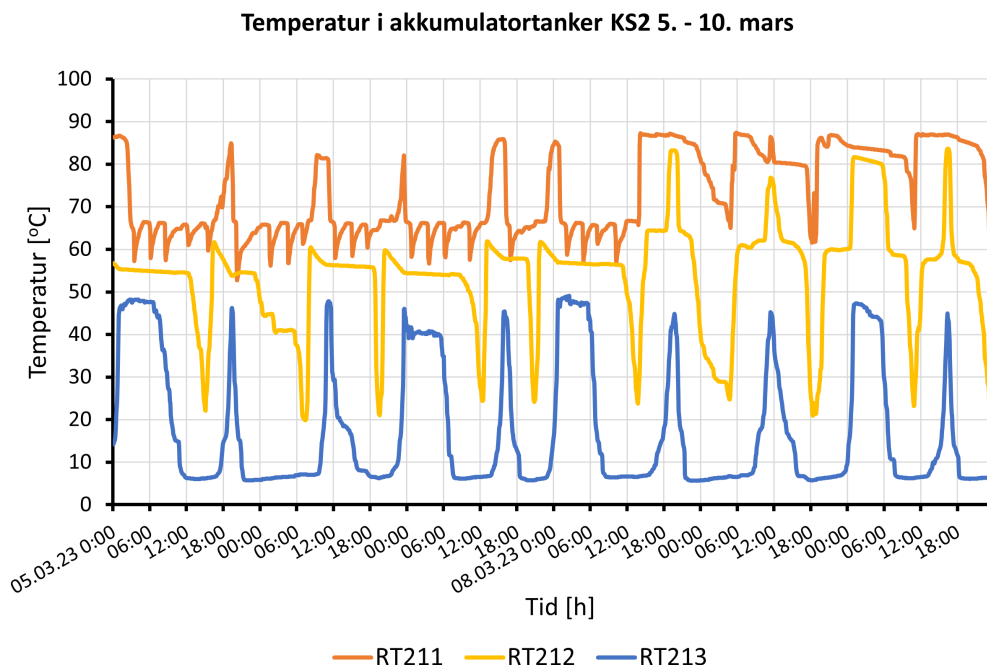
Fra Figur 47 kan en se at for kundesentral 2 og 4 går det alltid en vannstrøm gjennom måleren, også på natten når en kan se at de andre kundesentralene ikke har det, som betyr at det ikke er noe varmebehov til tappevann. Mens kundesentral 1, 3 og 5 har flere timer med null vannstrøm, har kundesentral 2 og 4 en minimum på 0,3 m³/h natten 5. mars. Vannmengden er også generelt høyere hele perioden for disse to kundesentralene.



Figur 48: Vannstrøm gjennom energimåler etter akkumulortanker i kundesentral 1-5 time for time 8. - 10. mars 2023.

I Figur 48 kan en se at det skjer et skifte 8. mars for kundesentral 2. I løpet av den dagen kan en se at vannstrømmen går fra å ligge på samme nivå som kundesentral 4, til å ligne mer på de andre kundesentralene. Dette kan tyde på at ventilen som åpner og lukker sirkulasjon gjennom akkumulortankene, har blitt stengt, og fra dette tidspunktet går ingen vannstrøm gjennom akkumulortank 1 for å bli varmet opp der. På denne måten kan en skjønne om VVC går gjennom egen varmtvannsbereder eller inn på akkumulortankene.

Hvordan VVC inn på akkumulortankene påvirker temperaturen i tankene er vist i Figur 49.

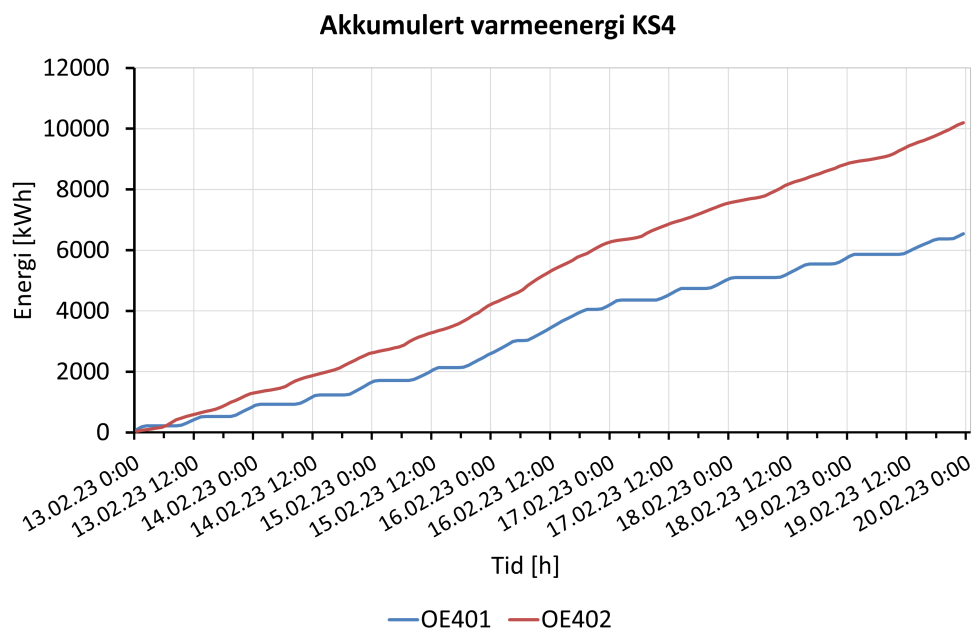


Figur 49: Temperatur i akkumulortankene i kundesentral 2 i perioden 5. - 10. mars 2023.

Figur 49 viser temperaturen i tankene i kundesentral 2 for de samme dagene som er analysert i Figur 47 og 48. En kan se et tydelig hopp i temperaturnivåene etter vannstrømmen fra VVC ikke

lenger går inn på tank 1. Temperaturen holdes mer stabil og på et høyere nivå enn tidligere, og temperaturen i tank 4, som måles av sensor RT212, kommer tidvis opp til over 80°C. Temperaturen i tank 6 forholder seg ganske likt som før, hvilket er bra om man ønsker å unngå for høye returtemperaturer tilbake til energisentralen og til varmepumpa. Resultatene her viser at det er hensiktsmessig å unngå å sende VVC gjennom akkumulatortank 1 om en ønsker å holde en høy temperatur i denne tanken.

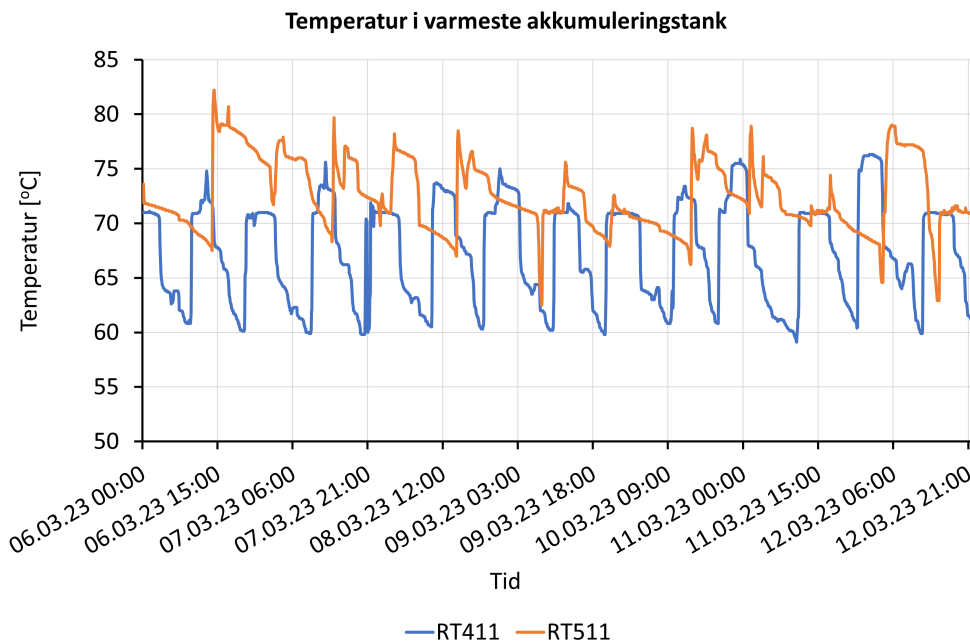
I kundesentral 4 er det observert sirkulasjon gjennom akkumulatortank 1 i lengre tid. Figur 50 viser hvordan dette påvirker forholdet mellom energi til forvarming og energi levert til kundene.



Figur 50: Akkumulert varmeenergi forvarmet og levert i løpet av en uke i kundesentral 4.

Ved å sammenligne Figur 50 med Figur 36 kan en se forskjellen i levert varmeenergi når varmtvannssirkulasjon går gjennom akkumulatortankene. Differansen mellom varmeenergi til forvarming og varmeenergi levert til kundene er nå mye større. Denne differansen oppstår fordi temperaturen i tank 1 senkes når VVC kommer direkte inn her, mens temperaturen i tanken hvor startsensor for akkumulering sitter forholdes stabil. Dette fører til at elkolbene benyttes for å øke temperatur i de varmeste tankene. Det er lite ønskelig da det påvirker mengden energi som kan leveres fra energisentralen. Temperaturnivået i den varmeste tanken blir også generelt lavere.

Kundesentral 4 og 5 har samme antall akkumulatortanker og lik effekt på varmeveksler til forvarming. Figur 51 viser hvordan temperaturen i den varmeste tanken påvirkes av VVC.



Figur 51: Temperaturer i varmeste akkumuleringstank i kundesentral 4 og 5 i uke 10 2023.

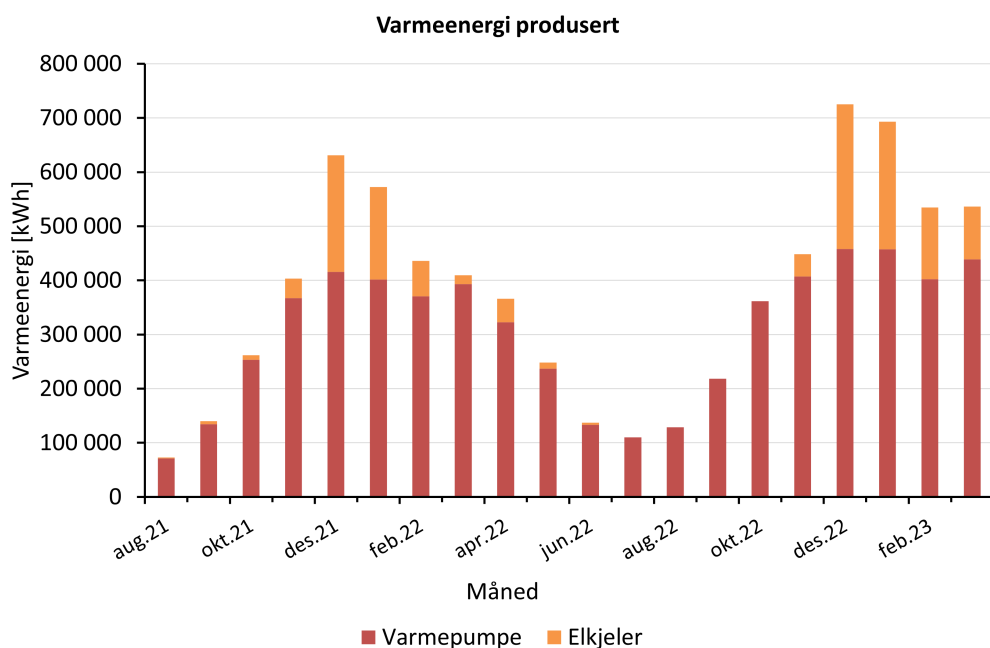
Fra figur 51 kan en se at temperaturen i tank 1 i kundesentral 4 varierer mer og det tar kortere tid før temperaturen i tanken synker betraktelig, sammenlignet med kundesentral 5. Dette er et resultat av at deler av sirkulasjonsvannet (som har en lavere temperatur enn det som er ønskelig i tanken) går gjennom tank 1 i kundesentral 4. Om en ønsker å unngå dette bør det ikke strømme VVC gjennom akkumulatortank 1.

5.3 Analyse av varmepumpens ytelse

Å forstå og optimalisere varmepumpens ytelse i varmesystemer er avgjørende for å øke energieffektiviteten og bidra til å redusere miljøpåvirkningen fra anlegget. Analyse av varmepumpens ytelse kan gi verdifull innsikt i systemets funksjonalitet og energibruk. Ved å undersøke parametre som COP, energidekningsgrad og energiproduksjon til tappevann og oppvarming kan man identifisere områder hvor ytelsen kan optimaliseres og energibruket kan reduseres. Dette kan bidra til å ta informerte beslutninger om systemdesign, driftsstrategier og implementering av effektiviserende tiltak.

5.3.1 Energidekningsgrad

Det er i dette delkapittelet gjort analyser av varmepumpas energidekningsgrad. Figur 52 viser fordelingen av varmeenergi produsert av varmepumpa og elkjelene per måned fra august 2021 til mars 2023.



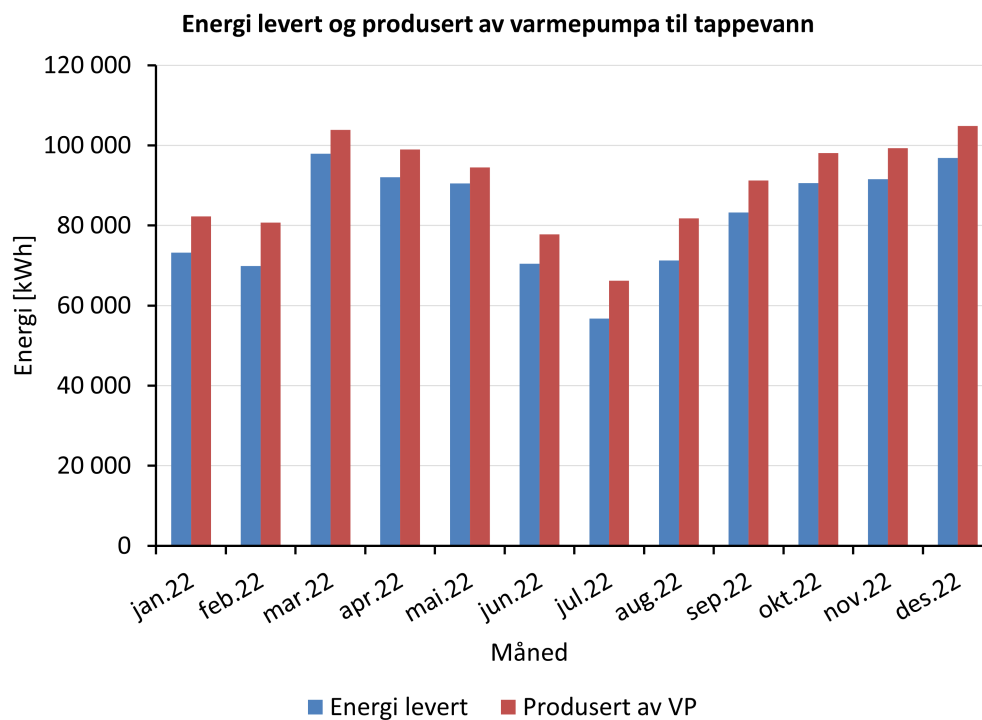
Figur 52: Varmeenergi produsert av varmepumpa og elkjelene fordelt per måned.

Fra Figur 52 kan en se at varmepumpa dekker hele varmebehovet for tappevann og oppvarming i sommermånedene, det aller meste på høsten og våren, og også mesteparten av varmebehovet i vintermånedene. Tabell 23 viser nøyaktige verdier for varmeleveranse per måned, og ved å benytte Ligning 2.3 er energidekningsgraden for varmepumpa beregnet. Totalt for 2022 var energiproduksjonen fra varmepumpa 3 542 023 kWh og energidekningsgraden var 85 %.

Tabell 23: Produsert varmeenergi per måned og energidekningsgrad for varmepumpa.

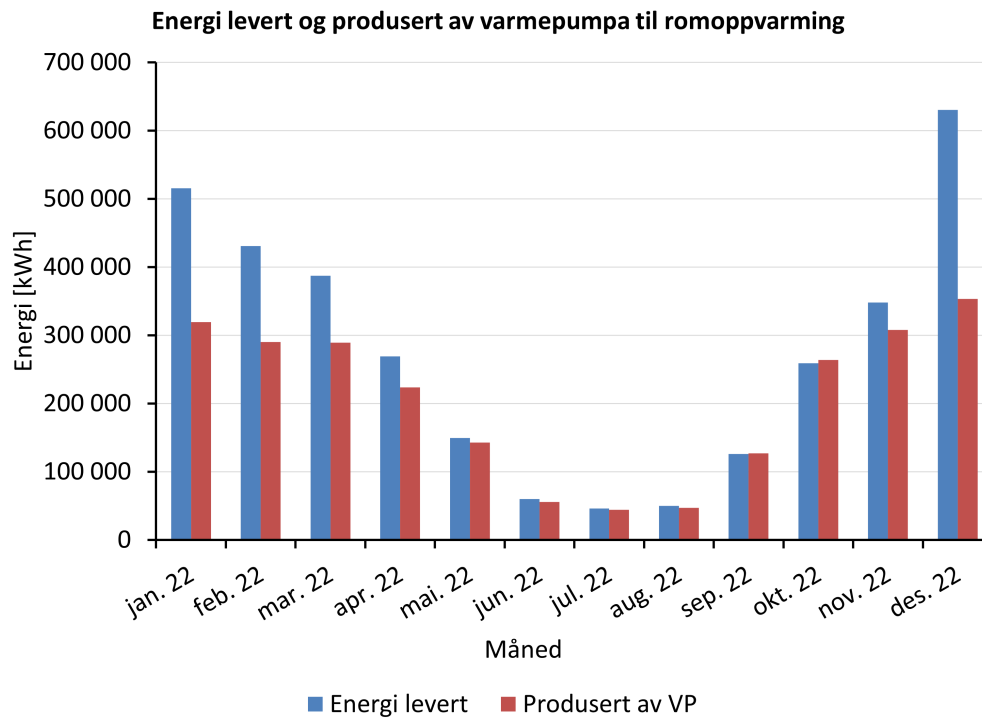
År	Måned	Energiproduksjon [kWh]		Energidekningsgrad varmepumpe [%]
		Varmepumpe	Elkjeler	
2021	August	71 421	1 735	98 %
2021	September	134 326	5 894	96 %
2021	Oktober	253 356	8 605	97 %
2021	November	367 212	35 769	91 %
2021	Desember	415 666	215 246	66 %
2022	Januar	401 472	170 858	70 %
2022	Februar	370 703	65 355	85 %
2022	Mars	392 903	16 387	96 %
2022	April	322 412	43 431	88 %
2022	Mai	237 100	11 192	95 %
2022	Juni	133 485	3 792	97 %
2022	Juli	110 378	-	100 %
2022	August	128 600	-	100 %
2022	September	218 152	-	100 %
2022	Oktober	361 562	-	100 %
2022	November	407 275	41 051	91 %
2022	Desember	457 980	267 318	63 %
2023	Januar	457 471	235 400	66 %
2023	Februar	402 105	132 682	75 %
2023	Mars	438 730	97 822	82 %

Det er videre analysert i hvor stor grad varmpumpa klarer å dekke varmebehovet til tappevann og oppvarming hver for seg for månedene i 2022. Dette gjøres ved å sammenligne målinger fra de to energimålerne på sekundærsiden av varmpumpa med levert energi i kundesentralene. Figur 53 viser levert og produsert energi til forvarming av tappevann.



Figur 53: Månedlig energiproduksjon fra varmpumpa og levert til tappevann for 2022.

Fra Figur 53 kan en se at det jevnt over produseres med varmeenergi enn det som leveres til forvarming til kundesentralene. Det betyr at varmpumpa klarer å dekke 100% av varmebehovet til forvarming av tappevann, men også at den energien som produseres av varmpumpa men ikke leveres til kundesentralene, er tap i systemet og ikke solgt energi.



Figur 54: Månedlig energiproduksjon fra varmepumpa og levert til romoppvarming for 2022.

For romoppvarming ser man en annen energidekningsgrad fra varmepumpa enn for tappevann. Mye mer energi skal leveres til romoppvarming, og elkjelene må dekke en betydelig andel av dette. Dette er hva en kan forvente, da varmepumpa ikke bør være dimensjonert for å dekke hele varmebehovet, slik som presentert i underseksjon 2.2.

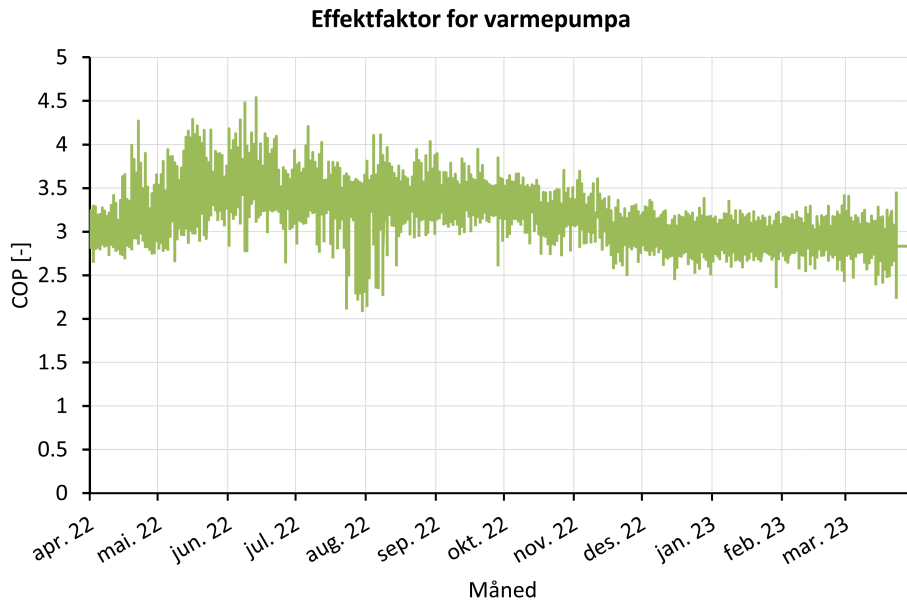
Fra resultater i delkapittel 5.2.2 er det vist at energiproduksjon til romoppvarming reduseres når varmebehovet til tappevann er høyt. Det er rimelig å anta at energidekningsgraden kunne blitt løftet ved å ha en jevnere effektbelastning på tappevannskretsen, eller ved å ha et systemdesign hvor to separate varmepumper forsyner varme til oppvarming og tappevann.

Det kan bemerkes at for månedene februar og mars 2022, var det som en kan se fra Figur 23 stopp på SD-anlegget. Det betyr at målingene for levert og produsert energi ikke stemmer. I perioden hvor det har vært stopp, er strømtrekk på elkolbene konstant på null, mens målingene for levert energi og produsert av varmepumpa holdes konstant på siste verdien som var registrert før stopp. Dette fører til at forholdet mellom produsert energi fra elkolbene og varmepumpa disse månedene ikke stemmer, og heller ikke levert energi i forhold til produsert. Energidekningsgrad for varmepumpa i 2022 på 85 % er derfor ikke helt pålitelig, men en tilnærmet verdi.

5.3.2 Effektfaktor

Som beskrevet i underseksjon 2.1, vil en CO₂-varmepumpe oppnå høyest virkningsgrad når en maksimerer varmeoverføringen ved å ha en lav temperatur på vannet inn i varmepumpa, og en høy temperatur ut. I dette anlegget vil CO₂-en avgi varme i tre gasskjølere, hvor det ikke gjøres målinger på temperaturer eller volumstrøm gjennom hver av disse.

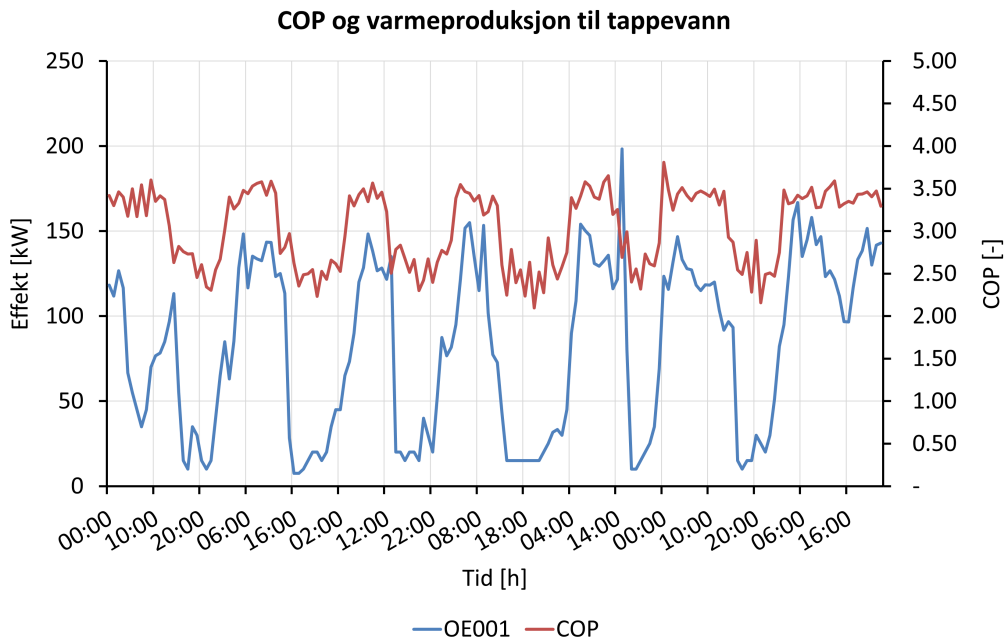
For å beregne effektfaktor for varmepumpa er Ligning 2.1 benyttet på timesbaserte målinger fra 1. april 2022 til 1. april 2023. Her vil Q_{gk} være effekt levert fra de tre gasskjølerne til sammen, altså totalt til tappevann og oppvarming.



Figur 55: Effektfaktor for varmepumpa over et år.

Fra Figur 55 kan en se at effektfaktoren generelt er høyere i sommermånedene og lavere på vinteren. Dette er et ugunstig scenario da en ender opp med å ha lavest COP de månedene man har høyest energiforbruk, og får dermed høyere energikostnad per enhet elektrisk energi varmepumpa bruker i disse månedene. Ved å benytte Ligning 2.2 er SPF for april 2022 til april 2023 beregnet til å være 3,07. Dette er betydelig lavere enn COP som er oppgitt fra leverandør på 3,59, og dermed lavere årsvarmefaktor enn det en bør kunne forvente.

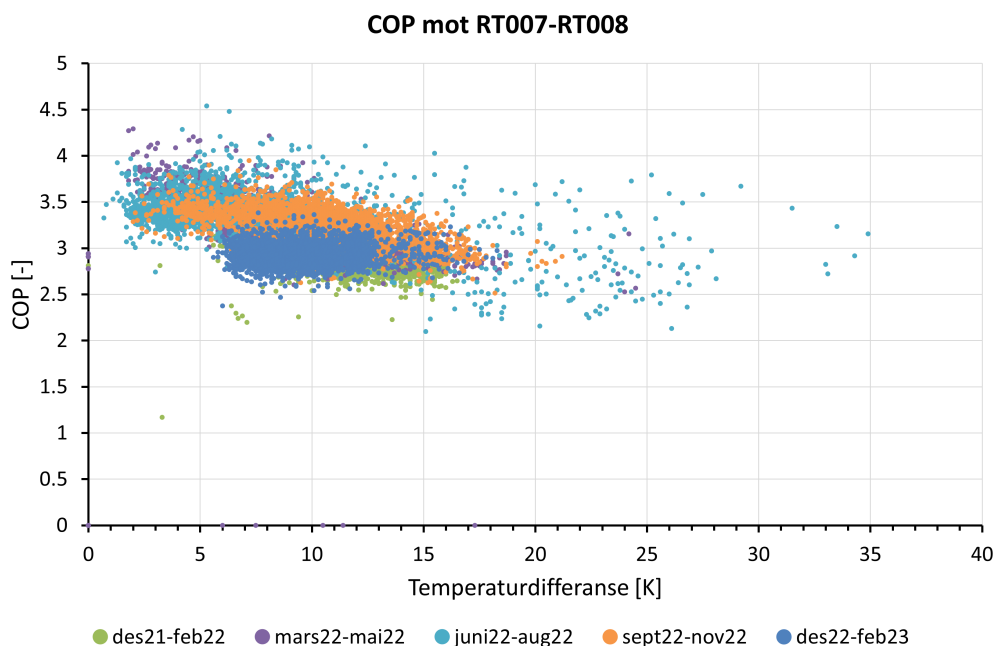
I overgangen fra juli til august 2022, kan en se at COP synker betraktelig i perioder. Dette ble analysert nærmere og Figur 56 viser hvordan disse tidvis lave verdiene i COP har sammenheng med varmeproduksjon fra varmepumpa til tappevann.



Figur 56: Effektfaktor og varmeproduksjon til tappevann fra varmepumpa 27. juli til og med 2. august 2022.

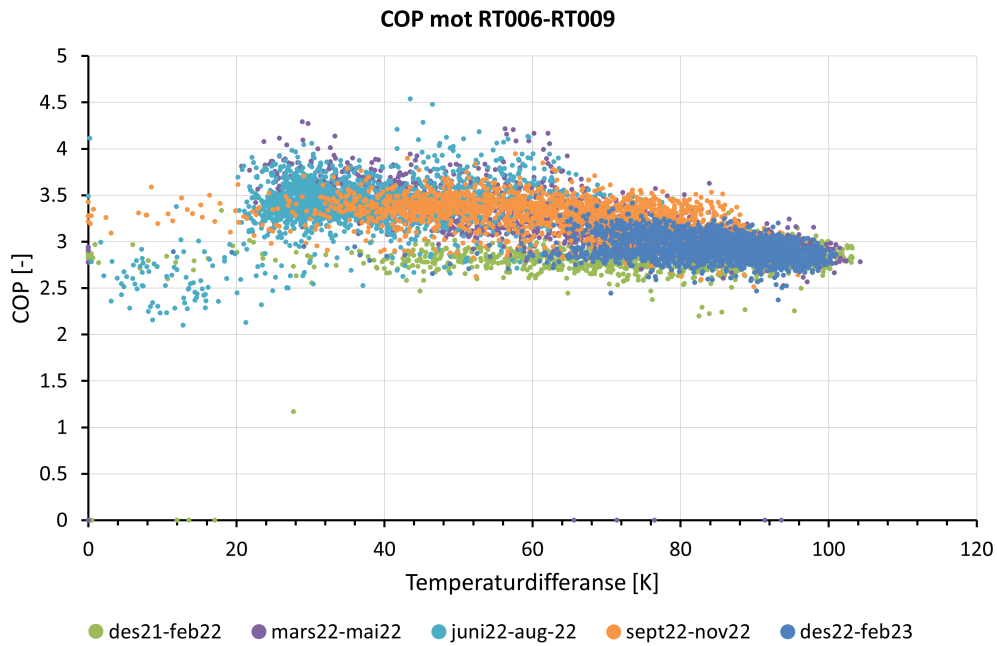
Effekt faktoren blir i denne perioden unormalt lav på tidspunkter hvor det også er unormalt lavt varmebehov til tappevann. En kan observere fra Figur 56 at det er på ettermiddagen når det vanligvis er høyt varmebehov dette problemet oppstår. Hvorfor varmeleveransen til tappevann er så lav i disse periodene er ikke kjent, men kan være et resultat av at mange er på ferie og akkumuleringen av varme i buffertankene i kundesentralene klarer å dekke mer av varmebehovet på ettermiddagen enn vanlig.

Effekt faktoren er videre sammenlignet med temperaturdifferansen på tur og retur på høytemperatur- og lavtemperaturkretsen, altså henholdsvis varmeleveranse til forvarming av tappevann og romoppvarming. Det er i underseksjon 2.1 vist at man oppnår høyere effekt faktor ved å ha en høy temperaturøkning på sekundærsiden av varmepumpa. Likevel er denne sammenhengen ikke funnet i måledata fra dette anlegget.



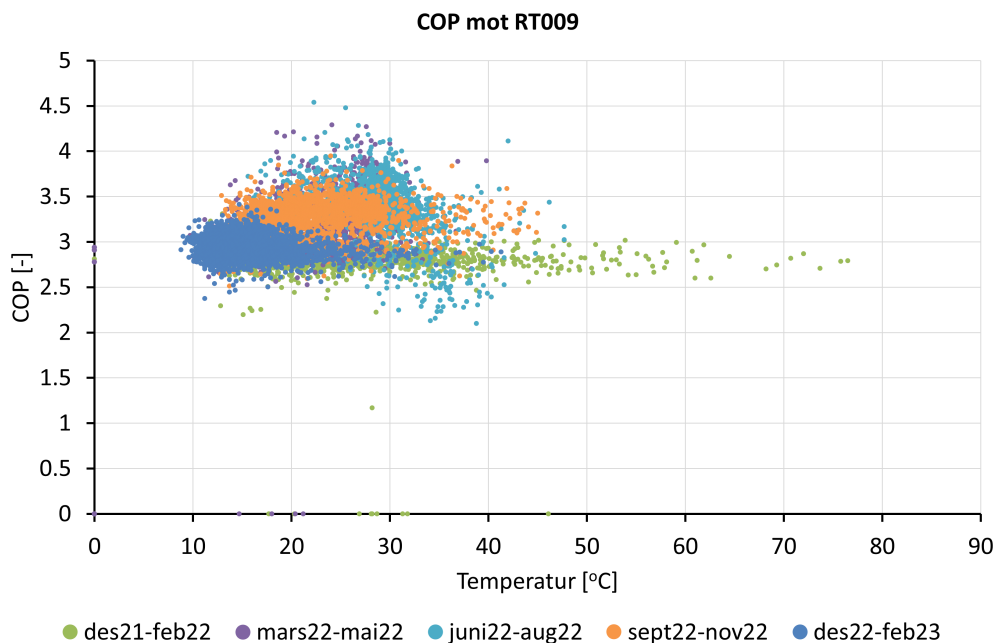
Figur 57: Sammenligning av COP og temperaturdifferanse mellom tur og retur på lavtemperaturkretsen.

Figur 57 viser hvordan effekt faktoren har en tydelig sammenheng med årstidene og varmebehovet til oppvarming. En kan se at de høyeste verdiene for COP forekommer i sommermånedene juni til august, når det er lavt behov for romoppvarming og dermed lav temperaturdifferanse på lavtemperaturkretsen. Figur 58 viser også effekt faktor sammenlignet med temperaturdifferansen på høytemperaturkretsen, hvor vi kan se samme trend.



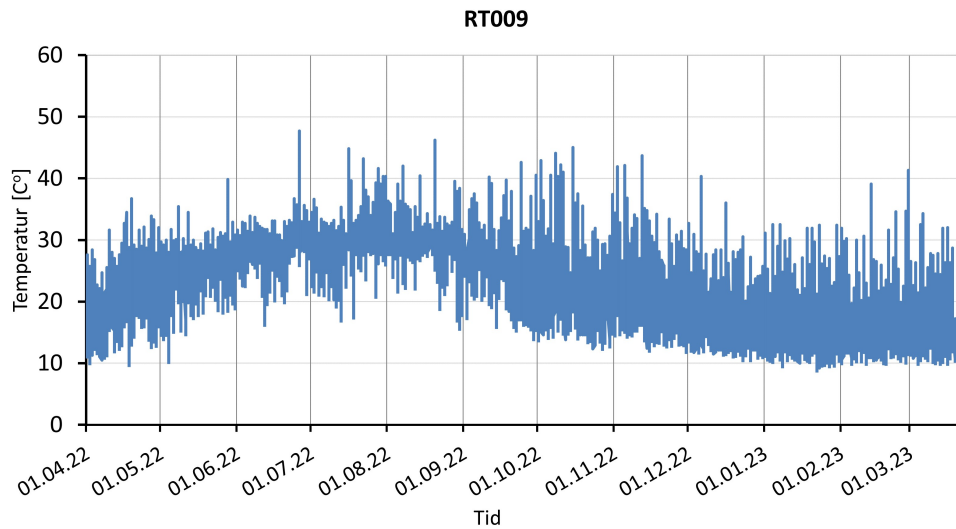
Figur 58: Sammenligning av COP og temperaturdifferanse mellom tur og retur på høytemperaturkretsen.

Temperaturen som er viktig å holde så lav som mulig for å oppnå høy COP, er temperaturen som måles på sensor RT009, altså retur på tappevannskretsen. Målinger på denne sensoren er også analysert opp mot COP, og er presentert i Figur 59.



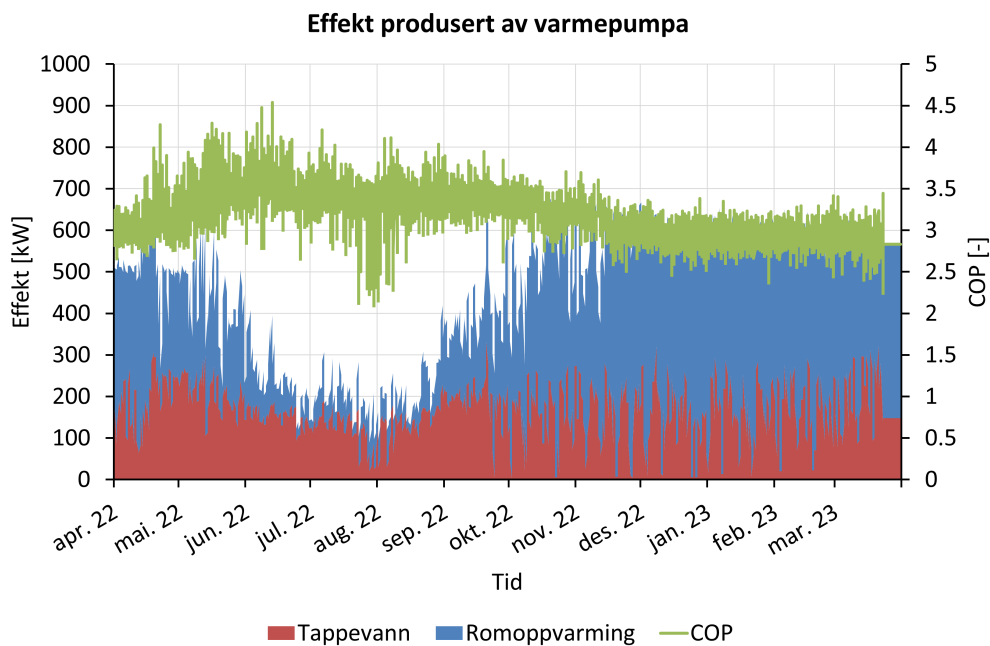
Figur 59: Sammenligninga av COP og returtemperatur på høytemperaturkretsen.

Også her ser man en motsatt trend av det man skulle forvente. Selv om returtemperaturene er lavest i vintermånedene, så er COP målt til å være høyest om sommeren, når returtemperaturen er høyere. Figur 60 viser hvordan returtemperaturen endrer seg fra april 2022 til april 2023.



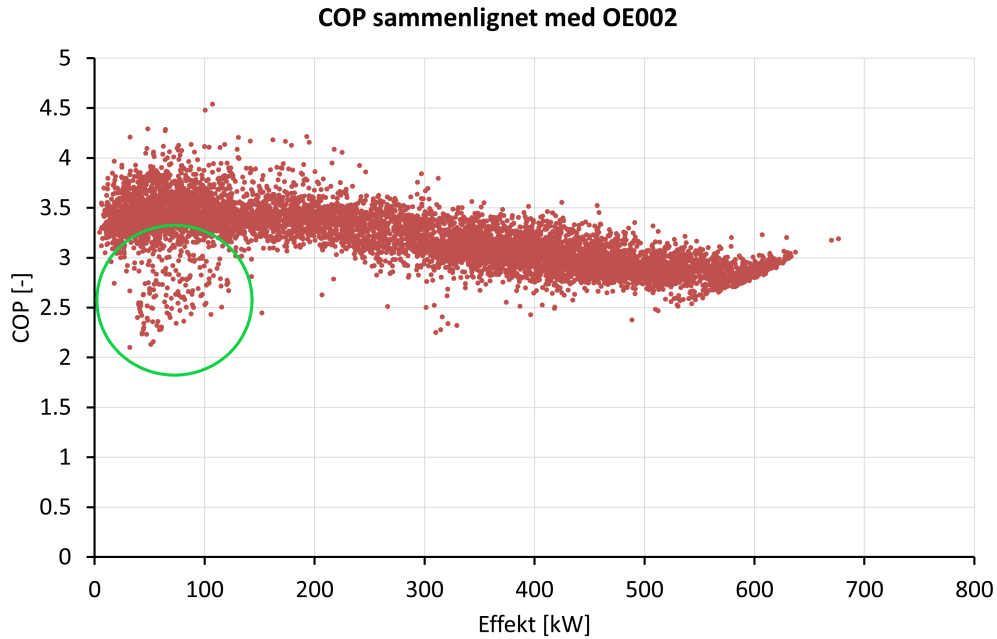
Figur 60: Returtemperatur på høytemperaturkretsen på sekundærsiden av varmepumpa.

Som en kan observere ut fra Figur 59 og 60, er returtemperaturen på tappevannskretsen generelt høyere på sommeren enn resten av året. At dette ikke medfører lavere COP må ses i sammenheng med andelen varmeenergi som produseres til tappevann i forhold til hva som totalt produseres av varmepumpa. Figur 61 viser andel varmeproduksjon til romoppvarming og tappevann, samt COP over et år.



Figur 61: Effekt produsert av varmepumpa til tappevann og oppvarming stablet, sammenlignet med effektfaktor fra april 2022 til april 2023.

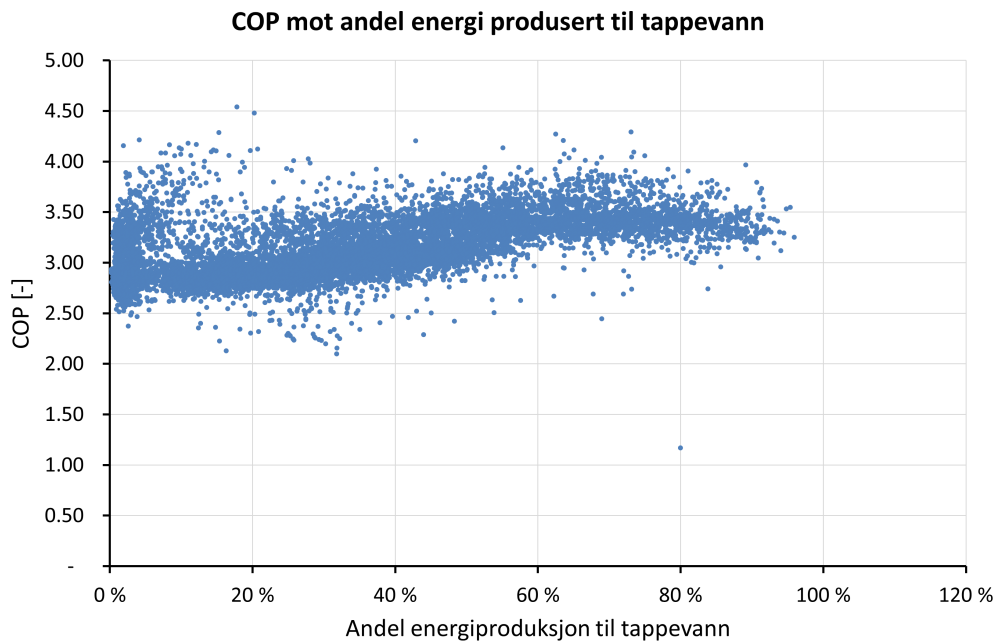
Som Figur 61 viser, er COP høyest når andelen varme som leveres til romoppvarming er lav. Når varmebehovet til romoppvarming er lavt, er returen fra tappevannskretsen den dominerende returtemperaturen, og vil påvirke ytelsen fra varmepumpa mer enn temperaturdifferansen over gasskjøler 2 som leverer varme til romoppvarming. Disse resultatene tyder på at ytelsen fra gasskjøler 1 og 3 øker betraktelig når det ikke er mye varmeoverføring i gasskjøler 2. I Figur 62 er også varmeenergi til romoppvarming produsert av varmepumpa sammenlignet med COP.



Figur 62: Sammenligning av COP og varmeproduksjon fra varmepumpa til romoppvarming.

Figur 62 viser en tydelig nedgang i effektfaktor på varmepumpa ved økende effekt levert til romoppvarming. Stort sett ligger effektfaktor godt over 3, enkelte tidspunkt over 4, når levert effekt er under 200 kW til lavtemperaturkretsen. Når effekten overstiger 500 kW er COP under 3. Målepunktene som er omringet av en grønn ring, er tilsvarende målinger som er vist i Figur 56, og de lave verdiene i COP skyldes unormalt lav energiproduksjon til tappevann i overgangen mellom juli og august 2022.

For å forsøke å anslå en konkret andel varme produsert til forvarming av tappevann som skal til for å oppnå tilfredsstillende høy COP, er denne sammenhengen plottet i Figur 63.



Figur 63: Sammenligning av COP og andel energiproduksjon til tappevann.

Punktdiagrammet i Figur 63 viser at effektfaktor for varmepumpa øker når andelen energi til tappevann er over 40 % og er høyest når andelen er minst 60 %. Som presentert i underseksjon 2.1, vil det være viktig med en lav returtemperatur på sekundærsiden av varmepumpen, men for en slik løsning hvor varmepumpa har kombinert drift for romoppvarming og oppvarming av tappevann, er det også viktig å ha jevnt høy energiproduksjon til tappevann.

6 Diskusjon

6.1 Begrensninger i måledata

Under arbeidet med analysen av Billingstad energisentral, ble det raskt tydelig at det var flere perioder uten pålitelig måledata. Målingene bærer også preg av at flere og flere boliger er tatt i bruk i løpet av den analyserte perioden, noe som gjør det mer utfordrende å sammenligne målinger fra år til år. Feil og uforutsette hendelser som påvirker anleggets drift er noe en må regne med i større eller mindre grad når en analyserer systemer som er i bruk. Et såpass nytt anlegg som er analysert i dette tilfellet, gir også begrenset med målinger over tid. Det er utfordrende å skille normal drift og uregelmessigheter uten et tilstrekkelig lagt tidsperspektiv å sammenligne målinger over. I denne analysen er det vist at blant annet energidenningsgraden er utfordrende å beregne nøyaktig, ettersom det har vært stopp på SD-anlegget i perioder, og måledata ikke har vært tilgjengelige.

Hva som er årsaken til stopp i målinger bør undersøkes nærmere. I noen tilfeller kan det være planlagte stopp, grunnet arbeid på anlegget med utbedringer eller påkobling av nye kundesentraler. Andre ganger kan det ha vært svikt i programvaren til SD-systemet. Hvis svikt ofte er tilfellet, bør det vurderes om et annet SD-system bør benyttes ved ombygging av anlegget, eller ved nye anlegg.

Den begrensede tilgangen til målinger på varmtvannssirkulasjon i tappevannsystemene, gjør det utfordrende å få et godt bilde på systemets energileveranse og regulering. I tilfeller hvor varmtvannsberederen utenfor grensesnittet til kundesentralene er i bruk, men det også går en vannstrøm av VVC gjennom akkumulatortankene, tilføres varmeenergi til tankene som ikke kan måles av SD-anlegget. Dette bidrar også til større differanse mellom energi målt i energimålerne før og etter akkumulatortankene, som vist i Figur 50.

Unøyaktige målinger, feilplasseringer av måleinstrumenter og stopp på anlegget preger resultatene. Ved feltbesøket som ble gjort ble det tydelig at ting ikke alltid kan løses i praksis slik en har tenkt ved prosjektering. Det ble funnet enkelte måleinstrumenter som ikke er plassert hvor de er tiltenkt i systemskisser og oppmerket i SD-anlegget. Det påvirker målingene. I anlegg til forskningsformål er det essensielt med nøyaktige målinger og et høyt antall målepunkter, men for et anlegg som Billingstad energisentral som skal benyttes til å produsere og selge energi, vil det alltid være et spørsmål om hvor nøyaktige målinger en trenger for å levere det kundene etterspør og maksimere profitt. Mer måleutstyr vil medføre høyere kostnader. For denne analysen har mangel på målinger vært en utfordring, og da vil det være opp til AF Energi å vurdere om dette er målinger som trengs for å ta informative beslutninger om videre utbygging av anlegget.

6.2 Kundeopplevelse

Hvordan sluttforbrukeren opplever energitilførselen til hjemmet sitt er en viktig betraktning ved design og drift av et varmeanlegg. Dette er ikke tatt hensyn til i denne analysen, men bør være høyt prioritert før eventuelle endringer eller nye designmetoder trer i kraft. Ved feltbesøket som ble gjort 11. mai 2023, ble en av beboerne i Vestre Billingstad spurt om hvordan opplevelsen av varmeanlegget var hos kundene. Det ble da diskutert hvorvidt det er mulig å oppnå tilfredsstillende romtemperaturer med et slikt oppvarmingssystem. Vedkommende uttrykte at majoriteten av beboerne er fornøyd med hvordan energisystemet fungerer, men at enkelte opplever at de ikke oppnår ønsket temperatur i boligen sin.

Det er ønskelig å ha en så lav tur og retur som mulig for å unngå store tap og for høy returtemperatur tilbake til varmpumpa. Dermed kan kunder som helst vil ha en høyere temperatur i boligen sin enn det som er mulig å levere, oppleve systemet som dårlig. Dette kan resultere i at kundene velger å benytte elektrisk oppvarming for å få det varmere, som igjen reduserer varmen som leveres gjennom det vannbårne varmedistribusjonssystemet. Det er derfor viktig å vurdere om tur- og returtemperaturer er tilfredsstillende for kundene, samtidig som energieffektivitet og lavt energitap i systemet skal prioriteres.

6.3 Økonomi

Energiselskapet Billingstad Energi dekker ikke kostnadene for strømtrekk fra elkolbene i akkumulatortankene eller varmtvannsberederen på VVC-kretsen. Det er med andre ord energimåleren før akkumulatortankene som måler varmeproduksjonen til tappevann Billingstad Energi selger til kundesentralene. Sirkulasjonsvarmen dekkes enten av elkolbene i akkumulatortankene eller varmtvannsberederen utenfor akkumuleringen, og vil uansett være kundenes kostnad, men som vist i delkapittel 5.2.4 vil dette ha betydning for akkumulert energi i tankene og tilgjengelig varmeenergi til enhver tid.

Som det ble vist i delkapittel 5.2.3, har prismodellen for energikostnadene mye å si for hvordan det er lønnsomt å drifte og designe et anlegg. Ved design og styring av et slikt varmeanlegg bør man ta stilling til hvordan man skal minimere kostnadene for energibruk. Akkumulering etter spotpris på strøm kan være en fremgangsmåte. Samtidig kan dette gi høye effekttopper i perioder med lav strømpris, som igjen fører til høy kostnad for effektledd i nettleien. I denne analysen er kun enkel kostnadsberegninger gjort, og mer grundige beregninger er nødvendig for å kunne gi et godt grunnlag for beslutning om endring av anlegget. Investeringskostnader for ombygging eller utvidet funksjonalitet og kapasitet, er ikke medregnet her, og er vesentlig å inkludere i videre undersøkelser.

7 Konklusjon

Målet med oppgaven har vært å finne eventuelle forbedringspotensial i en valgt energisentral som produserer nærvarme til boligformål, med tanke på optimalisering av drift og design. Billingstad energisentral i Asker kommune ble valgt som case i analysen, med hovedfokus på tre områder 1) Varmeleveranse og samtidighet i effektbehov, 2) Akkumulering av varmeenergi og 3) Varmepumpas ytelse. Dette kapittelet vil presentere viktige funn, og forslag til videre arbeid.

7.1 Viktige funn

Første del av analysen gikk ut på å kartlegge instrumentering og målesensorer i anlegget. Alle målepunkter i energisentralen, samt de syv kundesentralene tilknyttet energisentralen, ble nøye kartlagt og mulighet for dataauthenticing og styring ble beskrevet. Det ble underveis klart at det var utilstrekkelig med målinger i varmpumpa, og det var dermed ikke mulig å analysere hvordan arbeidsmediet avga energi i de tre gasskjølerne. Dette gjorde analysen av varmpumpens ytelse og effektfaktor noe begrenset. Noe manglende måling på varmtvannssirkulasjon ble også begrensende for resultatene.

Fra analysen av måledata ble månedlig energiforbruk til romoppvarming og tappevann fra august 2021 til mars 2023 presentert, og energiforbruket i 2022 ble beregnet til å være 3 269 279 kWh og 984 281 kWh til henholdsvis romoppvarming og tappevann. Av den årlige totale varmeleveransen fra energisentralen gikk 23% til oppvarming av tappevann. Gjennomsnittlig månedlig varmeleveranse til oppvarming per kvadratmeter BRA, og til forvarming av tappevann per boenhet ble beregnet. Resultatene viste at kundesentral 5 og 6 hadde lavest relativ varmeleveranse.

Samtidighetsfaktorer for effektbehov til romoppvarming og varmt tappevann ble videre analysert. I perioden som ble analysert var desember 2022 måneden med høyest effektbehov til romoppvarming, og det ble da valgt å analysere månedlig samtidighetsfaktorer for kundesentralene for den måneden. Med en total samtidighetsfaktor på 0,944 kan det tyde på svært høy grad av samtidighet på romoppvarming, og det er ikke funnet grunnlag for å kunne anbefale å dimensjonere for lavere samtidighet enn 1.

For tappevann ble månedlig samtidighetsfaktor beregnet for desember 2022 og februar 2023. Månedlig total samtidighetsfaktor for forvarming av tappevann ble beregnet til 0,629 og 0,627 for henholdsvis desember 2022 og februar 2023. Månedlig samtidighetsfaktor for levert tappevann ble også analysert for februar 2023, og ble beregnet til å være høyere enn for forvarming, på 0,867. Ved å benytte akkumulatortankene til å lagre varmeenergi til tappevann, senkes samtidigheten og dermed også det totale effektbehovet. Samme trend ble også funnet ved å analysere samtidighet på døgnbasis.

Videre ble akkumulering av varmeenergi i varmtvannstankene i kundesentralene analysert. Det ble fokusert på tidspunkt for lading og utlading, effektbehov, kostnader og påvirkning fra varmtvannssirkulasjon. Her ble det gjort flere funn av dårlig utnyttelse av tankene med tanke på lading ved lav strømpris. Tankene benyttes også dårlig til å jevne ut effektbehovet for oppvarmet tappevann. Per i dag styres akkumulering i tankene etter settpunkttemperaturer i tankene. Det kan tyde på at dette ikke er en optimal løsning, da det ofte oppstår et scenario hvor tankene starter lading på morgenen og ettermiddagen, når strømprisen og belastningen på strømmettet gjerne er høy. Det anbefales derfor å se på alternative metoder for start- og stoppsignal for lading av akkumulatortanker til tappevann. Basert på resultatene i analysen er akkumulering med signal basert på spotpris det som vil kunne gi mest kostnadsbesparelser.

Siste del av energianalysen omhandler CO₂-varmpumpens ytelse. Månedlig energidekningsgrad av varmpumpa ble presentert, og for 2022 var total energidekningsgrad for varmpumpa 85%. Det ble også funnet at for månedene juli til oktober 2022 var energidekningsgraden 100%. Varmepumpa dekker hele energibehovet til forvarming av tappevann, og elkjelene benyttes dermed kun til spissing av varmeleveransen til oppvarming.

Effekt faktoren for varmpumpa ble observert til å være generelt høyere i sommermånedene enn på

vinteren. Dette er en ugunstig situasjon, da varmebehovet er betydelig høyere på vinteren enn på sommeren, og potensielle besparelser av en høy COP er større når det er stort varmebehov. CO₂-varmepumper er avhengige av en lav returtemperatur og et høyt temperaturløft på sekundærsiden for å oppnå en høy COP. Det ble ikke funnet en merkbar sammenheng mellom returtemperatur på høytemperaturkretsen og COP, da returtemperaturen hadde tendens til å være høyere i sommermånedene enn resten av året. Det ble observert en sterkere sammenheng mellom andelen energiproduksjon som gikk til forvarming av tappevann. Når andelen varmeenergi produsert av varmepumpa til tappevann er over 60 % ble det observert en betydelig økning i COP. Det ble også observert en jevn nedgang i COP for økende effekt produsert til romoppvarming. SPF for varmepumpa for perioden april 2022 til april 2023 ble beregnet til å være 3,07. Resultatene kan tyde på at en slik løsning, med CO₂-varmepumpe med kombinert drift for romoppvarming og tappevann, ikke er optimalt ved et anlegg med varmebehov som i dette tilfellet.

7.2 Videre arbeid

I dette delkapittelet er det presentert forslag til videre arbeid som kan bidra til å gi økt kunnskap om bedre drift og design for Billingstad energisentral, samt andre lignende anlegg:

- **Analyse av optimalt volum i akkumulatortanker**

Det anbefales å undersøke nærmere optimalt antall og størrelse på akkumulatortanker for Billingstad energisentral, eller anlegg med lignende varmebehov. Dette vil være interessant å ha mer kunnskap om dersom det blir aktuelt å endre styring av akkumulering i tanker til å inkludere spotpris, og et større volum vil gi utvidet mulighet til å akkumulere når prisen er lav. Dette må ses opp mot investeringskostnad og plassbruk i kundesentralene.

- **Utvidet økonomisk analyse av akkumulering i tanker**

Kun enkle økonomiske beregninger er gjort for akkumuleringen i buffertankene for dette anlegget. Før eventuelle avgjørelser om ombygging, endring i styringsstrategi eller endring i design for fremtidige energisentraler tas, må mer utfyllende kostnadsberegninger gjøres. Det anbefales å benytte flere kostnadsmodeller, og et utvidet tidsperspektiv for akkumulering.

- **Økonomisk analyse av utbygging av SD-anlegg**

Det er i løpet av arbeidet med denne oppgaven oppdaget flere perioder uten målinger på anlegget. Det anbefales derfor å gjøre videre undersøkelser rundt hva dette skyldes, og om det er hensiktsmessig å bytte hele SD-anlegget. Det bør også undersøkes hva som er mulig å implementere som start- og stoppsignal for akkumulering med dagens SD-anlegg, og eventuelle andre aktuelle system.

- **Analyse av ulike effektbelastninger og COP på varmepumpa**

Videre analyse av COP på varmepumpa, og om en jevnere effektbelastning for tappevann vil øke effektiviteten anbefales. Det er i denne analysen kun benyttet målinger fra anlegget, men for videre arbeid på dette kan det være hensiktsmessig å simulere driften med forskjellige effektbelastninger.

- **Analyse av FCU**

I denne oppgaven er det valgt å ikke inkludere påvirkning fra fan coil unit og kjølesystemet i energisentralen. Det vil være interessant å se nærmere på i hvor stor grad kjølesystemet bidrar til å øke temperaturen på kollektorrøskan fra brønnparken før den sendes til varmepumpa.

Referanser

- [1] Klima- og miljødepartementet. *EUs klimaplan for 2030*. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2020/okt/eus-klimaplan-for-2030-/id2783480/> (sjekket 30.09.2022).
- [2] European Commission. *Renovation wave*. 2020. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/renovation-wave_en (sjekket 04.06.2023).
- [3] Statistisk Sentralbyrå. *Energibruk i husholdningene 2012*. 2014. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/pa-verdenstoppen-i-bruk-av-strom/> (sjekket 19.10.2022).
- [4] Statnett. *Om strømpriser*. 2022. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/> (sjekket 02.12.2022).
- [5] Statistisk Sentralbyrå. *Elektrisitetspriser*. 2022. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/09387/tableViewLayout1/> (sjekket 02.12.2022).
- [6] Oslo Economics / Asplan Viak. *Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge*. Rapport. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2020.
- [7] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirk-somhet*. 2017.
- [8] NTNU SINTEF. *ENØK i bygninger: effektiv energibruk*. 3. utg. Gyldendal Undervisning, 2007.
- [9] Jørn Stene. «2Arbeidsmedier2021.pdf». Upubliserte forelesningsslides. 2021.
- [10] Jørn Stene. *Natural Refrigerant CO₂, Module 5*. Tekn. rapp. Katholieke Hogeschool Limburg, 2009.
- [11] Jørn Stene. «Residential CO₂ Heat Pump System for Combined Space Heating and Hot Water Heating». Ph.d.-avh. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2004.
- [12] Henrik Halvorsen. *Analyse og optimalisering av CO₂-varmepumpe i idrettsanlegg*. Master-oppgave. 2020.
- [13] Varmepumpeinfo. *Nyttige begreper*. 2023. URL: <https://www.varmepumpeinfo.no/verdt-a-vite-om-varmepumper/nyttige-begreper> (sjekket 06.05.2023).
- [14] Jørn Stene. «5TermiskeBehov – dimensjonering2021.pdf». Upubliserte forelesningsslides. 2021.
- [15] Tonje Tangen. *Samtidighet i energibruk av bygningstekniske anlegg ved større anlegg*. Prosjektoppgave. NTNU, Institutt for Energi- og prosess-teknikk, 2022.
- [16] J. E. Ornbostad og K. M. Halvorsen. *Normguiden NEK 400:2018*. Elforlaget, 2018.
- [17] Øyvind Lie. «Mener vi kaster bort energi på altfor kraftige varmeanlegg». I: *Teknisk Ukeblad* (2016).
- [18] K. Stråby H. T. Walnum Å. L. Sørensen. *Energibruk til varmt tappevann*. Tekn. rapp. SINTEF Fag, 2021.
- [19] Standard Norge. *Bygningers energiytelse. Beregning av energibehov og energiforsyning*. Tekn. rapp. SN-NSPEK 3031:2021, 2021.
- [20] Enova. *Akkumulatortank*. URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/akkumulatortank/> (sjekket 13.05.2023).
- [21] Nord Pool. *Day-ahead prices, Oslo*. 2023. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table> (sjekket 05.05.2023).
- [22] Regjeringen. *Justerer innføringen av ny nettleiemodell*. 2022. URL: <https://www.regjeringen.no/no/no/aktuelt/justerer-innforingen-av-ny-nettleiemodell/id2911788/> (sjekket 16.05.2023).
- [23] Elvia. *Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter med årsforbruk over 100.000 kWh*. 2023. URL: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-med-arsforbruk-over-100000-kwh/> (sjekket 16.05.2023).

- [24] Elvia. *Nettleiepriser for bedrifter og næring*. 2023. URL: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-for-bedrifter-og-naering/> (sjekket 20.05.2023).
- [25] AF Gruppen. *Billinstad Energisentral*. 2019. URL: <https://afgruppen.no/prosjekter/energi/billingstad-energisentral/> (sjekket 22.03.2023).
- [26] Georg Mathisen. «Heller ett varmeanlegg enn fire energisentraler». I: *NemiTek* (2020).
- [27] AF Gruppen. *Felles energisentral på Vestre Billingstad*. 2023. URL: <https://afgruppen.no/prosjekter/energi/billingstad-energisentral-forprosjekt/> (sjekket 25.05.2023).
- [28] JM Norge. *Vestre Billingstad*. 2023. URL: https://www.jm.no/viken-fylke/asker-kommune/vestre-billingstad/?gclid=CjwKCAjwzuqgBhAcEiwAdj5dRnp7knEqbd7Bfxw76WUptKf-4xh7SsJ_UZP_gz1uHiLUygfXY4PC5xoCBFsQAvD_BwE#modal (sjekket 22.03.2023).
- [29] Ferd Eiendom. *Vestre Billingstad*. 2023. URL: <https://ferdeiendom.no/prosjekter/vestre-billingstad/> (sjekket 29.04.2023).
- [30] Asker Kommune. *Områdeplan for Vestre Billingstad*. 2016. URL: https://www.aker.kommune.no/contentassets/115eef1ff0f54daf80ffbee286d4a9b0/2016_11_07_vestre_billingstad_presentasjon_for_bygningsradet.pdf (sjekket 22.03.2023).
- [31] Norges Geologiske Undersøkelse. *Borehull - dyp til fjell - med berggrunn og strukturmålinger*. 2023. URL: https://geo.ngu.no/kart/granada_mobil/?lang=nor&extent=261943.2427191403%5C%2C7025596.2476109825%5C%2C264250.5962347653%5C%2C7026626.2925328575&map=19 (sjekket 22.03.2023).

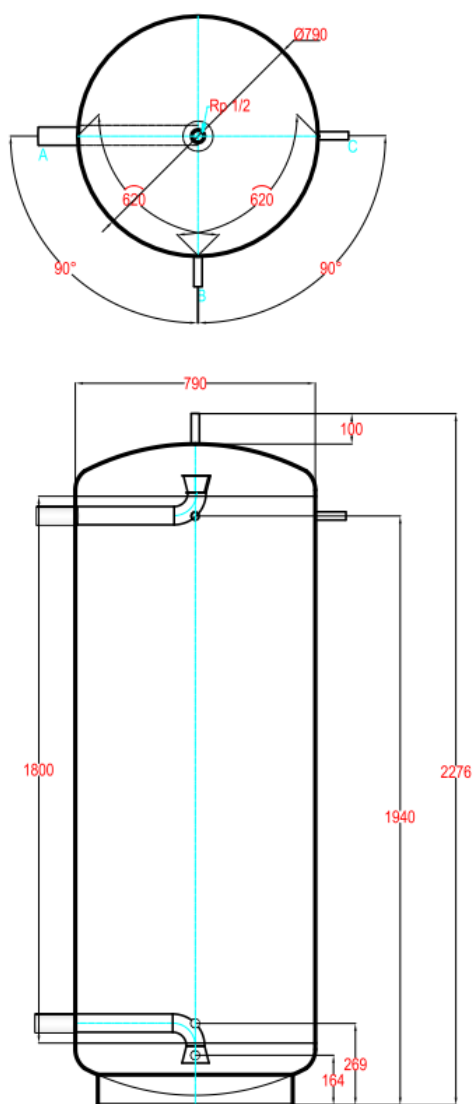
Appendix

A Energibrønner



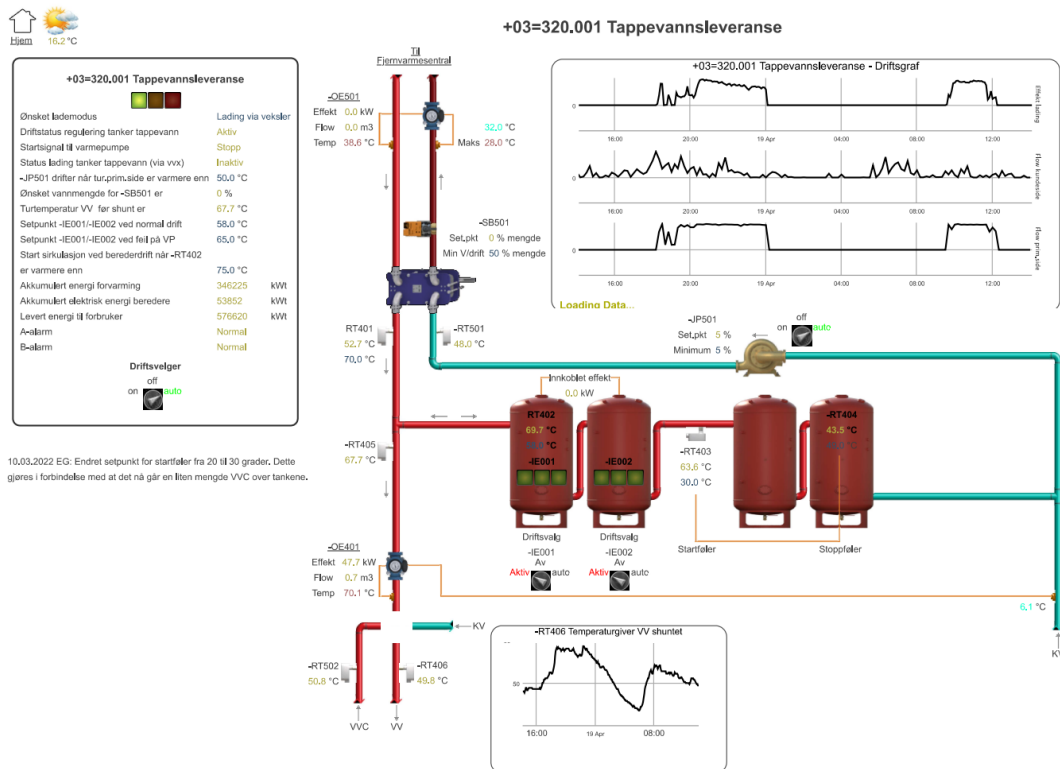
Figur 64: Kart over området og hvor energibrønnene er boret [31].

B Akkumulatortanker



Figur 65: Dimensjoner på akkumulatortankene i kundesentralene.

C SD-anlegg



Figur 66: Bilde fra SD-anlegg til kundesentral 1.



+05=320.001 Tappevannsløyper

Ønsket ledemodus ■ ■ ■ Lading via vekselr

Driftstatus regulering tanker tappevann Aktiv

Startsignal til varmpumpe Start

Status lading tanker tappevann (via vvx) Aktiv

-JP501 drifter når tur.prim.side er varmere enn 50,0 °C

Ønsket varmemengde for -SB501 er 98 %

Turtemperatur VV før shunt er 65,5 °C

Setpunkt -IE001-IE002 ved normal drift 60,0 °C

Setpunkt -IE001-IE002 ved feil på VP 65,0 °C

Start sirkulasjon ved bereddrift når -RT402 er varmere enn 67,0 °C

Akkumulert energi forvarming 239757 kWh

Akkumulert elektrisk energi bereder 12881 kWh

Levert energi til forbruker 489500 kWh

A=alarm Normal

B=alarm Normal

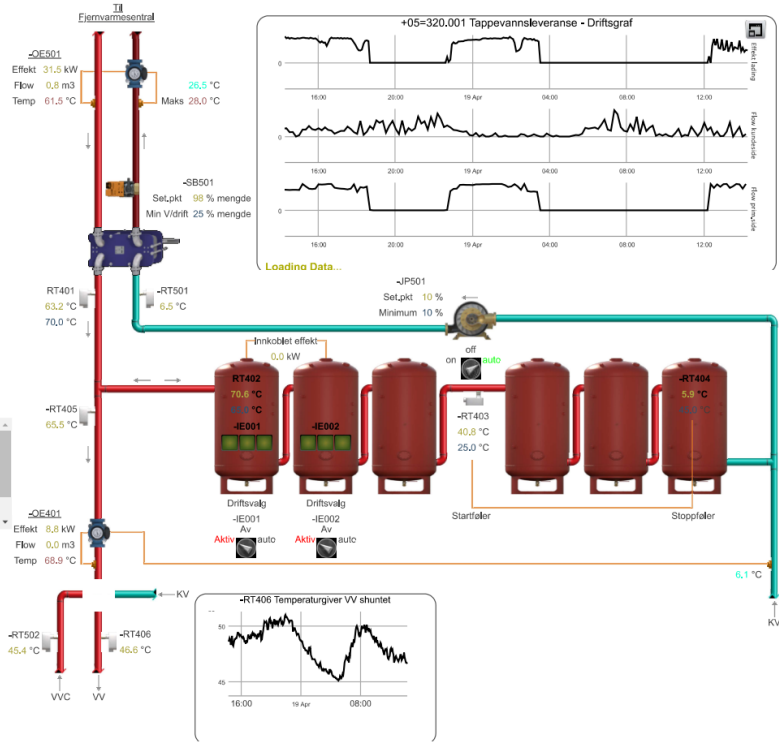
Driftsvelger off auto

EG: 8/10 ser JP501 står i on på SD, endret dette til auto til 10.14

JL: 11/10 pumpe satt tilbake til normal på display, lading fungerer, Stillt ned minimum fra 60% til 10% på pumpe.

EG:9/12 Justert startfeiler til (RT403) til 36 grader. Det virker som Det er for mye flow fra VVC inn mellom tankene. NESTE GANG NOEN ER

+05=320.001 Tappevannsløyper



Figur 67: Bilde fra SD-anlegg til kundesentral 2.



+06=320.001 Tappevannsløyper

Ønsket ledemodus ■ ■ ■ Lading via vekselr

Driftstatus regulering tanker tappevann Aktiv

Startsignal til varmpumpe Start

Status lading tanker tappevann (via vvx) Inaktiv

-JP401 drifter når tur.prim.side er varmere enn 60,0 °C

Ønsket ventilposisjon for -SB501 er 55 %

Turtemperatur VV før shunt er 41,6 °C

Setpunkt -IE001 ved normal drift 42,0 °C

Setpunkt -IE001 ved feil på VP 60,0 °C

Start sirkulasjon ved bereddrift når -RT402 er varmere enn 55,0 °C

Akkumulert energi forvarming 12351 kWh

Akkumulert elektrisk energi bereder 272 kWh

A=alarm Alarm

B=alarm Normal

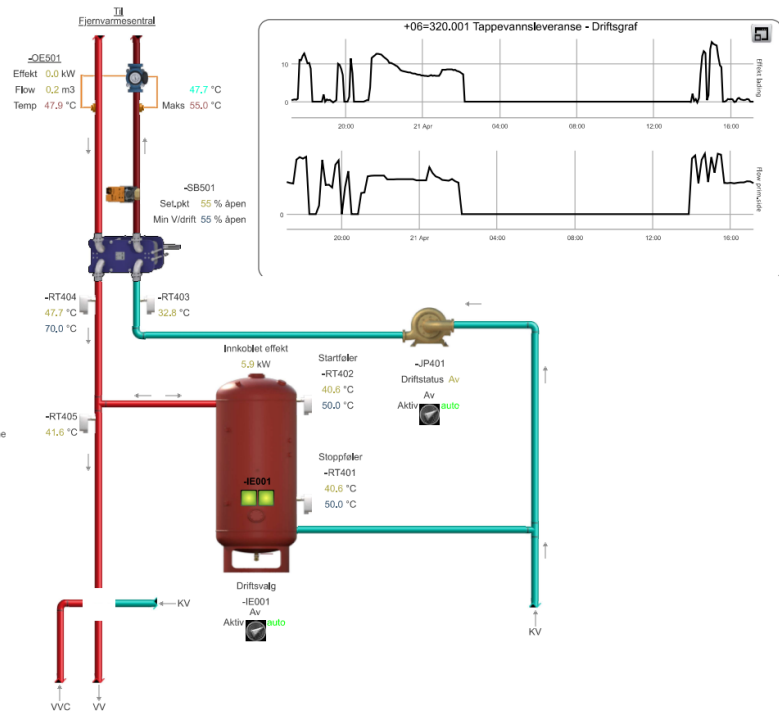
Driftsvelger off auto

EG 26/01: Satt pumpe og driftsvelger i auto. Ser ut som drift parametrene på SB501 og JP er ok slik det er nå.

EG:26/8-22: Prøver å endre maks tillatt retur til 55 grader, og min Vidrift på SB501 fra 65 til 90%

EG:2/9-22: Oppdaget at stopfeiler verdien er lnket til RT403 og ikke RT 401

+06=320.001 Tappevannsløyper



Figur 68: Bilde fra SD-anlegg til kundesentralen til Barnehagen.

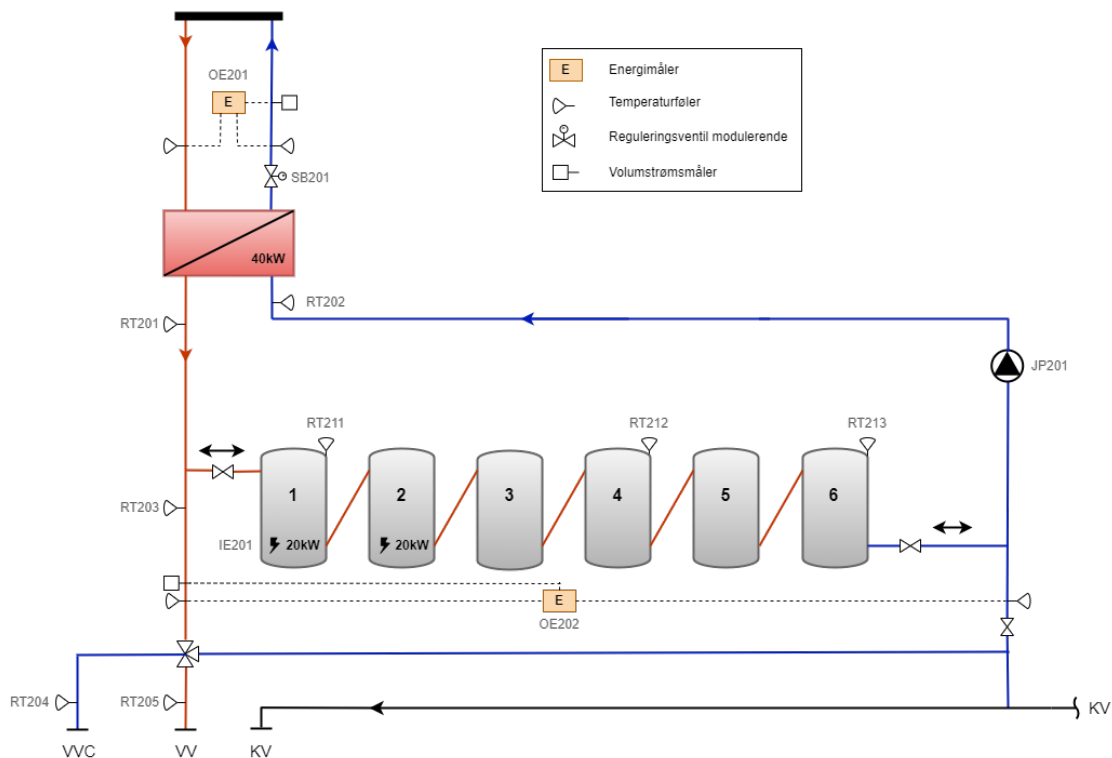
D Måleinstrumenter og datalagring

D.1 Energisentral

Tabell 24: Oversikt over sensorer i Billingstad energisentral.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
RP001	Trykkmåler før FCU	x	
RT001	Temperaturmåler ut fra brønnpark	x	
RT002	Temperatur tilbake til brønnpark	x	
RP002	Trykkmåler tilbake til brønnpark	x	
RP003	Trykkmåler etter FCU	x	
JP001	Sirkulasjonspumpe til FCU		x
SB001	Reguleringsventil FCU	x	
RT003	Temperaturmåler tur FCU	x	x
JP002	Sirkulasjonspumpe primærside varmpumpe		x
JP003	Sirkulasjonspumpe primærside varmpumpe		x
RP004	Trykkmåler før varmpumpe	x	
RP005	Trykkmåler før varmpumpe	x	
RT004	Temperaturmåler før varmpumpe	x	
RT005	Temperaturmåler før varmpumpe	x	
SB002	Reguleringsventil ut fra varmpumpe	x	
SB003	Reguleringsventil ut fra varmpumpe	x	
RT006	Temperaturmåler tur høytemperaturkrets	x	
RT007	Temperaturmåler tur lavtemperaturkrets	x	
RT008	Temperaturmåler retur lavtemperaturkrets	x	
RT009	Temperaturmåler retur høytemperaturkrets	x	
OE001	Energimåler høytemperaturkrets	x	
-	Volumstrømmåler høytemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler tur høytemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler retur høytemperaturkrets	x	
OE002	Energimåler lavtemperaturkrets	x	
-	Volumstrømmåler lavtemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler tur lavtemperaturkrets	x	
-	Temperaturmåler retur lavtemperaturkrets	x	
JP004	Sirkulasjonspumpe høytemperaturkrets		x
JP005	Sirkulasjonspumpe lavtemperaturkrets		x
JP006	Sirkulasjonspumpe varmeveksler etter elkjeler		x
SB004	Reguleringsventil for elkjeler lavtemperaturkrets	x	
SB005	Reguleringsventil for elkjeler lavtemperaturkrets	x	
RT010	Temperaturmåler retur fra elkjeler	x	
SB006	Reguleringsventil for elkjeler høytemperaturkrets	x	
SB007	Reguleringsventil for elkjeler høytemperaturkrets	x	
RT011	Temperaturmåler tur tappevannsdistribusjon	x	x
RT012	Temperatur tur distribusjon romoppvarming	x	x
IE001	Effektforbruk varmpumpe	x	
IE002	Effektforbruk elkjeler	x	

D.2 Kundesentral 2

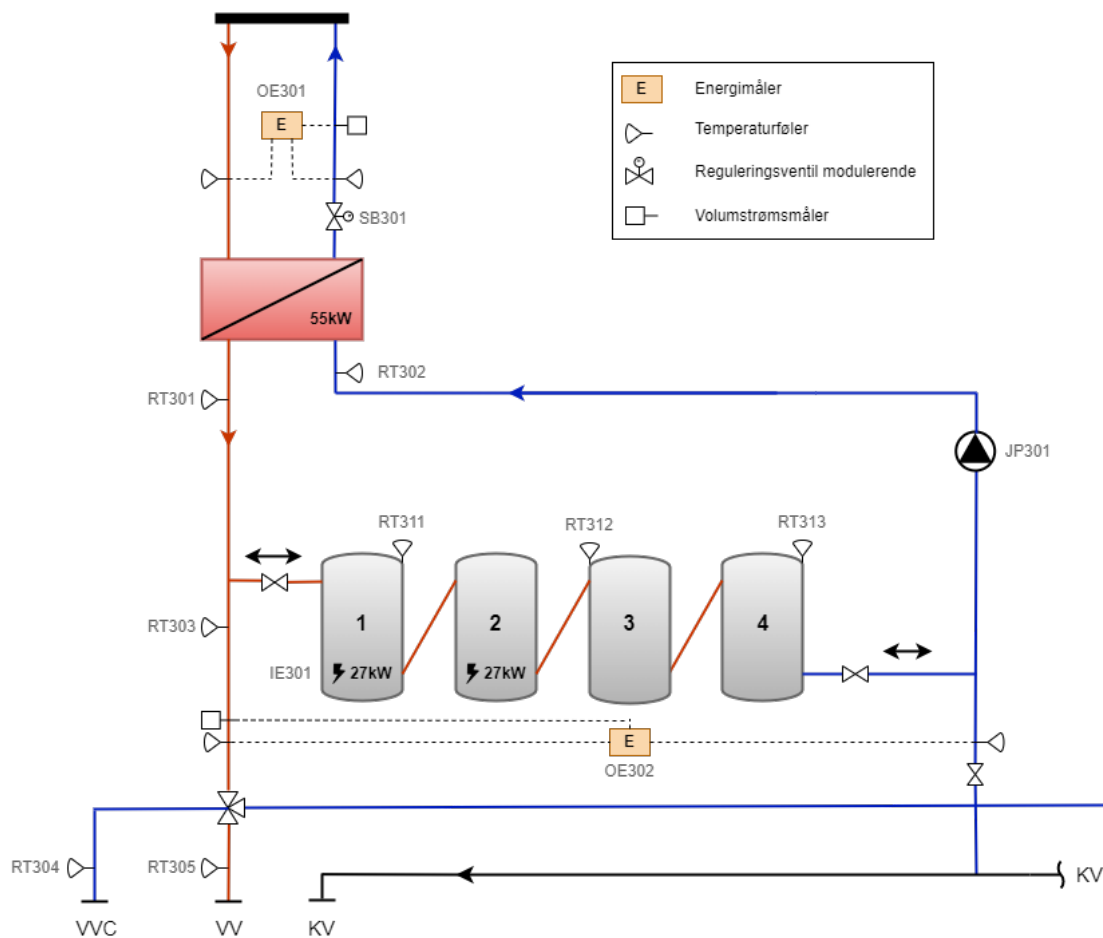


Figur 69: Skisse av kundesentral 2 med navngitt instrumentering.

Tabell 25: Oversikt over sensorer i kundesentral 2.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE201	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT201	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT202	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT203	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
OE202	Energimåler levert tappevann	x	
-	Vannstrømmåler før reguleringsventil	x	
-	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
-	Temperaturmåler kaldtvanninntak	x	
RT204	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT205	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT211	Temperatur tank 1	x	x
RT212	Temperatur tank 4	x	x
RT213	Temperatur tank 6	x	x
SB201	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP201	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE201	Effektforbruk elkolber	x	

D.3 Kundesentral 3

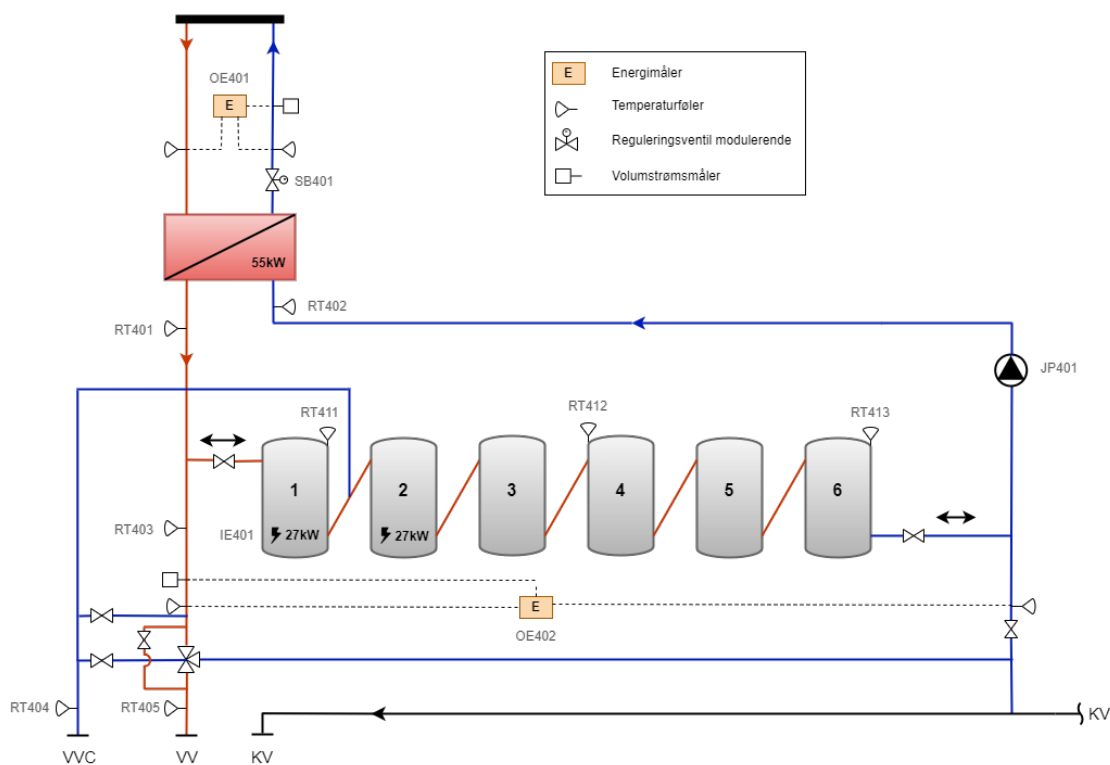


Figur 70: Skisse av kundesentral 3 med navngitt instrumentering.

Tabell 26: Oversikt over sensorer i kundesentral 3.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE301	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT301	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT302	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT303	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
OE302	Energimåler levert tappevann	x	
-	Vannstrømmåler før reguleringsventil	x	
-	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
-	Temperaturmåler kaldtvanninntak	x	
RT304	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT305	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT311	Temperatur tank 1	x	x
RT312	Temperatur tank 3	x	x
RT313	Temperatur tank 4	x	x
SB301	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP301	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE301	Effektforbruk elkolber	x	

D.4 Kundesentral 4

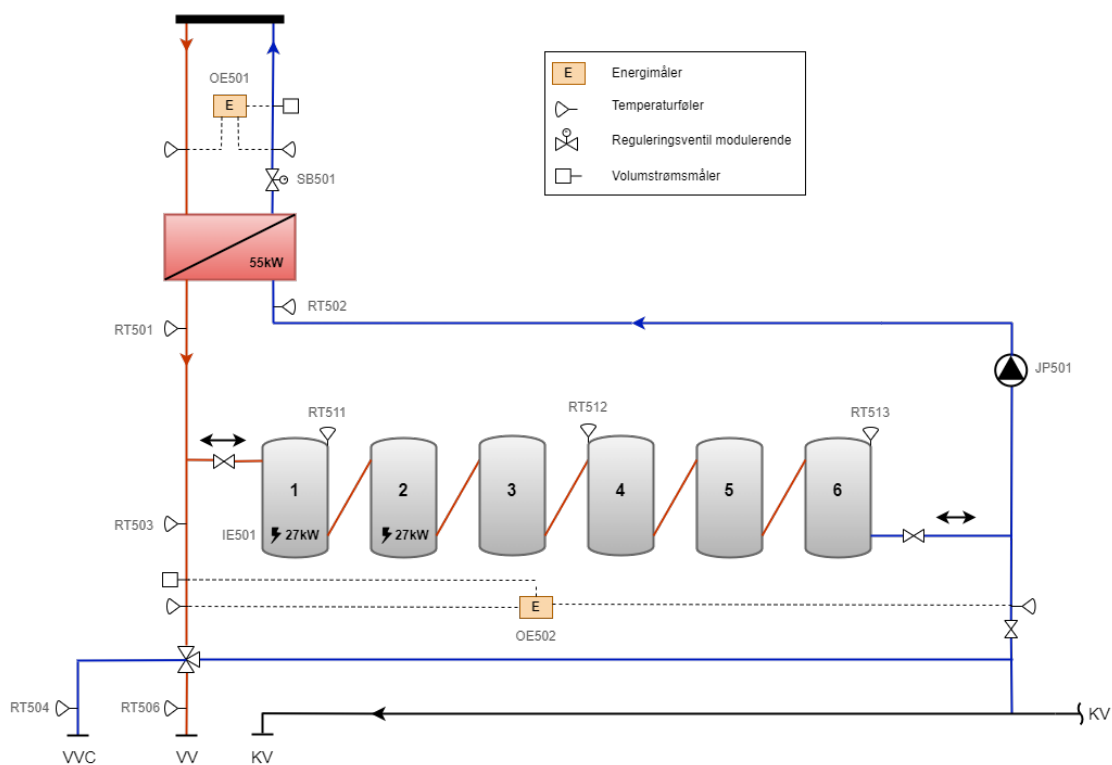


Figur 71: Skisse av kundesentral 4 med navngitt instrumentering.

Tabell 27: Oversikt over sensorer i kundesentral 4.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE401	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT401	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT402	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT403	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
OE402	Energimåler levert tappevann	x	
-	Vannstrømmåler før reguleringsventil	x	
-	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
-	Temperaturmåler kaldtvanninntak	x	
RT404	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT405	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT411	Temperatur tank 1	x	x
RT412	Temperatur tank 4	x	x
RT413	Temperatur tank 6	x	x
SB401	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP401	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE401	Effektforbruk elkolber	x	

D.5 Kundesentral 5

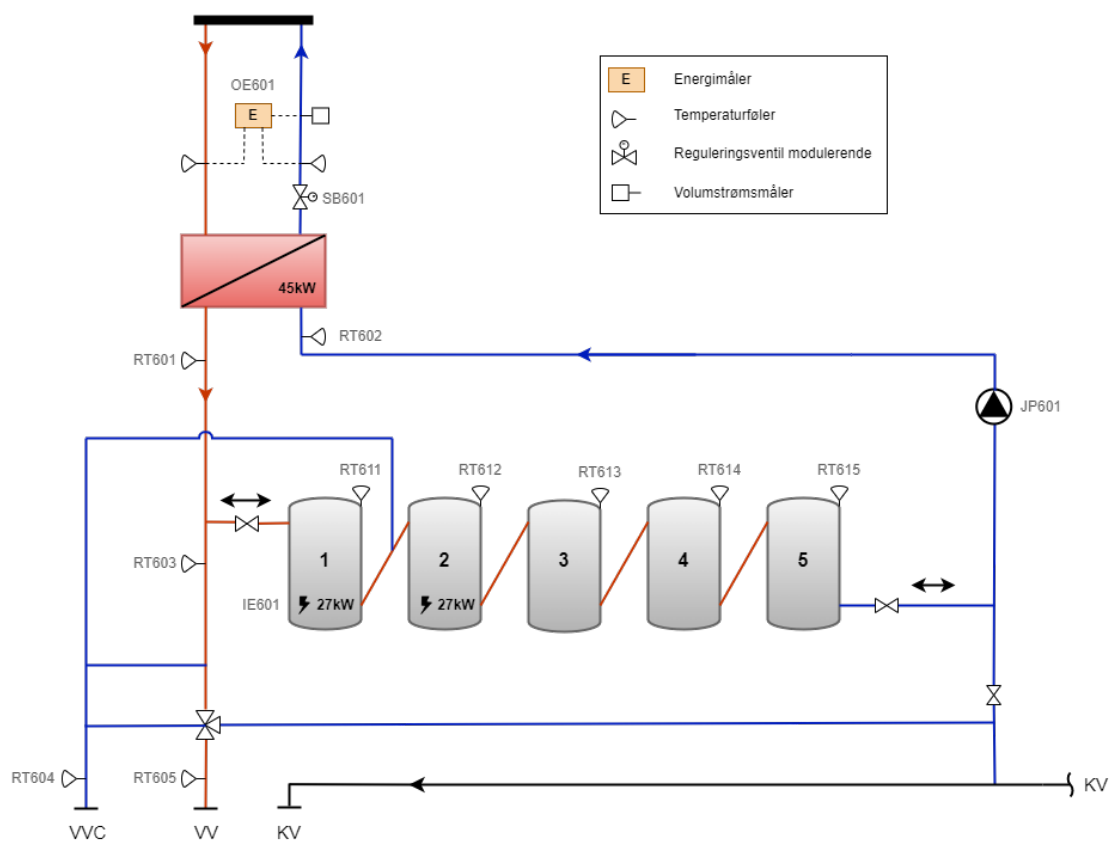


Figur 72: Skisse av kundesentral 5 med navngitt instrumentering.

Tabell 28: Oversikt over sensorer i kundesentral 5.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE501	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT501	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT502	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT503	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
OE502	Energimåler levert tappevann	x	
-	Vannstrømmåler før reguleringsventil	x	
-	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
-	Temperaturmåler kaldtvanninntak	x	
RT504	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT505	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT511	Temperatur tank 1	x	x
RT512	Temperatur tank 4	x	x
RT513	Temperatur tank 6	x	x
SB501	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP501	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE501	Effektforbruk elkolber		

D.6 Kundesentral 6

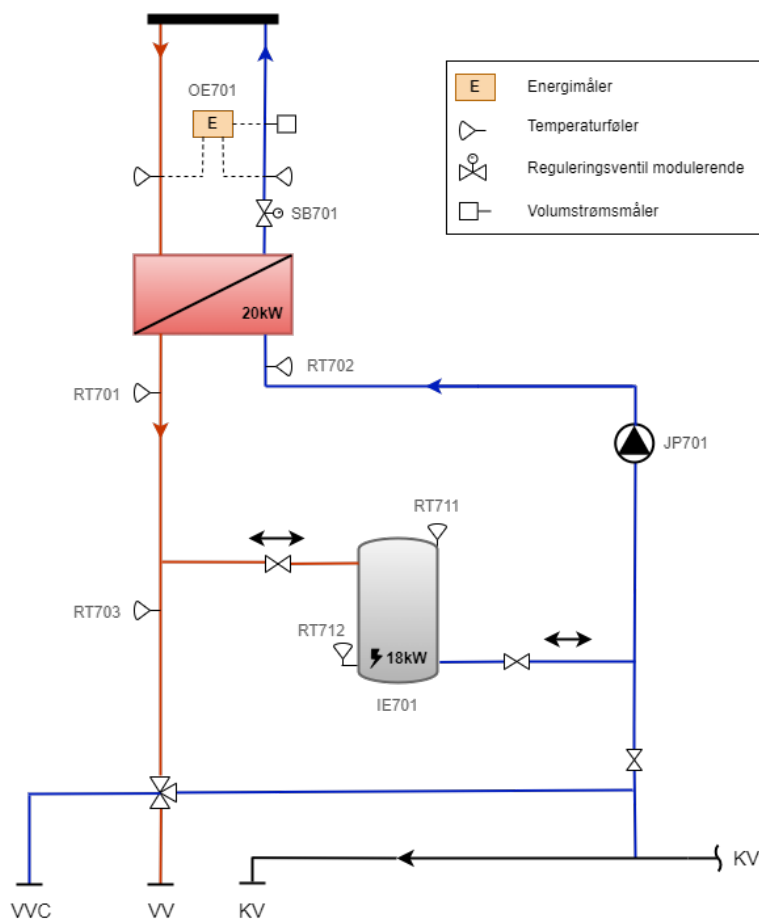


Figur 73: Skisse av kundesentral 6 med navngitt instrumentering.

Tabell 29: Oversikt over sensorer i kundesentral 6.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE601	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT601	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT602	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT603	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
RT604	Temperatur retur sirkulasjon	x	
RT605	Temperatur tur tappevannsleveranse	x	
RT611	Temperatur tank 1	x	x
RT612	Temperatur tank 2	x	
RT613	Temperatur tank 3	x	x
RT614	Temperatur tank 4	x	
RT615	Temperatur tank 5	x	x
SB601	Reguleringsventil primærside varmeveksler	x	x
JP601	Sirkulasjonspumpe	x	x
IE601	Effektforbruk elkolber	x	

D.7 Kundesentral barnehage



Figur 74: Skisse av kundesentralen til barnehagen med navngitt instrumentering.

Tabell 30: Oversikt over sensorer i kundesentralen til barnehagen.

Sensor	Beskrivelse	Data lagres	Styring
OE701	Energimåler forvarming tappevann	x	
-	Vannstrømmåler primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler tur primærside varmeveksler	x	
-	Temperaturmåler retur primærside varmeveksler	x	
RT701	Temperaturmåler tur sekundærside varmeveksler	x	x
RT702	Temperaturmåler retur sekundærside varmeveksler	x	
RT703	Temperaturmåler tur etter tanker	x	
RT711	Temperatur tank topp	x	x
RT712	Temperatur tank bunn	x	x
SB701	Reguleringventil primærside varmeveksler	x	x
JP701	Sirkulasjonspumpe	x	
IE701	Effektforbruk elkolber	x	

