

Ragnhild Klefstad  
Synne Elise Høiby  
Una Charlotte Næss

## Potensialet for optimalisering av fjernvarmeforbruk i eksisterende bygg

Hva er det økonomiske potensialet ved å optimalisere forbruket av fjernvarme?  
Hovedfokus på eksisterende bygg uten at det går utover komforten til brukerne.

Bacheloroppgave i Fornybar energi  
Veileder: Kjell Kolsaker





Fakultet for ingeniørvitenskap

Institutt for energi- og prosesseteknikk

## Bacheloroppgave

<b>Oppgavens tittel</b> Potensialet for optimalisering av fjernvarmeforbruk i eksisterende bygg <b>Project title</b> Potential for optimization of district heating in existing buildings	<b>Gitt dato</b> 09.01.2019
	<b>Innleveringsdato</b> 24.05.2019
	<b>Antall sider rapport / sider vedlegg</b> 49 / 7
<b>Gruppetakere</b> Ragnhild Klefstad Synne Elise Høyby Una Charlotte Næss	<b>Veileder</b> Kjell Kolsaker Førsteamanuensis, NTNU kjell.kolsaker@ntnu.no 735 92 509
<b>Studieretning</b> Fornybar energi, ingeniør	<b>Prosjektnummer</b> FEN1910
<b>Oppdragsgiver</b> TrønderEnergi Kraft AS	<b>Kontaktperson hos oppdragsgiver</b> Gro Klæboe / 481 64 632

Fritt for publisering

Midlertidig båndlagt

Fritt for publisering etter





## Forord

Dette er en bacheloroppgave om optimalisering av fjernvarmeanlegg i eksisterende bygg og skrives i samarbeid med TrønderEnergi. Bacheloroppgaven skrives ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) og veier 20 studiepoeng. Rapporten er den avsluttende oppgaven for ingeniørutdanningen innen fornybar energi.

Hensikten med oppgaven er å lage en optimaliseringsmodell for fjernvarmeanlegg i eksisterende bygg. Gjennom å optimalisere fjernvarmebruken i to eksisterende bygg, Øya Helsehus og Energibygget, ønsker vi å redusere utgiftene for fjernvarme i disse to byggene.

Vi ønsker å takke vår veileder Kjell Kolsaker, førsteamanuensis ved NTNU, for veiledning. Takk til vår eksterne veileder ved TrønderEnergi Gro Klæboe, PhD kraftmarkedsanalytiker, for hjelpen med å skaffe data fra byggene vi har sett på, og hjulpet oss med å kommet i kontakt med riktige personer når vi har lurt på noe. Vi ønsker også å takke Didrik Rønning, driftsansvarlig ved Øya Helsehus for omvisning og informasjon om Øya Helsehus. En siste takk rekkes også til SGP Armatec AS og Statkraft Varme AS for nyttig informasjon.

24. mai 2019

S. Elise Høiby

Synne Elise Høiby

Ragnhild Klefstad

Ragnhild Klefstad

Una Charlotte Næss

Una Charlotte Næss

# Sammendrag

Rapporten ser på fortjenesten ved å benytte et termisk energilager for å redusere faktureringen av fjernvarme for næringskunder. En akkumulatortank er blitt benyttet for å se om det kan være lønnsomt. Dette er gjort med utgangspunkt i problemstillingen: Hva er det økonomiske potensialet ved å optimalisere forbruket av fjernvarme? Det skal fokuseres på eksisterende bygg uten at det går utover komforten til brukerne.

Det er gjennomført en litteraturstudie om termisk energi, akkumulatortanker, fjernvarmesystemer og fakturering av fjernvarme. For å svare på problemstillingen er det utarbeidet en optimaliseringsmodell. Den tar utgangspunkt i et effektkutt som gir en ny verdi for den største effekttoppen. Ved å gjøre et slikt kutt må volumet av akkumulatortanken beregnes for hvor mye varmeenergi som må flyttes. Modellen er benyttet til å beregne besparelsen som er mulig å oppnå ved å installere en akkumulatortank på Øya Helsehus og Energibyget.

Modellen viser at et like stort kutt vil være lønnsomt for begge byggene, selv om Øya Helsehus har en effekttopp på 700 kW og Energibyget kun har en effekttopp på 200 kW. Det er konkludert med at det handler ikke bare om størrelsen på effekttoppen, men mest av alt om formen og hvilken prisklasse i effektleddet den ligger i. For et bygg med lavt energiforbruk og en kurve som er spiss, som vil si at bygget har et ujevnt forbruk, vil gi de beste forutsetningene for installering av en akkumulatortank. For et bygg med høyt energiforbruk og et jevnt forbruk vil det ikke være like lønnsomt med installasjon av en akkumulatortank, men det kan fortsatt være lønnsomt.

## Abstract

The report looks into the possible profits by using a thermal energy storage to reduce the cost of district heating, an accumulator tank has been used to examine if it can be profitable. The intention of the report is to answer the following: What is the economic potential of optimizing the consumption of district heating? The focus being on existing buildings without compromising the comfort of the users.

A literature study has been conducted on thermal energy, accumulator tanks, district heating systems and district heating billing. To answer the intention, an optimization model has been created. It is based on the cut of power that gives a new value for the largest peak power. The volume of the corresponding accumulator tank is calculated for the amount of heat energy that must be moved. The model is used to calculate the savings that can be achieved by installing an accumulator tank at Øya Helsehus and Energibyget.

The model shows that an equally large cut will be most profitable for both buildings, even though Øya Helsehus has a peak power of 700 kW and Energibyget only has a peak power of 200 kW. It has been concluded that it is not just about the size of the peak power, but most of all about the shape and the price range it is located in. For a building with uneven energy consumption, which is shown by a low energy consumption and a uneven curve, will provide the best conditions for installing an accumulator tank. It will not be as profitable to install an accumulator tank for a building with high energy consumption and an even consumption. A building with less than optimal conditions can still profit from the installation of an accumulator tank.

## Begreper og symboler

$A$	Areal [m <sup>2</sup> ]
$C_p$	Varmekapasitet [kJ/(kg * K)]
$C_t$	Kontantstrømmen [kr]
$C_0$	Investering [kr]
$m$	Masse [kg]
$NV$	Nåverdi [kr]
$P$	Effekt [kW]
$Q$	Termisk energi [kWh]
$r$	Diskonteringsrenten [%]
$T$	Temperatur [°C]
$t$	Levetid [år]
$V$	Volum [m <sup>3</sup> ]
$\rho$	Tetthet [kg/m <sup>3</sup> ]

## Figurer

1	Skjematisk tegning av energilagringprosessen. [6] . . . . .	4
2	Ulike akkumulatortanker. [11] . . . . .	6
3	Skjematisk tegning av et fjernvarmesystem. [12] . . . . .	7
4	Brenselsmiks i Trondheim. [15] . . . . .	8
5	Diagram som viser prisutviklingen for effektledet. [Egen illustrasjon] . . .	10
6	Energikarakter og oppvarmingskarakter for energimerking av bygg. [27] . .	13
7	Ett av ventilasjonsanleggene med varmebatteri. [Eget bilde] . . . . .	15
8	Øya helsehus ved St. Olavs. [Eget bilde] . . . . .	16
9	TrønderEnergis kontorer i Energibyget ved Lerkendal. [Eget bilde] . . . .	18
10	Forbruk og temperatur i løpet av et år på Øya Helsehus. . . . .	21
11	Forbruk og temperatur i løpet januar 2019 på Øya Helsehus . . . . .	22
12	Varighetskurve for januar 2019 Øya Helsehus. . . . .	22
13	Forbruk hver dag i januar 2019 på Øya Helsehus. . . . .	23
14	Forbruk og temperatur i løpet januar 2019 på Energibyget. . . . .	24
15	Varighetskurve for januar 2019 Energibyget . . . . .	25
16	Forbruk hver dag i januar 2019 på Energibyget. . . . .	25
17	Skjematisk tegning av energilageret. [Egen illustrasjon] . . . . .	27
18	Kutt av effekttopp - Energibyget. . . . .	29
19	Prosessen for å finne størrelsen på tanken. [Egen illustrasjon] . . . . .	30
20	Forbruk og utetemperatur 23. januar 2019 - Øya Helsehus. . . . .	32
21	Forbruk og utetemperatur 24. januar 2019 - Energibyget. . . . .	33
22	Investering og besparelse per måned og nåverdi plottet mot volum - Øya Helsehus. . . . .	35
23	Investering og besparelse per måned og nåverdi plottet mot volum - Energi- bygget. . . . .	35
24	Dagene med høyeste effekttopper i vintermånedene - Øya Helsehus. . . . .	36
25	Dagene med høyeste effekttopper i vintermånedene - Energibyget. . . . .	37
26	Tre verdier i mars 2018 skiller seg ut fra resten av målingene. . . . .	iii
27	To måleverdier skiller seg ut for kontorbygget mars 2018. . . . .	iv

## Tabeller

1	Oversikt over de ulike etasjene i Øya Helsehus. . . . .	14
2	Oversikt over de ulike etasjene i Energibyget. . . . .	17
3	Utdrag av de viktigste resultatene - Utgangspunkt 1. . . . .	34
4	Utdrag av de viktigste resultatene - Utgangspunkt 2. . . . .	37

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>II</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>III</b>
<b>Abstract</b>	<b>IV</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
<b>2 Teori</b>	<b>2</b>
2.1 Optimalisering . . . . .	2
2.2 Termisk energi . . . . .	2
2.2.1 Termisk effekt . . . . .	2
2.3 Termisk lagring . . . . .	3
2.3.1 Ulike typer varmelagring . . . . .	3
2.3.2 Termisk energilagringssprosess . . . . .	4
2.4 Akkumulatortank . . . . .	5
2.5 Fjernvarme . . . . .	7
2.5.1 Fjernvarmesystem . . . . .	7
2.5.2 I Trondheim . . . . .	8
2.6 Varmevekslere . . . . .	9
2.7 Fakturering av fjernvarme . . . . .	9
2.7.1 Energiledet . . . . .	10
2.7.2 Effektledet . . . . .	10
2.7.3 Volumledet . . . . .	11
2.8 Styringsystemer . . . . .	11
2.9 Inneklima . . . . .	12
2.10 Energimerking av bygg . . . . .	13
2.11 Om byggene . . . . .	14
2.11.1 Øya Helsehus ved St. Olavs . . . . .	14
2.11.2 Energibyget på Lerkendal . . . . .	17
2.12 Varighetskurve . . . . .	18
2.13 Nåverdi . . . . .	19

<b>3</b>	<b>Metoder</b>	<b>20</b>
3.1	Beskrivelse av data . . . . .	20
3.1.1	Øya Helsehus . . . . .	21
3.1.2	Energibyget . . . . .	23
3.2	Konseptbeskrivelse . . . . .	26
3.3	Antagelser . . . . .	26
3.4	Fremgangsmåte . . . . .	28
3.4.1	Ulike utgangspunkt . . . . .	31
<b>4</b>	<b>Resultater</b>	<b>32</b>
4.1	Utgangspunkt 1 . . . . .	32
4.2	Utgangspunkt 2 . . . . .	35
<b>5</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>38</b>
5.1	Antagelser . . . . .	38
5.2	Sammenligning av resultater . . . . .	40
5.3	Komforten til brukerne av bygget . . . . .	44
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>45</b>
	<b>Vedlegg</b>	<b>i</b>
<b>A</b>	<b>TrønderEnergis nettleieavtale</b>	<b>i</b>
<b>B</b>	<b>Avtale fjernvarme</b>	<b>ii</b>
<b>C</b>	<b>Vasking av data - Øya Helsehus</b>	<b>iii</b>
<b>D</b>	<b>Flytskjema</b>	<b>v</b>
D.1	Forklaring av forkortelser og kode . . . . .	vi



# 1 Introduksjon

Det totale oppvarmingsbehovet til Trondheim by dekkes i dag med 30 % fjernvarme. Fjernvarmenettet i Trondheim leverer varmeenergi til ca. 10 000 privatkunder og ca. 900 næringskunder. Faktureringen av fjernvarme er ulik for disse to kundegruppene. Næringskunder blir økonomisk belastet for hvor mye effekt de bruker på en gang, dette kalles effektleddet. Effektleddet går ut i fra den høyeste timeverdien for effekt i løpet av en måned, og er en kostnad som vil komme i tillegg til kostnaden for energiforbruket.

Gruppen ville se på løsninger for å kutte effekttopper i eksisterende bygninger. Bakgrunnen for oppgaveformuleringen var at TrønderEnergi ønsket et fokus på fjernvarme. Oppdragsgiveren TrønderEnergi er et nettselskap som for det meste jobber med elektrisitet, derfor er det nyttig for dem å få tilgang på ny kunnskap knyttet til effektreduksjon for fjernvarme.

Oppgaven tar utgangspunkt i problemstillingen; Hva er det økonomiske potensialet ved å optimalisere forbruket av fjernvarme? Det skal fokuseres på eksisterende bygg uten at det går utover komforten til brukere. Oppgaven vil se på fortjenesten ved å benytte et termisk energilagring for å redusere faktureringen av fjernvarme. En akkumulatortank vil bli benyttet for å se om det kan være lønnsomt. Analysen av fjernvarmebruk tar for seg to næringsbygg, Øya Helsehus og Energibygget.

Oppgaven vil først ta for seg teorien bak problemstillingen. Viktige punkter i teorien er beskrivelse av termisk lagring og fjernvarmeanlegg, prosjektets to bygninger og økonomiske beregninger. Teoridelen er basert på litteraturstudiet utført i prosjektet. Metodedelen tar for seg analyse av fjernvarmedata i tillegg til modellen og dets antagelser. Deretter blir resultatene presentert og diskutert, og en konklusjon er gitt.

## 2 Teori

### 2.1 Optimalisering

I en optimaliseringsprosess jobbes det for å finne den beste løsningen, som også er gjennomførbar. Prosessen gjennomføres med gitte bestemmelser for å finne et optimum. Grunnlaget for en optimaliseringsmodell er de forhåndsbestemte betingelsene, og det utvikles en matematisk modell. Ut i fra denne modellen kan man variere de ulike parameterne og se hvilken innvirkning de har for modellens resultater. [1]

### 2.2 Termisk energi

Termisk energi kommer av energi som er lagret i graden av bevegelse i molekylene for et stoff. Prinsippet bak termisk energioverføring er at varme hele tiden vil bevege seg fra et sted med høy temperatur til et annet sted med lavere temperatur, det vil alltid gå fra varmt til kaldt. Overføringen av energi vil gå mer effektivt når temperaturdifferansen er stor. Denne termiske energien vil fortsette å bevege seg mellom de to stedene til termisk likevekt er oppnådd. Denne overføringen skjer gjennom tre forskjellige mekanismer [2, 3]:

- **Konveksjon:** er når varmeoverføringen skjer gjennom en strøm av gass eller væske fra et fast stoff.
- **Konduksjon:** også kalt varmeledning, er energioverføring fra energirike til mindre energirike partikler og kan forekomme i fast, flytende eller gassform.
- **Varmestråling:** er termisk energioverføring ved elektromagnetisk stråling.

#### 2.2.1 Termisk effekt

Termisk effekt er varmeenergi som enten er avgitt eller mottatt per tidsenhet, målinger for termisk effekt leses av i Watt [W]. Dette kan omformes til SI-enheter, altså Joule per sekund. En høy verdi for varmeeffekt betyr at det forbrukes mye varmeenergi i løpet av en kort tidsperiode, dette gir effekttopper. Effekttoppene bestemmer dimensjoneringen av fjernvarmeanleggene. De må kunne møte netto varmebehov til forbrukerne til enhver tid. [4, 5]

## 2.3 Termisk lagring

Termisk energilagring tar utgangspunkt i lagringsmetoder som innebærer oppvarming/kjøling, smelting/fast stoff, fordampning/kondensering og termokjemiske reaksjoner. Alle disse prosessene står i reversible par, det vil si at kulde eller varme frigjøres ved overgangen i disse lagringsparene. [3, 6]

Det finnes flere ulike løsninger for termisk lagring i bygninger, men prinsippene bak er de samme. Det handler om å lagre termisk energi over tid, enten for å balansere energibruken fra dag til natt eller f.eks. benytte seg av sommervarmen til å varme opp bygningen om vinteren. Variablene for et termisk lagringssystem er størrelsen på systemet og hvilken lagringsmetode man benytter seg av. [3, 6]

### 2.3.1 Ulike typer varmelagring

Varmelagring deles opp i tre grupper: latent, følbar og termokjemisk reaksjon.

Energilagring som frigjøres eller absorberes ved faseoverganger er latent varmelagring. Den vanligste faseovergangen i termiske lagringssystemer er å gå fra fast stoff til væske, ett eksempel på det er overgangen fra is til vann. Slike faseovergangsmaterialer kan benyttes i vegger for å kunne motstå store variasjoner i romtemperatur, da den termiske energien vil kunne lagres i veggene. [3, 6]

Termokjemisk varmelagring oppnås når en reversibel termokjemisk reaksjon med høy energioverføring er involvert. En viktig forutsetning for at det skal være mulig å reversere reaksjonen er at reaksjonsproduktene og varmen må lagres i adskilte deler. En stor fordel med denne typen varmelagring er at den gir den høyeste varmekapasiteten uten tap ved lagringsperioden. [3, 6]

Følbar varmelagring er den vanligste formen for termisk varmelagring. Prinsippet bak følbar varmelagring er at det er varmeenergi som lagres ved en temperaturendring i et stoff, og dette kan f.eks. være oppvarming av vann. Mye av grunnen til at vann ofte brukes ved termisk lagring er at det er en væske ved romtemperatur som har en høy varmekapasitet. Faste stoffer har gjerne høyere varmekapasitet, men en stor fordel med vann er at det er enkelt å transportere i rør ut til energiforbrukerne. Eksempler på andre

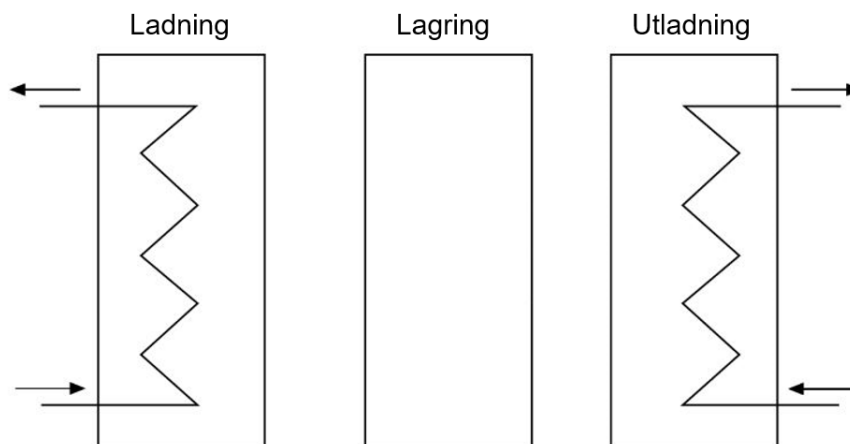
stoffer som benyttes er sand, stein, olje, leire, osv. Derfor vil avgjørelsen for hvilket stoff man ønsker å benytte som lagringsmateriale bli bestemt ut i fra varmekapasiteten, den tilgjengelige lagringsplassen og transporteringsmulighetene. [3, 6]

Likningen for energimengden som kan lagres i et stoff ved følbar varmelagring er gitt ved Likning 1. Varmekapasiteten er oppgitt som  $C_p$  i likningen, og denne verdien varierer ut i fra hvilket stoff som benyttes. En høy varmekapasitet gjør at stoffet inneholder stor mengde termisk energi. [3, 6]

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (1)$$

### 2.3.2 Termisk energilagringsprosess

Figur 1 viser en generell modell av en termisk energilagringsprosess i tre steg. Steg 1 er oppladning av systemet, denne modellen kan for eksempel representere oppvarming av vann i en tank ved bruk av solfangere. Prosessen vil først starte med at solen varmer opp vannet i solfangerne, deretter vil det varme vannet fra anlegget gå i en sløyfe som er knyttet til innsiden av tanken. Varmen i solfangersløyfa veksles med det kalde vannet i tanken, slik at varmen kan lagres. Ved steg 2 er det lagring av den termiske energien. Det oppvarmede vannet vil være lagret i en godt isolert tank, slik at kulde fra utsiden ikke vil trenge inn i tanken og kjøle ned vannet igjen. Til sist er det utladning av systemet, altså steg 3. Den termiske energien lagret i det oppvarmede vannet kan nå brukes til å gi varme til bygget en vinterdag. [3, 6]



**Figur 1:** Skjematisk tegning av energilagringsprosessen. [6]

## 2.4 Akkumulatortank

En akkumulatortank har i oppgave å lagre varmtvannet i et varmemagasin, akkurat som en termos. Energien lagret i varmemagasinet vil bli benyttet ved et senere tidspunkt, og det er da viktig at dette varmemagasinet har minimalt med varmetap over denne tidsperioden for å kunne virke som et mest mulig effektivt energilager. Slike installasjoner kan bidra til et jevnere og mer optimalt effektuttak ved å fordele den termiske effektbruken over døgnet. Samtidig vil det redusere størrelsen på toppene for fjernvarmeforbruket i bygningen. En annen fordel med benyttelse av en akkumulatortank er at den har et lite behov for vedlikeholdstiltak i løpet av levetiden. En tank har gjerne en levetid på cirka 20 - 30 år. [7-9]

Flere leverandører leverer modulbaserte løsninger. Dette gjør det enklere å montere, som betyr mindre arbeidstimer og billigere for kunden. I tillegg gir modulene kunden mulighet til å sette opp et modulsystem som er mest optimalt for dem selv. For å finne den beste løsningen for ulike bygg må det gjøres beregninger for hvert enkelt vannbårende oppvarmingssystem. Det finnes flere ulike typer akkumulatortanker, variablene for slike tanker er størrelsen, maksimalt driftstrykk, materialkvalitet og type isolasjon. [7, 9]

Ulike materialer som en tank kan bestå av er f.eks. rustfritt stål, karbonstål, fiberglass eller plast. For et vannbårent oppvarmingssystem koblet til fjernvarme må tanken tåle driftstrykket og temperaturen i rørsløyfa, derfor er en tank av plast eller fiberglass lite egnet. Derimot er tanker i enten rustfritt stål eller karbonstål godt egnet siden disse materialkvalitetene tåler påkjenningene. Av karbonstål og rustfritt stål er det rustfritt stål som definitivt er det dyreste materialet, men det er også det materialet som er resistent mot rust. Karbonstål kan galvaniseres eller lakeres for å bedre tankens evne til å motstå korrosjon. [10]

Hvor godt isolert akkumulatortanken er, kommer an på hvilken klassifisering den har i energimerkingen. Hver enkelt akkumulatortank har et eget energimerke. Skalaen strekker seg fra A til G, hvor A er toppverdien med minst varmetap. Tanken med A-klassifisering vil da være svært godt isolert, i forhold til en tank som er G-klassifisert. [8]

Driftstrykket er trykket påsatt fjernvarmeanlegget under drift. Driftstrykk for kundesentraler er normalt fra 0,6 MPa til 0,9 MPa. Dermed er konstruksjonstrykket, driftstrykket med en sikkerhetsmargin, 1,0 MPa. Dette trykket kan endres og det vannbårne varmeanlegget og kundesentralen kan dimensjoneres for et høyere driftstrykk. Det påsatte driftstrykket gjør det mulig å ha høyere temperaturer. For at temperaturen skal være høyere enn kokepunktet til fluidet må trykket i anlegget være høyere enn atmosfærisk trykk for at fluidet ikke skal fordampe. Et høyt driftstrykk er en fordel når det er store avstander. [5]

Begrensninger for selve installasjonen av akkumulatortanker kan være døråpninger og/eller takhøyden. En annen begrensning for installasjonen er lite areal. For å oppnå en høy akkumulatorkapasitet på få kvadratmeter kan det være mulig å kombinere flere tanker. Det anbefales å bruke like store tanker om man ønsker å sette sammen flere, men det er ikke et krav. Disse tankene kan kobles i serie eller parallell. Ved parallellkobling vil tankene lades synkront i motsetning til en seriekobling hvor den første tanken lades opp først før neste tank blir varmet opp. Det er viktig at akkumulatortankene installeres i tekniske rom som oppfyller våtrom spesifikasjonene på grunn av faren for lekkasjer fra tanken. For å forhindre unødvendig varmetap kan det være lurt at det tekniske rommet også er godt isolert og har oppvarming. [7, 9]

Temperatursjiktning i akkumulatortanker er også en veldig effektiv måte å oppnå best mulig utnyttelse av energien lagret i tanken. Sjiktning baserer seg på at kaldt vann synker til bunns og varmt vann stiger til topps. Akkumulatortanken kan derfor deles opp i ulike temperatursesjoner slik at inntak og uttak blir plassert ut i fra hvilken temperatur som er ønskelig i sløyfa. Ved å sende turvannet tilbake til det samme stedet som det ble sendt ut i fra tanken blir energitapet stort. Derfor er det viktig med disse seksjonene i tanken for å optimalisere energibruken. [7]



**Figur 2:** Ulike akkumulatortanker. [11]

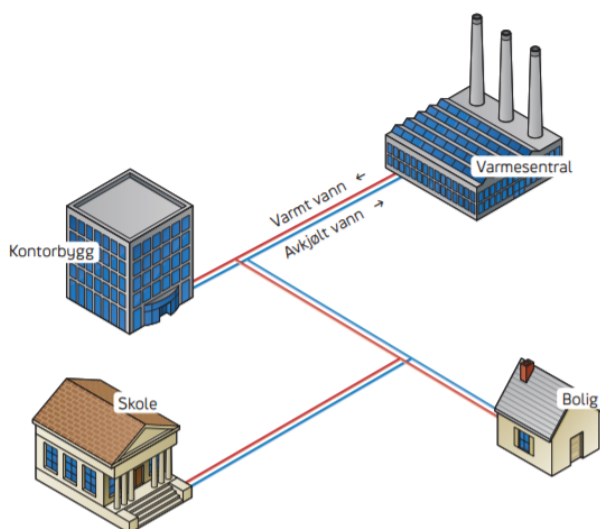
## 2.5 Fjernvarme

Fjernvarme er regnet som en fornybar energikilde, selv om det i produksjonen av varmeenergi er utslipp av klimagasser. Avfallet er et restprodukt fra innbyggerne som uansett må forbrennes og kun deler av det kan resirkuleres, derfor blir varmen fra forbrenningen av avfallet sett på som spillvarme. [12]

### 2.5.1 Fjernvarmesystem

Et fjernvarmesystem består av tre deler; en varmesentral, et rørnettverk og kundesentraler. Varmesentralen står for selve varmeproduksjonen, her kan vannet bli varmet opp av flere ulike energikilder. Ved grunnlast benyttes som regel varmeenergien fra avfallsbrenning, spillvarmen fra industrien eller brenning av biobrensler. Når effektbehovet når en topp, også kalt spisslast, må det benyttes fossile brensler eller elektrisitet i tillegg. [12]

Rørnettverket under bakken består av isolerte, trykksatte rør i en lukket sløyfe. Dette nettverket transporterer varmtvann til kundesentralene og det avkjølte vannet tilbake igjen til varmesentralen. For å kunne overføre energien fra vannet til byggene brukes kundesentraler med varmevekslere i hver bygning. Hele denne prosessen vil gå i en systemsyklus, se Figur 3. [12, 13]

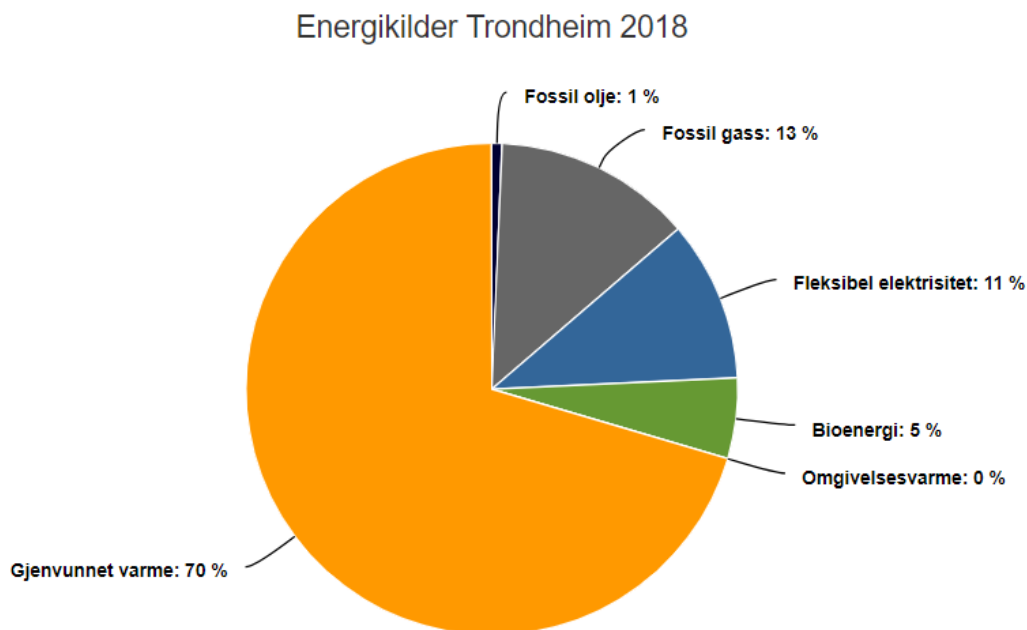


**Figur 3:** Skjematisk tegning av et fjernvarmesystem. [12]

### 2.5.2 I Trondheim

Utbyggingen av fjernvarme i Trondheim startet i 1982, og i dag dekker fjernvarmeanleggene 30 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i byen. Det leveres varme til ca. 10 000 boenheter og ca. 900 næringskunder. Hovedanlegget for oppvarming er Heimdal varmesentral, dette anlegget består av tre ovner hvor det forbrennes avfall. Alle de tre ovnene har et eget renselanlegg knyttet til seg hvor fjerning av forurensende partikler og gasser foregår. I 2017 var totalproduksjonen av varme på 635,3 GWh. [14]

Om man ser på brenselmiksen for Trondheim på Figur 4 er det tydelig at det er gjenvunnet varme som er den største energikilden med en andel på 70 %. I kategorien gjenvunnet varme finner man gjenvunnet gass, kraftvarme og spillvarme fra avfall og industrien. Hovedbrenselkilden til fjernvarmen i Trondheim er avfall som anlegget mottar fra hele Midt-Norge regionen. [12, 15]



**Figur 4:** Brenselmiks i Trondheim. [15]



## 2.6 Varmevekslere

Varmevekslere er en viktig del av fjernvarmeanlegg, det gjør det enkelt å overføre energien fra forsyningsanlegget til hvert enkelt vannbårne varmeanlegg. I de aller fleste varmevekslere overføres denne varmeenergien ved konduksjon. Varmevekslere er basert på at varmeenergi bli overført fra et sted med høy temperatur til et sted med lavere temperatur. [16]

Det finnes flere typer varmevekslere, den vanligste typen er rørvarmevekslere, mens andre vanlige typer er platevarmevekslere og direktekontakt varmevekslere. I tillegg til det termodynamiske designet er en annen viktig egenskap ved varmevekslere hvordan fluidstrømmene møtes. De vanlige er motstrøms, medstrøms og krysstrøms. I det vannbårne varmeanlegget som går gjennom bygget er det det termodynamiske prinsippet konveksjon som driver varmeenergien fra radiatorene ut i rommene for oppvarming. [16]

## 2.7 Fakturering av fjernvarme

Prinsippet for fakturering av fjernvarme er det samme som for fakturering av elektrisitet. Fjernvarmetariffen er i Vedlegg B, mens nettleie-tariffen for fakturering av strøm er i Vedlegg A. For fjernvarme er det ulik fakturering for ulike kundegrupper. Privatkunder har kun et energiledd, borettslag har et energiledd og volumledd, mens næringskunder har et energiledd, volumledd og effektledd. Næringskundene er derfor den eneste gruppen som får besparelser ved å kutte effekttopper for fjernvarme. [17]

Prisen for fjernvarme er lovfestet lavere enn elektrisitet. Følgende er bestemt i lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven), i § 5-5;

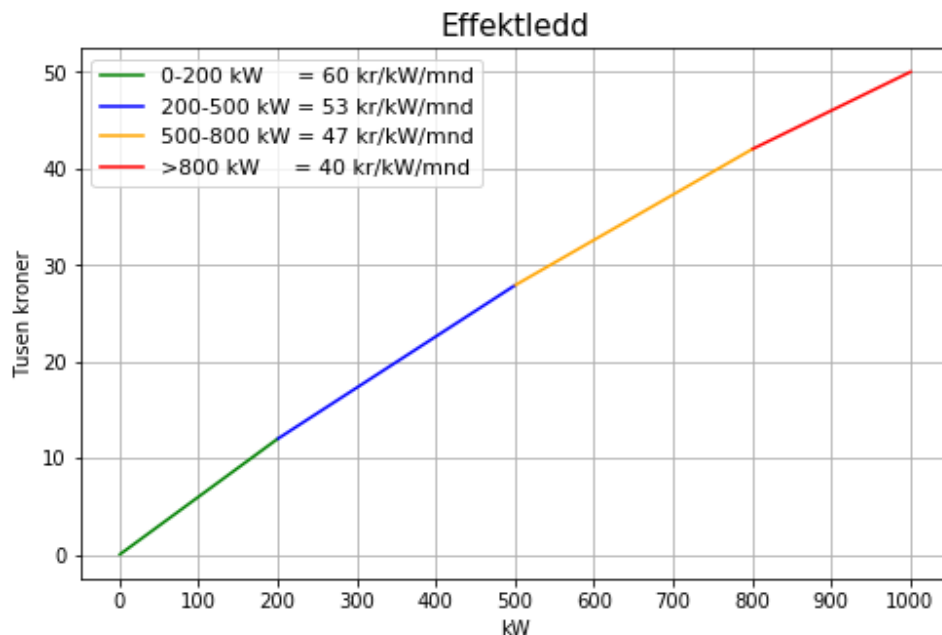
*Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.* [18]

### 2.7.1 Energiledet

Energiledet for fjernvarme er gitt ut i fra månedsmiddelverdien for spotprisen for elektrisitet. Den vil derfor ikke følge døgnvariasjonene for spotprisen slik energiledet for elektrisitet gjør. Månedsmiddelverdiene for spotprisen er mulig å finne på Nord Pool sin nettside. [17]

### 2.7.2 Effektleddet

Effektleddet er en kostnad som regnes ut med utgangspunkt i den høyeste times-effekttoppen for hver måned, og er illustrert i Figur 5. De første 200 kW blir fakturert med 60 kr/kW. Om effekttoppen er større enn 200 kW må det summeres med effektbruken mellom 200 kW og 500 kW som faktureres med 53 kr/kW. Er effekttoppen større enn 500 kW summeres det igjen, men nå med effektbruken mellom 500 kW og 800 kW som faktureres med 47 kr/kW. Det siste leddet tas med om effekttoppen er større enn 800 kW. Effektbruken over 800 kW faktureres med 40 kr/kW. [17]



**Figur 5:** Diagram som viser prisutviklingen for effektleddet. [Egen illustrasjon]

### 2.7.3 Volumleddet

I 2014 ble volumleddet innført i prismodellen for fjernvarmen i Trondheim. Volumleddet stiller et teknisk krav til hvor høy returtemperaturen i fjernvarmenettet skal være. Differansen mellom tur- og returtemperatur bør ligge rundt 45 grader. Dette er et prisnøytralt tiltak, det vil si at når kravet er oppfylt vil man ikke måtte betale ekstra. [17, 19]

Fra november til februar trekkes det i fra 6 øre/kWh på fjernvarmeprisen, samtidig som det legges til et volumledd på 6 øre/kWh om man oppfyller kravet på 45 grader. Dersom  $\Delta T$  er under 45 grader vil volumleddet øke, mens når den er over 45 grader vil den minke fordi det betyr at du har et effektivt anlegg. [17, 19]

## 2.8 Styringssystemer

Det er mange fordeler ved å benytte seg av styringssystemer i bygg. Først og fremst er det en måte å gjøre det enklere å overvåke bygningen på, samtidig som man øker fleksibiliteten for å gjøre endringer. Og på grunnlag av det vil også komforten til brukerne av bygget bedre seg, fordi man vil ta tilbakemeldingene fra brukerne og kunne gjøre endringene raskt. Ved å registrere data fra styringssystemene kan man bruke de dataene til å komme frem til nye energisparingstiltak. Ved implementering av slike systemer er det høye investeringskostnader. [20]

Sentral driftskontrollanlegg, også kalt SD - anlegg, er et eksempel på et energistyringssystem. For å kunne drive alle driftselementene optimalt sammen i et bygg er det essensielt å benytte seg av et SD - anlegg. I et slikt anlegg får du full oversikt over energibruken og den vil fungere som en rådgiver for bygget. Det er svært viktig å ha et slikt anlegg for å kunne holde kontroll på driftstatusen for alle de ulike komponentene for varme, kjøling og ventilasjon man finner i bygget. [21]

## 2.9 Inneklima

Et godt inneklima er viktig for fysisk og psykisk helse. I følge Verdens Helseorganisasjons definisjon kan inneklima deles inn i fem kategorier [22]:

- **Termisk miljø** er alt som avgjør hvordan temperaturer føles. Dette inkluderer temperaturen til lufta og andre omgivelser, luftfuktighet, lufthastighet, aktivitetsnivå og påkledning.
- **Atmosfærisk miljø** som handler om kvaliteten på lufta vi puster inn, dette kan være lukt, gasser eller partikler.
- **Aktinisk miljø** omfatter type belysning og lys generelt, radongass fra grunnen og magnetiske og elektriske felt.
- **Akustisk miljø** vil si lyder og lydoppfattelse, dette kan blant annet være støy, vibrasjoner og etterklangstid.
- **Mekanisk miljø** er tilpasning til brukere i forhold til hvordan arbeidsplassen er når det gjelder rom og interiør, som blant annet sklisikre gulv, sittestillinger og ergonomi.

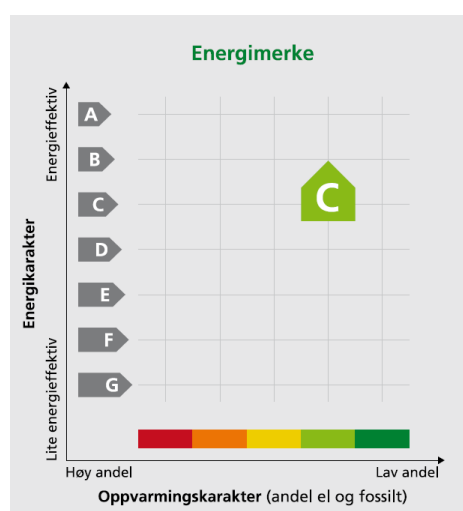
TEK 17 (§ 13-4. Termisk inneklima) anbefaler en operativ temperatur, dette inkluderer virkningen av lufttemperatur og termisk stråling, på 19 – 26 °C for en aktivitetsgruppe med lett arbeid. Arbeidstilsynet har samme øvre og nedre anbefalte grense, men har også spesifisert at anbefalt temperatur for et åpent kontorlandskap ligger på 22 °C. [23, 24]

Arbeidsplassforskriften (§ 2-14. Klima, ventilasjon, luftkvalitet mv.) forteller blant annet om at det normalt er 21 % oksygen i luft, og at mindre oksygen vil redusere mengden oksygen som blir absorbert i blodet. Ved lave verdier kan dette være helseskadelig eller dødelig for enkelte. På den andre siden vil et høyt oksygeninnhold i lufta gi en økt risiko for eksplosjon og brann. [25]

## 2.10 Energimerking av bygg

Energimerking av bygg består av en energikarakter og en oppvarmingskarakter. Energikarakteren er bokstavene fra A til G, hvor A er energieffektivt mens G vil være et lite energieffektivt bygg. Energikarakteren tar utgangspunkt i den beregnede leverte energien til bygget under normal bruk. Levert energi vil si energimengden bygget må tilføres, dette gjør at varmesystemets virkningsgrad er med i beregningen. Beregningene gjennomføres etter standarden NS 3031. [26, 27]

Oppvarmingskarakteren består av fem farger i rekkefølgen: rød, oransje, gul, grønn og mørkegrønn, hvor rødt har en høy andel mens mørkegrønn har en lav andel elektrisk og fossilt som oppvarmingsystem installert. Oppvarmingskarakteren vil få en mørkegrønn farge dersom andelen elektrisk og fossilt er mindre enn 30 % av det totale beregnede energibehovet til oppvarming av rom og tappevann. Ved å sette oppvarmingskarakteren og energikarakteren inn i et diagram slik som Figur 6 viser, vil beste energimerking av et bygg være en mørkegrønn A øverst i høyre hjørne. [26, 27]



**Figur 6:** Energikarakter og oppvarmingskarakter for energimerking av bygg. [27]

## 2.11 Om byggene

### 2.11.1 Øya Helsehus ved St. Olavs

Øya Helsehus finner man på adressen Mauritz Hansens gate 2 ved St. Olavs. Bilde av bygget er Figur 8. Bygget sto ferdig i 2008 og har en størrelse på totalt 25 000 m<sup>2</sup>. Dette bygget eies og driftes av Trondheim kommune, og har flere ulike funksjoner fordelt på etasjene. I Tabell 1 er det gitt en oversikt over bruksområdene for etasjene i bygget. [28]

<b>Etasje</b>	<b>Bruksområde</b>
K2	Parkeringskjeller
K1	Vareinntak og garderober
1	Kafe og bokhandel, frisør og fotklinikk, 2 stk auditorier, møterom og lab
2	Lesesal og grupperom, 2 stk auditorium
3	Ekspedisjon for Øya Helsehus, kontorer, møte- og grupperom for Instituttet for samfunnsmedisin og sykepleie, rom for helsefaglig simuleringer og REK Midt
4	Kommunal akutt døgnenhet (KAD), korttidsavdeling
5	Avdeling lindrende, korttidsavdeling
6	Helsehus, korttidsavdeling
7	Kontorer og møterom som tilhører Institutt for samfunnsmedisin og sykepleie

**Tabell 1:** Oversikt over de ulike etasjene i Øya Helsehus.

Fjernvarmen brukes først og fremst til oppvarming av bygget. Kundesentralen vil da motta oppvarmet vann fra fjernvarmenettsløyfen i Trondheim, og deretter gå inn i en varmeveksler som sørger for at varmen blir overført til byggets eget distribusjonsnett hvor radiatorer varmer opp rommene. På disse radiatorene er det festet aktuatorer som kan fjernstyres gjennom SD-anlegget. Aktuatorene har i oppgave å åpne eller lukke en shuntventil. Driftsansvarlig ved Øya Helsehus har gitt tilbakemelding på at disse aktuatorene er problematiske å styre gjennom SD-anlegget. [29]

Varmen fra fjernvarmen brukes også til forvarming av tappevannet som går i en egen rørsløyfe i bygget. Det er viktig at temperaturen på tappevannet ligger høyt slik at det ikke er fare for legionellvekst i tappevannet, derfor toppes tappevannet ved hjelp av el-kolber. Det oppvarmede tappevannet sirkulerer rundt i bygget hele tiden på dagtid for å kunne opprettholde temperaturen, men om natten stoppes sirkulasjonen. Fortauet rett utenfor Øya Helsehus blir varmet opp med fjernvarme for å kunne smelte snø om vinteren. Dette går i en egen sirkulasjonssløyfe tilsatt glykol for å unngå at det skal fryse når det sendes ut i kulden. [29]

Ventilasjonsanleggene i bygningen består av en roterende varmeveksler, vannbårende batteri og en shuntventil. Shuntventilen regulerer pådraget til varmebatteriet i anlegget når det er nødvendig. Et eksempel på en kundesentral for ventilasjonssystemet hos Øya Helsehus er vist på Figur 7. Operativ driftstid for ventilasjonsanlegget er mellom klokka 7 om morgenen og 16 om ettermiddagen, etter dette vil anlegget stilles inn på nattsinking slik at det ikke kjøres for fullt når det ikke er mennesker i bygningen. Korttidsavdelingen for pasienter er koblet opp til egne ventilasjonsanlegg som befinner seg på taket av bygningen. Disse anleggene går 24/7, men senkes om natten med 15 %. [29]



**Figur 7:** Ett av ventilasjonsanleggene med varmebatteri. [Eget bilde]

Alt styres ved hjelp av et SD-anlegg, hvor man får opp en oversikt over temperaturene for hvert enkelt rom, driftstidene for ventilasjonsanleggene og settpunkter for radiatorene. Hvert år er det krav om å oppnå 2 % energisparing for driften av bygget. Det siste energisparingiltaket som har blitt gjort i bygget er en justering av driftstidene for ventilasjonsanlegget. [29]



**Figur 8:** Øya helsehus ved St. Olavs. [Eget bilde]



### 2.11.2 Energibyggget på Lerkendal

Energibyggget er lokalisert ved Lerkendal stadion, nærmere bestemt Klæbuveien 118. Bilde av bygget er Figur 9. Dette bygget sto ferdig i 2012 og ble da det nye hovedkontoret til TrønderEnergi. Kontorbygget har en størrelse på 12 000 m<sup>2</sup> og er et av de første dokumenterte A - energiklassifiserte kontorbyggene i Norge. For Energibyggget er det Kjeldsberg Eiendomsforvaltning som har ansvaret for å drifte bygget. Tabell 2 gir en kort beskrivelse av hva som befinner seg i etasjene på bygget. [30, 31]

Etasje	Bruksområde
K2	Lager og arkiv, trimrom med garderober og teknisk rom
K1	Parkeringskjeller med elbil-ladere og avfallsrom
1	Resepsjon, kundesenter og kantine
2	Kontorplasser for Microsoft og Enevo AS
3	Kontorplasser for TrønderEnergi Nett AS og Sykehusbygg HF
4	Kontorplasser for TrønderEnergi Nett AS og Thales Norway AS
5	Kontorplasser for TrønderEnergi AS og TrønderEnergi Kraft AS
6	Kontorplasser for TrønderEnergi AS, Watts Up og Morel AS

**Tabell 2:** Oversikt over de ulike etasjene i Energibyggget.

Firmaet REINERTSEN som fikk byggeoppdraget hadde fått et krav på at den totale energieffektiviteten til bygget ikke skulle overstige 84 kWh/m<sup>2</sup>. De klarte å levere et ferdigstilt kontorbygg med en energieffektivitet på cirka 80 kWh/m<sup>2</sup>. Det ble gjennomført flere energisparingstiltak for bygget. Det ble blant annet blitt brukt ekstra med isolasjon, og alle mulige lekkasjer for varmen i bygget ble tettet. Fasaden av bygget på sørsiden har et solcellepanel på omlag 200 m<sup>2</sup>, og dette anlegget produserer 18 000 kWh i året. Det ble også montert utvendig solskjerming på fasadene for å sørge for at behovet for kjøling minskes i sommerhalvåret. [30–32]

Ventilasjonsanlegget består av fire anlegg med svært effektive varmegjenvinnere. Termisk varmeenergi fra fjernvarmen dekker toppplasten med varmebatteri til ventilasjonsanleggene, på samme måte som det gjøres i Øya Helsehus. Det benyttes radiatorer i de åpne kontorlandskapene og aerotempere i inngangen/resepsjonen. En aerotemper er et ventilasjonsanlegg uten filter med større kapasitet. Brukes gjerne der det er mye støv da bruk av et filter ville ha tettet ventilasjonsanlegget raskt. Mengden vann som sirkulerer i sløyfa reguleres etter varmebehovet i de ulike sonene av bygget. Utetemperaturen angir hva temperaturene for tur- og returvannet må ligge på for å tilfredsstillende en optimal innetemperatur, som styres ved hjelp av SD-anlegget. [32, 33]



**Figur 9:** TrønderEnergis kontorer i Energibygg ved Lerkendal. [Eget bilde]

## 2.12 Varighetskurve

En varighetskurve er en kurve som viser målinger sortert i synkende rekkefølge hvor måleverdiene er på y-aksen og tid eller prosent av tiden er på x-aksen. Varighetskurver er grunnleggende innen vannkraft for å blant annet få oversikt over hvordan vannføringen i en elv er i løpet av en periode. Ut fra en varighetskurve er det mulig å se hvor stor andel av tiden f.eks. vannføringen er over en bestemt verdi. [34]

## 2.13 Nåverdi

For å kunne si noe om en investering er lønnsom eller ikke, benyttes nåverdimetoden. Det man finner ved hjelp av denne metoden er kontantstrømmene i dagens verdi. Når nåverdien er under 0 er investeringen ulønnsom, men om nåverdien er over 0 er den lønnsom. [35]

Alle innbetalinger og utbetalinger summert for ett år utgjør den årlige kontantstrømmen. Den aller første investeringen settes inn som et negativt ledd i formelen, se Formel 2. Samtidig må en diskonteringsrente bestemmes, denne sier ofte noe om risikonivået i investeringen. Ved høy risiko ønskes en høy diskonteringsrente. [35]

$$NV = \sum_{t=1}^t \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (2)$$

## 3 Metoder

### 3.1 Beskrivelse av data

Fra både Øya Helsehus og Energibyget er det benyttet data for fjernvarmeforbruket i byggene. Dette er data som har blitt gitt i forbindelse med bacheloroppgaven fra driftsansvarlige ved Energibyget og Øya Helsehus. Dataene er oppgitt i kWh og er målt hver time, dette kan skrives som kWh/h og tilsvarer kW. Grafene i denne oppgaven har derfor kW som enhet. I tillegg er det benyttet data på utetemperatur i Trondheim for å se sammenhengen mellom utetemperatur og fjernvarmeforbruk. Temperaturdataen er hentet fra Qualiteo som henter inn data for utetemperatur og elektrisitetsforbruk, i denne oppgaven er det kun temperaturforbruket som benyttes. I prosessen ved å hente temperaturdataen ble komma satt tilbake manuelt for å gi riktige verdier, ettersom komma forsvant ved nedlasting. For temperaturen manglet det data for nesten hele januar 2018. For å få en oversikt over datasettene var det nødvendig å illustrere dataen ved hjelp av grafer. Dette gir et godt bilde på forbruksmønsteret.

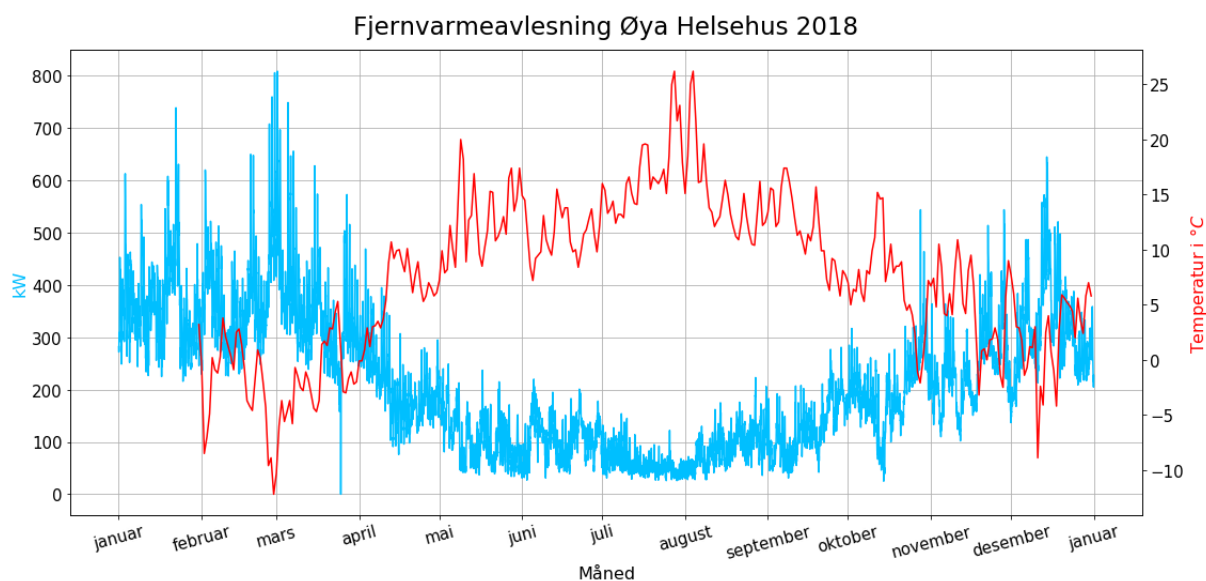
Data fra Øya Helsehus er gitt i timesintervaller og delt opp i to kategorier, undervisningsbygg og kontorbygg. Dataene strekker seg tilbake til starten av 2014 og frem til i dag. I kontorbygget er det kun kontorer og i undervisningsbygget befinner det seg blant annet undervisningsrom og pasientdel. Disse kategoriene blir summert i videre utregninger slik at det kun er ett felles fjernvarmeforbruk. Dette gjelder også de grafiske fremstillingene av datasettene, hvor de to kategoriene vil bli lagt sammen til en total graf for Øya Helsehus. I datasettet var det tre verdier som skilte seg ut fra resten av verdiene. I Vedlegg C er det beskrevet nærmere hvordan disse målingene ble håndtert.

For Energibyget er det gitt to datasett. Det ene er automatiske målinger fra 21. september 2018 som gir en avlesning hvert 10. minutt for hver 10. kWh. Det andre datasettet er manuelle avlesninger for hver måned som strekker seg helt tilbake til 2013, dette datasettet var mangelfullt og ble derfor ikke benyttet i oppgaven.

### 3.1.1 Øya Helsehus

Datasettet fra Øya Helsehus er gjengitt i fire figurer. Det er en årskurve, en månedskurve, en varighetskurve og en graf som viser forbruket gjennom hvert døgn i hele januar. Alle figurer vil bli analysert og forklart nærmere hver for seg.

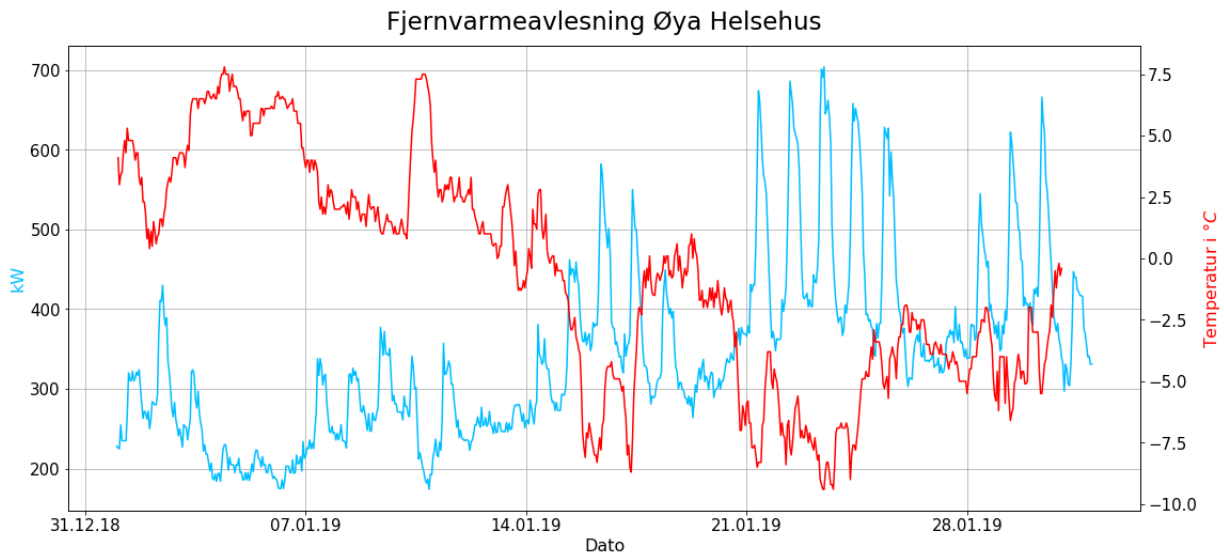
Figur 10 viser effektbruken av fjernvarme over ett år for Øya Helsehus i blått og utetemperaturen i rødt. På effektkurven ser man tydelige variasjoner i løpet av de ulike sesongene i løpet av året. Fra mai til slutten av september er forbruket relativt lavt og de høyeste toppene ligger på ca. 200 kW. Det er også i disse månedene at utetemperaturen i gjennomsnitt ligger på rundt 13 °C, med laveste temperatur på ca. 6 °C og høyeste temperatur på omtrent 26 °C. I det andre halvåret, fra oktober til slutten av april har forbruket økt og temperaturen ligger i snitt mye lavere.



**Figur 10:** Forbruk og temperatur i løpet av et år på Øya Helsehus.

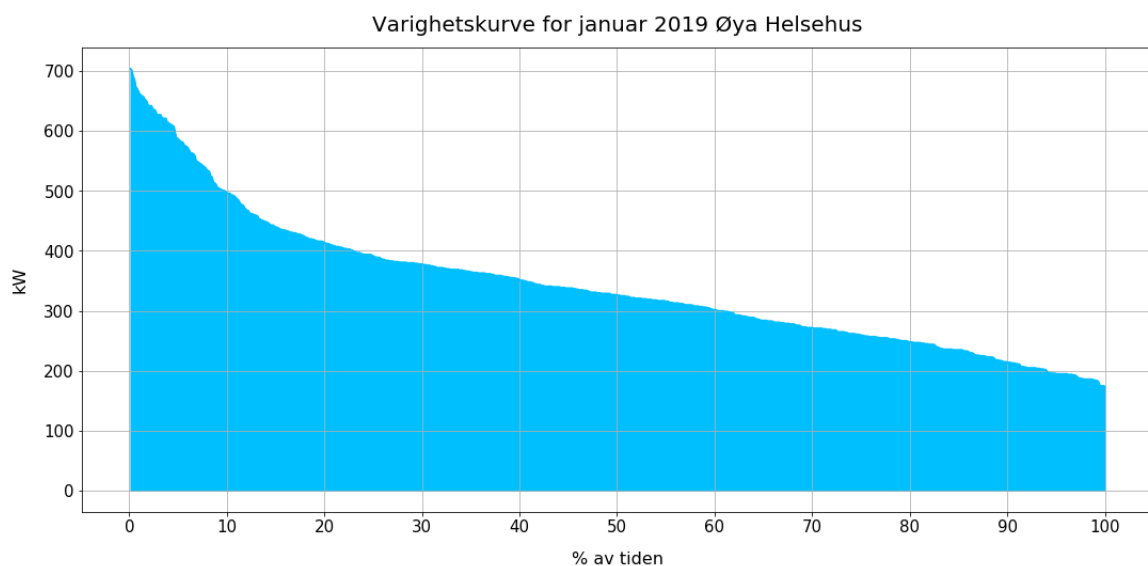
For å kunne se på forholdet mellom effektbruken og utetemperaturen enklere og mer nøyaktig er det gitt en graf for kun en måned. Figur 11 viser variasjonene i januar 2019. I de to første ukene av måneden ligger den gjennomsnittlige utetemperaturen på ca. 3 °C, mens etter dette ligger den gjennomsnittlige temperaturen omtrent på -4 °C. Når utetemperaturen beveger seg under 0 °C ser man tydelig at man får høye effekttopper for fjernvarmen. Spesielt perioden fra mandag 21. januar til fredag 26. januar hvor temperaturen ligger på ca. -6 °C er toppene på rundt 650 kW hver dag.

Den høyeste effekttoppen angir hvor stort effektleddet blir denne måneden, med en effekttopp på 704 kW vil effektleddet utgjøre 37 488 kr.



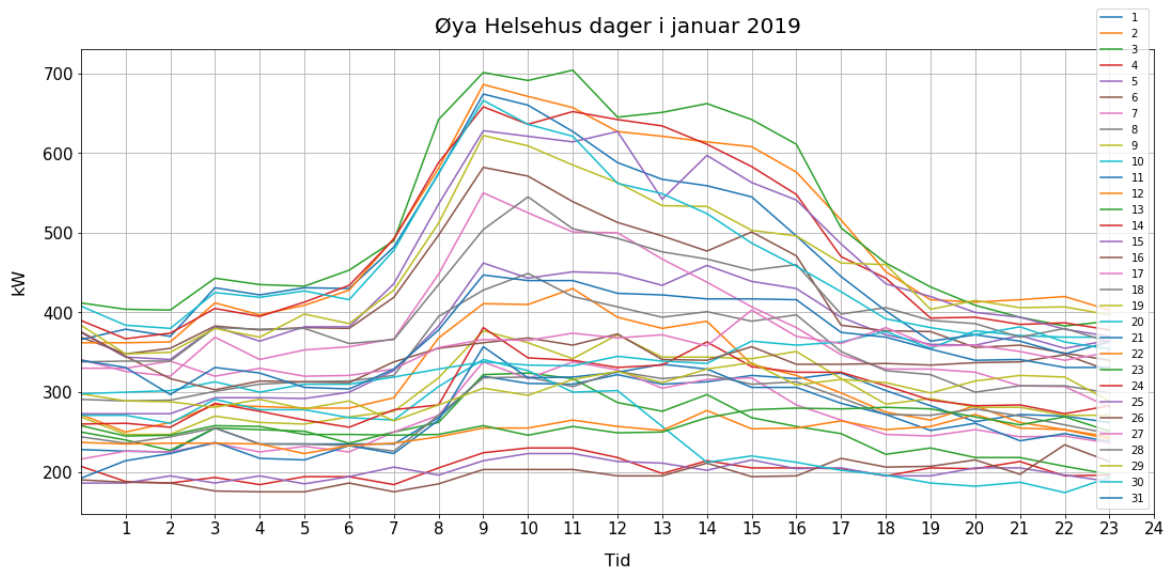
**Figur 11:** Forbruk og temperatur i løpet januar 2019 på Øya Helsehus

Figur 12 gir en annen framstilling av effektforbruket for januar måned. Varighetskurven viser hvor høye de største effekttoppene er og i hvor stor prosentandel av tiden de oppstår. Her er det mulig å se at det er effekttopper som er større enn 500 kW i 10 % av tiden, dette er den bratteste delen av varighetskurven. Dersom effekttoppene 10 % av tiden ble kuttet ville det tilsvart et kutt på 200 kW. Dette utgjør 9 400 kr i reduksjon av effektleddet.



**Figur 12:** Varighetskurve for januar 2019 Øya Helsehus.

Figur 13 viser hver enkelt effektkurve for hver dag i januar 2019 for Øya Helsehus. Ved å legge inn alle effektkurvene slik, er det mulig å lese av i hvilket tidsintervall effekttoppene oppstår i løpet av et døgn. Kurvene kan beskrives som ganske jevne helt fram til klokken 06.00 om morgenen, deretter stiger de i varierende grad. De kurvene med høyest stignings-tall er de dagene med størst varmebehov i bygget i januar. Størst effektbruk i løpet av dagen er vanligvis mellom klokken 09.00 og 11.00. Deretter går effektbruken ned og flater ut ved klokka 19.00 på kvelden. Tidsintervallet for effekttoppene blir da ca. 13 timer. Det er viktig å observere at kurvene for enkelte dager i januar er nokså flate og viser ingen tydelige effekttopper. Slik det var mulig å se i Figur 11 er det en tydelig forskjell mellom hverdag og helg, og om det er varmt eller kaldt ute. Et lavt forbruk kan gi en indikasjon på at det er varmt ute, mens en flat kurve gjennom hele døgnet kan tyde på at det er helg.

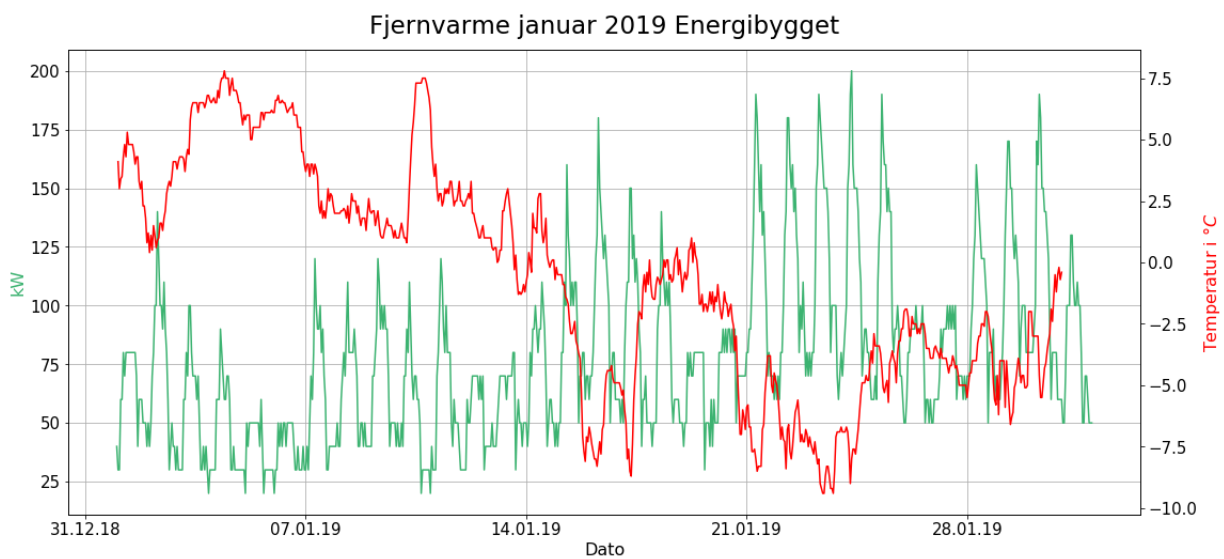


**Figur 13:** Forbruk hver dag i januar 2019 på Øya Helsehus.

### 3.1.2 Energibyget

Data fra Energibyget er gjengitt i tre figurer. Det er en månedskurve, en varighetskurve og en som viser forbruket gjennom hvert døgn i hele januar. En årskurve er ikke gitt for Energibyget på grunn av mangelfullt datasett. Alle figurer vil bli analysert og forklart nærmere hver for seg.

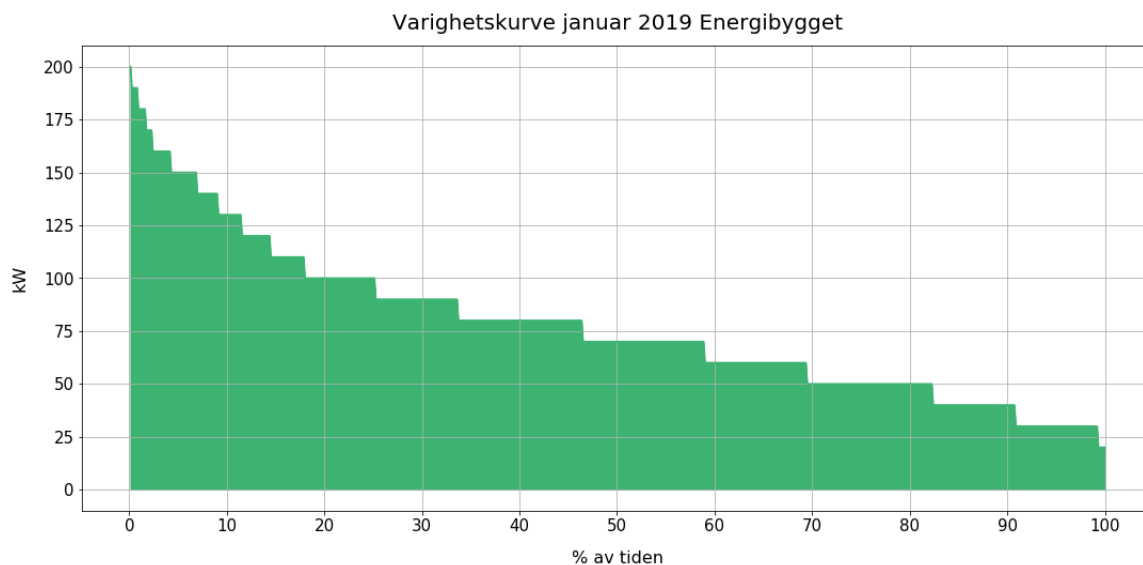
Figur 14 viser månedsforbruket av fjernvarme for januar i grønn kurve. Den røde kurven viser variasjonene i utetemperatur i løpet av måneden. I starten av januar er det ikke så store svingninger på kurven og forbruket ligger lavere enn resten av måneden. Det observeres at utetemperaturen ligger på et gjennomsnitt på ca. 3 °C. Slik som for Øya Helsehus er de høyeste toppene da det er kaldest, i perioden fra mandag 21. januar til fredag 26. januar. For Energibyget ligger toppene i denne perioden rundt 175 kW og høyeste topp er på 200 kW. Dette vil utgjøre et effektledd på 12 000 kr.



**Figur 14:** Forbruk og temperatur i løpet januar 2019 på Energibyget.

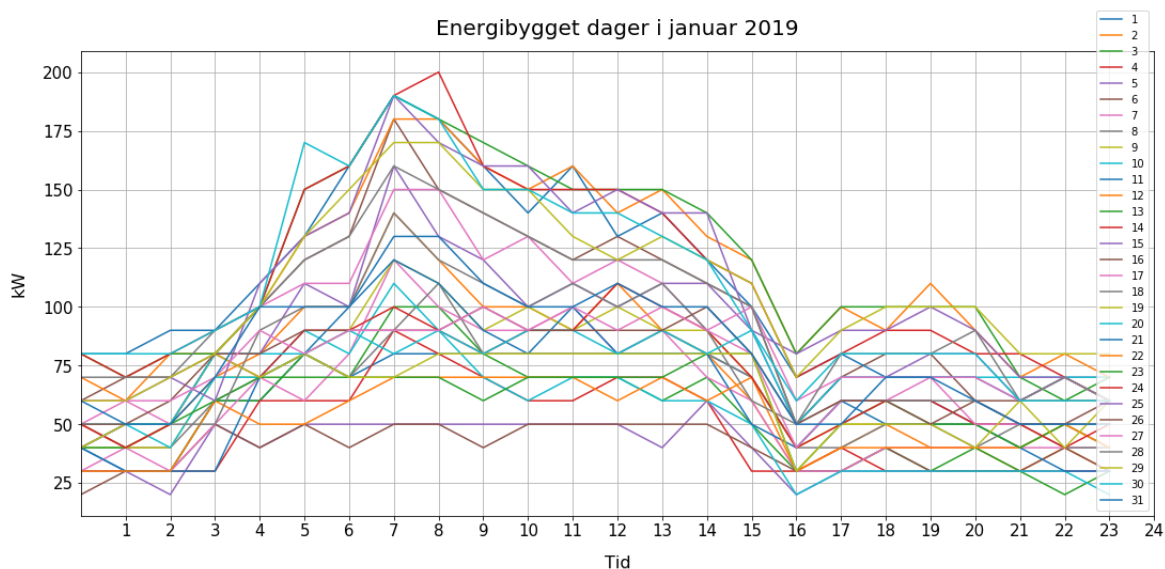
Energibyget har målinger hvert 10. minutt med registrering kun for hver 10. kWh, derfor er Figur 15 for varighetskurven hakkete fremstilt. Varighetskurven viser hvor høye effekttoppene er og i hvor stor prosentandel av tiden de oppstår i løpet av januar 2019 for Energibyget. De høyeste effekttoppene opptrer i en ganske liten prosentandel av tiden, men den største effekttoppen påvirker effektleddet. Dersom effekttoppene i 10 % av tiden ble kuttet ville det tilsvare et kutt på 70 kW, dette utgjør 4 200 kr reduksjon av effektleddet.





**Figur 15:** Varighetskurve for januar 2019 Energibyget

Slik som for Øya Helsehus viser Figur 16 hvordan trenden i effektforbruk er i løpet av døgnet i januar 2019 for Energibyget. Alle kurvene er nokså jevne fram til klokken 02.00 om natten, etter det stiger de i varierende grad oppover til de når en topp klokka 07.00. Det er også noen topper som forekommer kl. 08.00. Etter å ha nådd toppen synker kurvene helt frem til 16.00, for så å stige igjen og nå en liten topp mellom klokken 17.00 og 20.00. Kurvene synker igjen etter dette og flater litt ut etter klokka 21.00.



**Figur 16:** Forbruk hver dag i januar 2019 på Energibyget.

## 3.2 Konseptbeskrivelse

Problemstillingen for denne oppgaven handler om å optimalisere bruken av fjernvarme i løpet av et døgn og kunne se det økonomiske potensialet ved å installere en tank. Oppgaven antar at inneklimate har vært bra slik som forbruket har vært i de dataene som blir brukt i oppgaven. For at inneklimate skal forbli det samme vil optimaliseringsmodellen bruke samme energiforbruk, og kun se på besparelser ved å kutte effekttoppene.

## 3.3 Antagelser

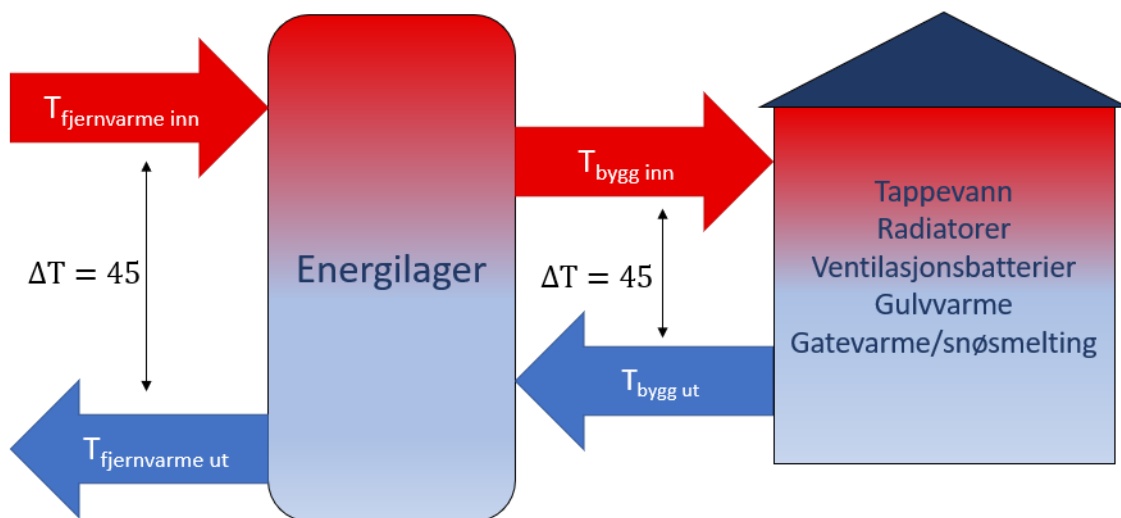
For å muliggjøre forenklingen av akkumulatortanken til ett energilager som er økonomisk gunstig er det blitt gjort flere antagelser. Disse er listet opp nedenfor og videre forklart under:

- Uniformt varmelager
- Null varmetap
- Temperaturdifferanse = 45
- Pris på tank er proporsjonal med volum
- Ingen drift- og vedlikeholdskostnader
- Kun besparelser for vinteren

Modellen tok utgangspunkt i et energilager som lades opp og utlades ved å benytte termisk energilagring. Utrekningene så på effektforbruk, og tok kun utgangspunkt i effekt inn og ut av lageret. I modellen var det bestemt å gå ut i fra en uniform tank som energilager. En fulladet tank er lik turtemperaturen til fjernvarmen og en utladet tank er lik returtemperaturen til fjernvarmen. Det vil si at prinsippene bak temperatursjiktning og dets funksjoner i et akkumulatortanksystem ikke ble tatt med i videre utregninger som kun tok utgangspunkt i effektforbruket.

Varmetap i varmeveksler og akkumulatortank er minimale sammenlignet med den totale mengden varmeenergi som overføres i varmeveksleren og som oppbevares i akkumulatortanken. Dersom en tank skulle blitt installert i disse byggene ville den blitt installert innendørs i det tekniske rommet, dette vil gjøre at varmen forblir inne i bygget. Derfor neglisjeres varmetapet i optimaliseringsmodellen.

Ved å ta utgangspunkt i et uniformt varmelager og null varmetap er det mulig å sette temperaturdifferansen  $\Delta T = 45$ . Dette er det tekniske kravet for fastsetting av volumledet for fjernvarmen i Trondheim bestemt av Statkraft. En skjematisk tegning av systemet er gitt i Figur 17 med lastene rangert etter høyeste tur- og returtemperaturer. En fulladet tank gjør at  $T_{fjernvarme,inn}$  vil bli lik  $T_{bygg,inn}$ , og en utladet tank vil gi  $T_{bygg,ut}$  lik  $T_{fjernvarme,ut}$ .



**Figur 17:** Skjematisk tegning av energilageret. [Egen illustrasjon]

For en konkret akkumulatortank vil det være flere variabler som driftstrykk, materialforbruk og hvilken type isolasjon det er rundt tanken som påvirker prisen på selve tanken. I modellen er det kun tatt utgangspunkt i en bestemt akkumulatortank for å finne et anslag for energilagerets investeringskostnad. Prisen på modelltanken ble gitt av SGP Armatec AS, en leverandør av akkumulatortanker. Tanken som det ble valgt å ta utgangspunkt i var en AKVA PRO 7000. Dette er en tank på 7000 liter i vanlig stål med trykk på 3 bar som leveres ferdig isolert med en kostnad på 160 000 kroner. I tillegg til investeringskostnaden kan det beregnes en installasjonskostnad på omtrent 38 800 kr. Denne inkluderer 2 rørleggere med 900 kr/time i to dager, hvor 8 timers arbeidsdag er antatt og en kostnad på 10 000 kr i utstyr. Investeringskostnaden til tanken ble summert med installasjonskostnadene og deretter ble beløpet delt på 7, dette ga 28 400 kr/m<sup>3</sup>. Dette tilsvarer stigningstallet til en lineær sammenheng mellom pris og volum, og prisen vil derfor øke proporsjonalt med volumet til tanken.

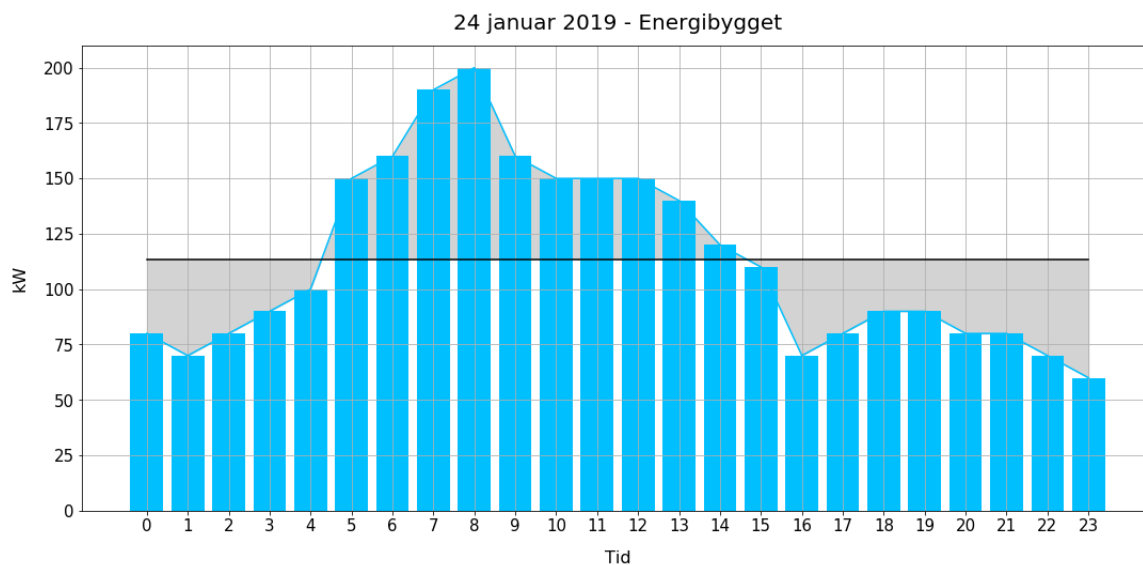
Det er ikke regnet med drift- og vedlikeholdskostnader i modellen. Informasjon fra SGP Armatec AS tilsier at driftskostnadene er lave og det er minimalt med vedlikeholdskostnader i løpet av levetiden til en akkumulatortank. En akkumulatortank er en installasjon med lite mekaniske deler og dermed er det lave drift- og vedlikeholdskostnader.

Det ble regnet med besparelser kun for vintermånedene fordi det er dette som det finnes gode data på for begge byggene. Dette skyldes at detaljert registrering av fjernvarmedata begynte på Energibygget først i september 2018. Dette blir som om tanken kun brukes i november til februar.

### 3.4 Fremgangsmåte

Gjennom denne oppgaven har det blitt utarbeidet en metodikk som bestemmer hvilken størrelse på tanken som er den mest økonomiske å velge. Dette er gjort i Python som er et åpent programmeringsverktøy. Programmet har blitt benyttet via Jupyter Notebook. Metodikken er illustrert i Figur 19 og går mer i detalj i flytskjemaet i Vedlegg D. Videre vil det bli forklart hvordan metodikken har blitt brukt i en kode for å finne tanken som er mest økonomisk gunstig.

Det er ønskelig at effektledet skal bli minimalt uten å redusere energibehovet, dermed må effektkurven være så lav og flat som mulig. Forbruket må derfor flyttes til et tidspunkt hvor det ikke er et like stort energibehov i bygget. For å vite hvor mye det er mulig å kutte effekttoppen med i løpet av et døgn ble det funnet en verdi som gjorde at arealet mellom verdien og grafen ble like stort både over og under, slik som illustrert i Figur 18. Denne verdien  $P_{min}$ , vil bli den minste verdien for effekttopp det er mulig å få denne dagen uten å redusere energiforbruket.  $P_{min}$  vil da være effektforbruket dersom alt forbruk blir fordelt jevnt utover døgnet, og grafen hadde da blitt en rett strek. Differansen mellom det maksimale effektforbruket denne dagen,  $P_{max}$  og  $P_{min}$  vil være det maksimale effekt-kuttet,  $x_{max}$ .



**Figur 18:** Kutt av effekttopp - Energibyget.

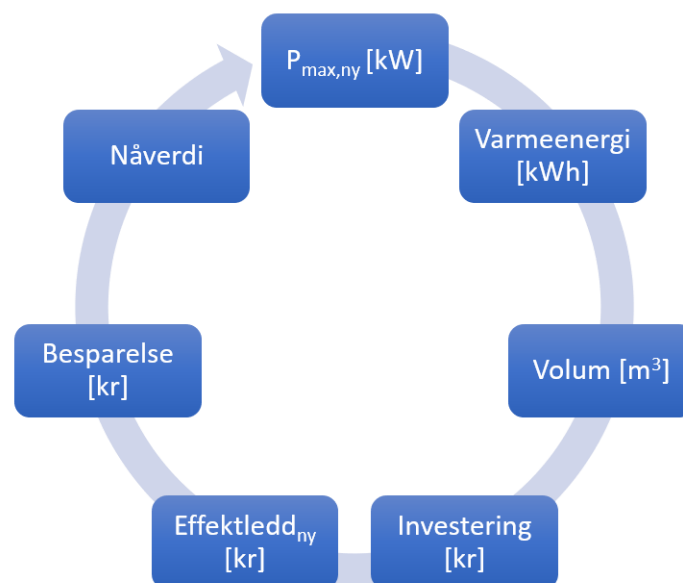
Arealet under grafen tilsvarer varmeenergien  $Q$ . Derfor er arealet til grafen som er over effektkuttet lik varmeenergien gitt i kWh som skal flyttes. Den nye effekttoppen etter kuttet får navnet  $P_{max,ny}$ . Arealet ble beregnet ved at  $P_{max,ny}$  ble trukket fra alle effektmålingene for døgnet som det ble tatt utgangspunkt i. Dette gjorde at det ble en liste med positive og negative verdier. De negative verdiene ble fjernet fra listen, mens de positive ble summert for å finne varmeenergien som skulle flyttes. Det er mulig å summere verdiene direkte fordi det er kW for en time som gir kWh. Verdien for  $Q$  ble satt inn i Likning 3 som er en omforming av Likning 1 for å finne volumet,  $V$ , tanken må ha for å kunne dekke det bestemte effektkuttet og energimengden som skal fordeles.  $Q$  blir satt inn som kWh, men for Formel 1 er  $Q$  gitt i Joule. For at verdien av  $Q$  kan settes inn i ligningen med kWh som enhet, multipliseres den med 3600 s/h for å få riktig volum. Tettheten til vann,  $\rho$ , ble satt til 1000 kg/m<sup>3</sup>, varmekapasiteten til vann,  $C_p$ , ble satt til 4,2 kJ/(kg \* K) og temperaturdifferansen,  $\Delta T$ , ble satt til 45 K. Temperaturdifferansen til K og °C er det samme.

$$V = \frac{Q \cdot 3600}{\rho \cdot C_p \cdot \Delta T} \quad (3)$$

Slik som beskrevet i 3.3 tar denne oppgaven utgangspunkt i at prisen økes proporsjonalt med volumet med en faktor på 28 400 kr/m<sup>3</sup>. Etter at investeringskostnaden per kubikkmeter er multiplisert med volumet blir investeringskostnaden per måned,  $I$ , funnet og denne kan brukes videre i beregningen av nåverdi.

Effektledet blir beregnet for  $P_{max}$  og  $P_{max,ny}$  slik som beskrevet i 2.7.2. Differansen mellom dem er besparelsen for effektledet denne måneden, B. Denne besparelsen multipliseres med fire for å representere fire vintermåneder. Videre kan nåverdien beregnes ved å bruke Formel 2. Investeringskostnaden vil da være  $C_0$ , besparelsen settes opp som kontantstrømmen  $C_t$  og diskonteringsrenta  $r$  til 4 % i utregningene. For at det skal være mer lønnsomt å investere i en akkumulatortank i stedet for å sette pengene i banken ble det valgt en rente på 4 %. Fra teorien vet man at en investering kun er lønnsom om nåverdien er positiv. Levetiden  $t$  for akkumulatortanken settes til 20 år. Levetiden til en akkumulatortank kan være mellom 20 - 30 år slik som beskrevet i 2.4, men velger å bruke en levetid på 20 år.

Alt som er beskrevet ovenfor ble plassert inn i en while-løkke som gikk fra  $P_{min}$  til  $P_{max}$ , som vil si maksimalt kutt av effekttopp til ingen kutt. Inne i løkken ble verdien for  $P_{min}$  økt til en ny verdi som ble kalt  $P_{max,ny}$ . Dette vil bli den nye maksimale effekttoppen etter installering av en tank. Alle parametre som har blitt forklart ovenfor ble beregnet for alle verdier mellom  $P_{min}$  og  $P_{max}$  med en økning på 1 kW for hver iterasjon. Løkken produserte en liste over verdiene som ble beregnet og ut i fra dette var det mulig å plote en graf av nåverdien mot volumet på tanken. Tankstørrelsen som fikk størst nåverdi var den som var mest lønnsom.



**Figur 19:** Prosessen for å finne størrelsen på tanken. [Egen illustrasjon]

### 3.4.1 Ulike utgangspunkt

For å få en bedre forståelse av effekten av optimaliseringsmodellen er to ulike utgangspunkt blitt valgt, disse er gitt nedenfor. Hensikten med de ulike utgangspunktene er å se tydeligere hvilken virkning akkumulatortanken bestemt av optimaliseringsmodellen har på forbruket av fjernvarme.

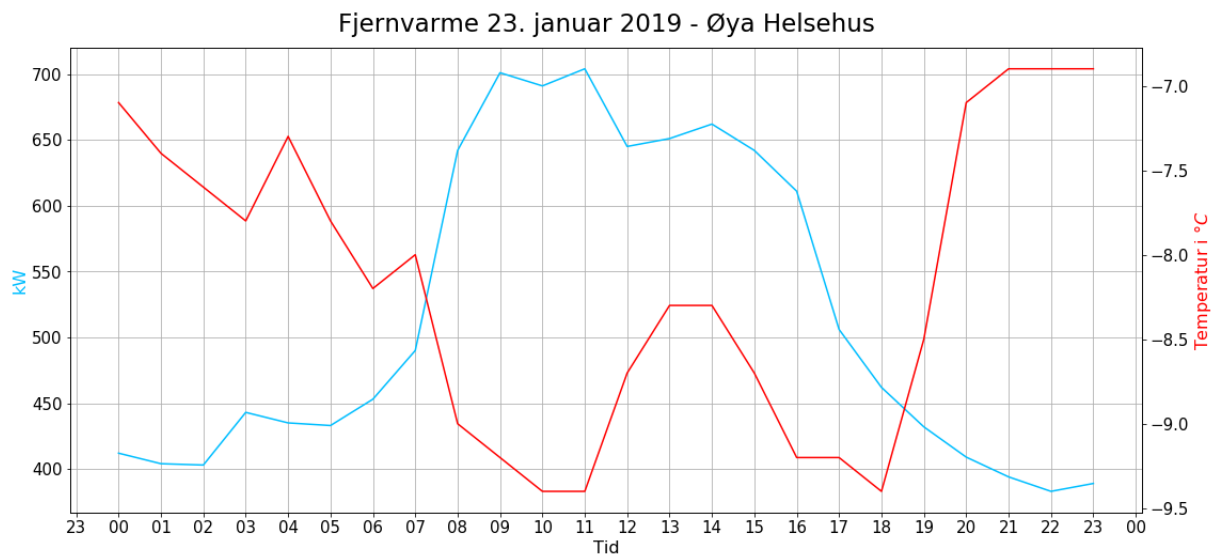
- **Utgangspunkt 1:** er for den dagen med størst effekttopp i løpet av vintermånedene og kan brukes til å finne den største mulige tanken. Høy topp gir muligheten for et stort kutt.
- **Utgangspunkt 2:** er gjennomsnittsdag med størst effekttopp (november-februar) og skal brukes til å undersøke om den kan gi en middelvei på størrelsen av tanken.

## 4 Resultater

I dette kapitlet vil Utgangspunkt 1 og 2 bli kjørt i gjennom optimaliseringsmodellen for å finne det mest lønnsomme effektkuttet. Resultatene for Øya Helsehus og Energibyggget vil bli presentert grafisk og gjengitt i tabeller.

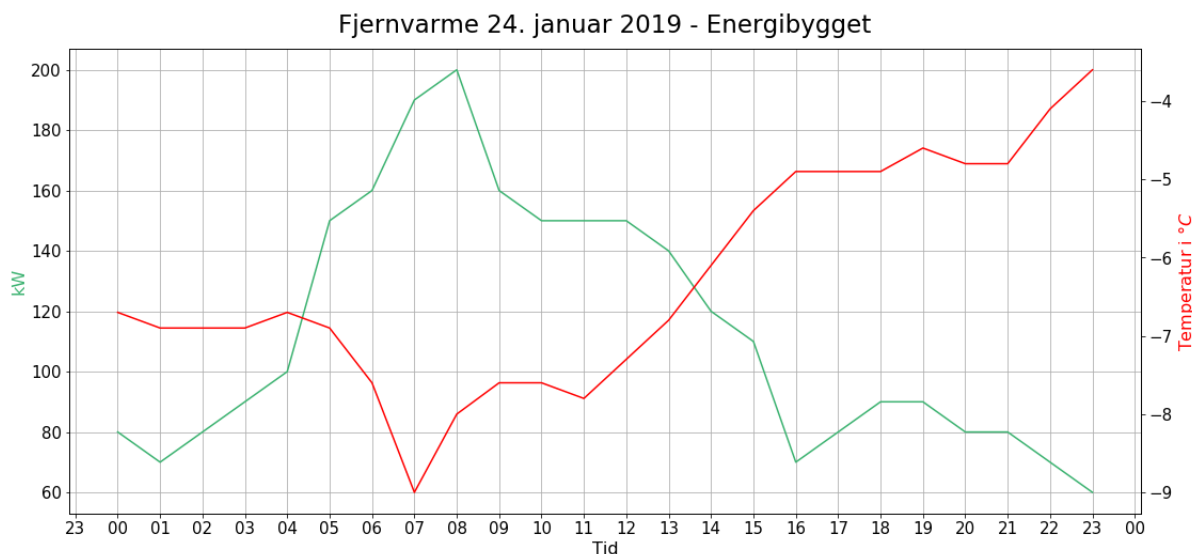
### 4.1 Utgangspunkt 1

For Utgangspunkt 1 er den dagen med størst effekttopp i vintermånedene for hvert enkelt bygg analysert. Oppgaven ser på Figur 20 og Figur 21 som henholdsvis er for døgnene 23. januar for Øya Helsehus og 24. januar for Energibyggget. Alle data gitt i figurene er behandlet som beskrevet i 3.4 og resultatet er vist i Tabell 3.



**Figur 20:** Forbruk og utetemperatur 23. januar 2019 - Øya Helsehus.





**Figur 21:** Forbruk og utetemperatur 24. januar 2019 - Energibyget.

Grunnen til de høye effekttoppene er utetemperaturen, dette er to av de kaldeste dagene i løpet av vinteren. Den 23. januar er den laveste temperaturen på  $-9,4$  °C, mens 24. januar er den laveste temperaturen på  $-9,0$  °C. Selv om den laveste temperaturen for de to dagene er nokså like, er temperaturmønsteret i løpet av døgnet forskjellig. Den laveste temperaturen i Figur 21 kommer klokka 07.00 og en time etter, klokken 08.00, har man den høyeste effekttoppen for døgnet. Effektkurven synker etter dette tidspunktet og temperaturen stiger fra  $-9$  °C til  $-4$  °C for resten av dagen. For Figur 20 kommer den høyeste effekttoppen klokken 11.00, når utetemperaturen er på ett av sine laveste punkt for dette døgnet. Temperaturen stiger cirka en grad mellom 11.00 og 13.00, og der har effektbruken blitt justert ned. Temperaturkurven når ett nytt lavt punkt klokka 18.00, men da er dagen over for brukerne av bygget og det gir ingen direkte utslag for effektkurven.

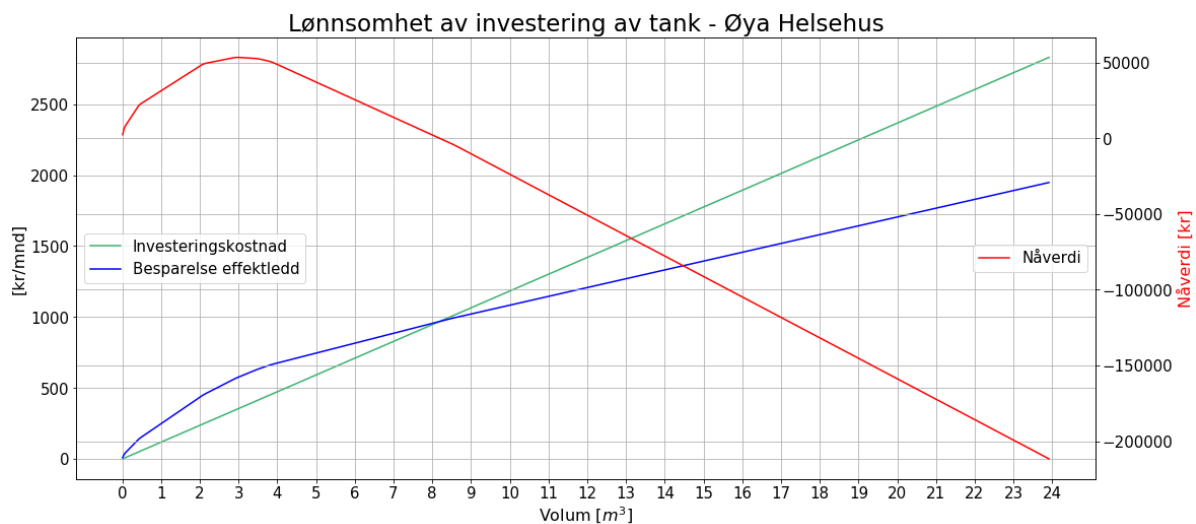
Tabell 3 viser resultatene fra Utgangspunkt 1. Tabellen inneholder den maksimale effektverdien denne dagen, og effektleddet for  $P_{max}$  før kuttet. Etter dette er den nye effekttoppen og kuttet oppgitt. Videre i tabellen er det verdier for varmeenergien, volumet, det nye effektleddet, og besparelsen som er differansen mellom effektleddet før og etter kuttet. Besparelse, NV er besparelsen hver måned med hensyn til at verdien på penger som spares noen år frem i tid ikke har samme verdi som penger i dag. Investeringskostnaden per måned og nåverdi er deretter listet opp under.

**Tabell 3:** Utdrag av de viktigste resultatene - Utgangspunkt 1.

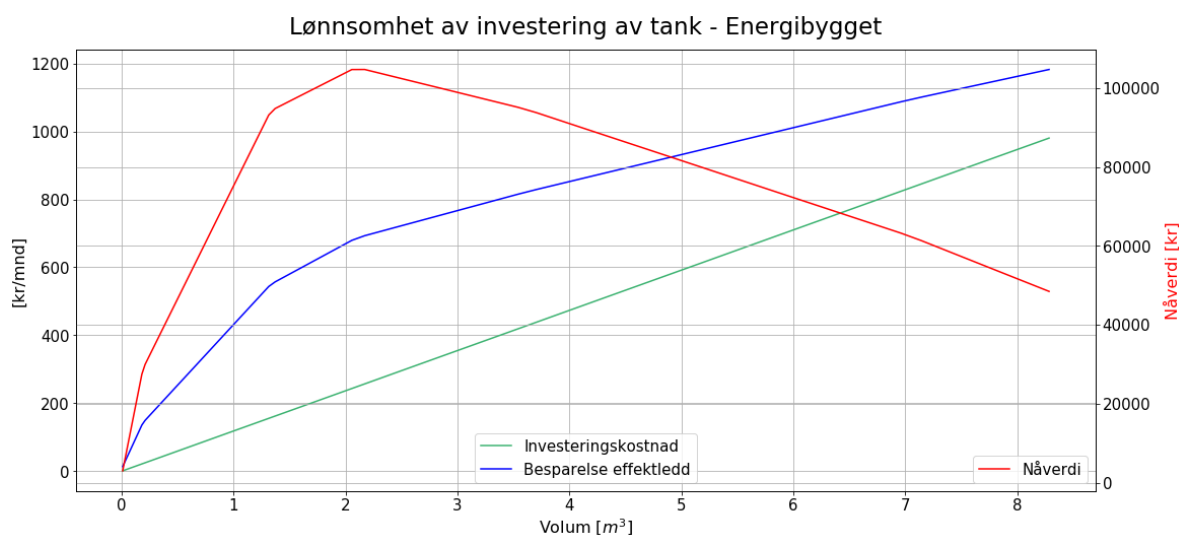
<b>Utgangspunkt 1: Dag med størst effekttopp</b>		
	Øya Helsehus	Energibyget
P_max [kW]	704	200
Effektledd [kr/mnd]	37 488	12 000
P_max,ny [kW]	651,0	149,5
x = kutt [kW]	53,0	50,5
Q [kWh]	154	114
V [m <sup>3</sup> ]	2,93	2,17
Effektledd,ny [kr/mnd]	34 997	8 940
Besparelse [kr/mnd]	2 491	3 060
Besparelse, NV [kr/mnd]	564	693
Investering [kr/mnd]	347	257
Nåverdi [kr]	52 107	104 677

Figurene 22 og 23 viser lønnsomheten ved installeringen av en tank. Den blå kurven er besparelsen gitt i nåverdi for effektleddet og den grønne kurven er investeringskostnaden for tanken, begge gitt i kroner per måned. Trenden for nåverdien er gitt i en rød kurve. Alle variablene plottes mot volumstørrelse på tank. Diskonteringsrenta er satt til 4 % i utregningene som er gjort. Denne verdien kan selvsagt varieres. Om det hadde vært en lavere renteverdi enn 4 % ville kurven ha gått høyere opp og blitt flyttet mot høyre slik at resultatet hadde vært en større tank som hadde blitt mest økonomisk gunstig.

Ut i fra Figur 22 er det mulig å se at nåverdien er positiv frem til en tank på omtrent 8 m<sup>3</sup>, som betyr at også denne størrelsen er lønnsom. For Figur 23 er akkumulatortanken lønnsom for alle volumstørrelser større enn null helt frem til maksimalt kutt. Det er ikke mulig å flytte på mer varmeenergi enn det grafen viser, da dette tar utgangspunkt i det maksimale kuttet. Derfor stopper grafen ved volumet til tanken på dette punktet.



Figur 22: Investering og besparelse per måned og nåverdi plottet mot volum - Øya Helsehus.



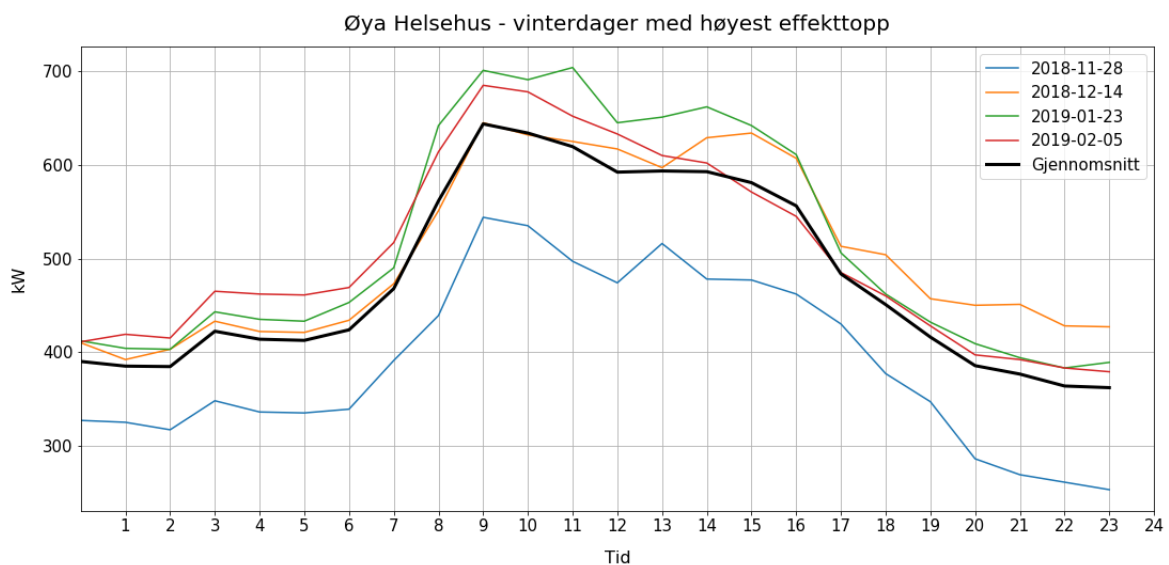
Figur 23: Investering og besparelse per måned og nåverdi plottet mot volum - Energibyget.

## 4.2 Utgangspunkt 2

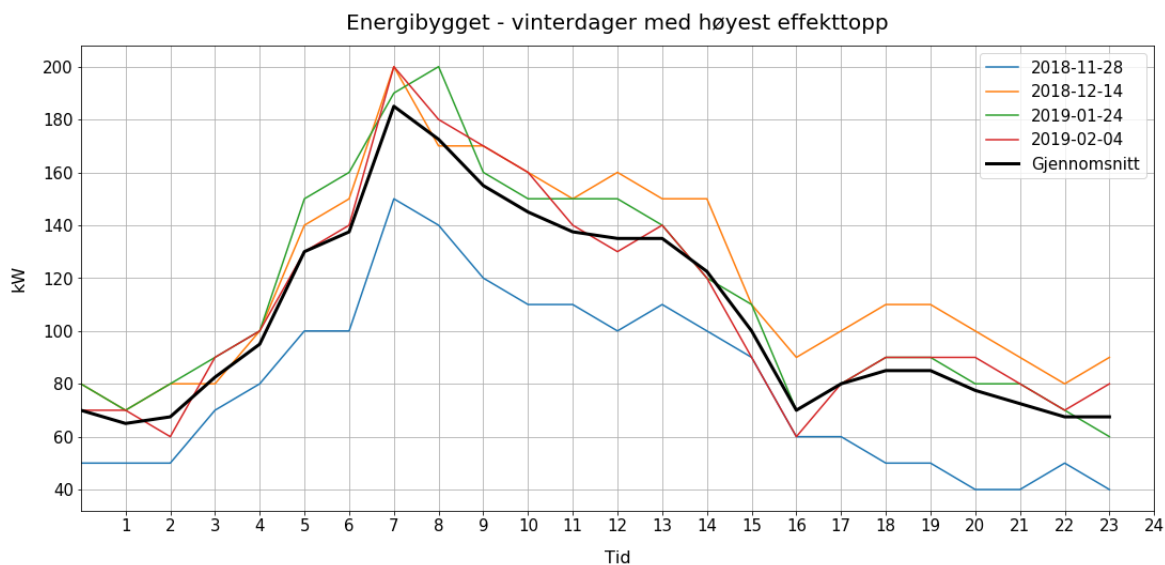
Utgangspunkt 2 tar for seg den gjennomsnittlige dagen med størst effekttopp i de fire vintermånedene for Øya Helsehus og Energibyget. Figur 24 og 25 gir en oversikt over de høyeste effekttoppene for hver enkelt vintermåned for henholdsvis Øya Helsehus og Energibyget. Den sorte kurven er gjennomsnittet av effekttoppene. Det er den kurven som er behandlet som beskrevet i 3.4. Resultatene fra optimaliseringsmodellen står i Tabell 4.

Ut i fra de fire effekttoppene gitt i Figur 24 for Øya Helsehus og Figur 25 for Energibyget finner man den gjennomsnittlige høyeste effekttoppen for vinteren. Figurene for begge byggene viser november med den laveste effektkurven. Dette ser ut til å stemme godt overens med temperaturene ved å se på Figur 10, november er ganske mild. Effektkurvene for de andre tre månedene ligger høyere og følger hverandre nokså likt i gjennom døgnet.

Figur 25 viser at kurven for november i Energibyget ikke får den toppen mellom klokken 16.00 og 22.00, slik de resterende månedene har. Dette begrunnes med at temperaturen øker gjennom dagen fra  $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$  til  $2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , temperaturverdiene er hentet fra Qualiteo. Dette gir en nedgang i fjernvarmeforbruket i stedet for et økende forbruk i akkurat dette tidsrommet.



**Figur 24:** Dagene med høyeste effekttopper i vintermånedene - Øya Helsehus.



**Figur 25:** Dagene med høyeste effekttopper i vintermånedene - Energibyget.

Tabell 4 viser resultatene fra Utgangspunkt 2. Verdiene er gjengitt på samme måte som i Tabell 3. Se avsnitt for Tabell 4 for nærmere beskrivelse av enkelt kategorier i tabellen.

**Tabell 4:** Utdrag av de viktigste resultatene - Utgangspunkt 2.

<b>Utgangspunkt 2:</b>		
<b>Gj.snitt dag med størst effekttopp (nov-feb)</b>		
	Øya Helsehus	Energibyget
P_max [kW]	644	185
Effektledd [kr/mnd]	34 621	11 100
P_max,ny [kW]	592,5	135,0
x = kutt [kW]	51,3	50,0
Q [kWh]	121	122,5
V [m <sup>3</sup> ]	2,30	2.33
Effektledd,ny [kr/mnd]	32 224	8 100
Besparelse [kr/mnd]	2 397	3 000
Besparelse, NV [kr/mnd]	543	680
Investering [kr/mnd]	273	276
Nåverdi [kr]	64 849	96 817

## 5 Diskusjon

### 5.1 Antagelser

Modellen tar utgangspunkt i det tekniske kravet  $\Delta T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$  for volumleddet. Tur- og returtemperaturer fra de ulike varmekretsene blir da ikke analysert nærmere. For et reelt system vil det være forskjellige kretser for radiatorer, ventilasjonsbatterier, tappevann og eventuelt et snøsmelteanlegg med ulike temperaturdifferanser. Det kan være ønskelig at man benytter seg av temperatursjiktning for et mest mulig effektivt energilager, men modellen går ut i fra et uniformt lager. Når temperaturdifferansen er mindre enn  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  vil kostnaden for volumleddet øke, fordi det straffer seg å ikke drifte anlegget i bygget effektivt. Om den er større enn  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  vil det gi et avslag på volumleddet. For Statkraft er det veldig gunstig at alle kundesentraler driftes så effektivt som mulig. Dette gjør det mulig for andre potensielle kunder å koble seg på fjernvarmenettet uten problem fordi det er kapasitet til det. Denne modellen setter alt inn i det samme energilageret med en  $\Delta T$ -verdi lik  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Ved å se på Ligning 3 er det mulig å se at  $\Delta T$  vil ha en stor innvirkning på volumet til tanken i forhold til hvor mye energi den kan lagre. Dersom  $\Delta T$  er mindre enn det som ble antatt må tanken være større enn det som ble beregnet i modellen. En  $\Delta T$  større enn  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  vil føre til bedre utnyttelse av tanken og en mindre tank enn det som ble beregnet i modellen kan installeres.

Det er antatt at utvidelsen av røranlegget, flere koblinger og muligens flere varmevekslere ikke fører til økt varmetap. Det vil forekomme et større varmetap på grunn av akkumulatortanken, men prosentandelen vil være liten. Dersom en tank skulle blitt installert i disse byggene ville den blitt installert innendørs i det tekniske rommet, dette vil gjøre at varmen forblir inne i bygget. Det minimale tapet av varmeenergi vil stige oppover i bygget eller bli gjenvunnet i ventilasjonssystemet. Det blir mindre varmetap ved å installere tanken innendørs i stedet for utendørs på grunn av en mindre differanse mellom temperaturen på utsiden og inne i tanken. Derfor har det vært en rimelig antagelse. Et større varmetap vil føre til et litt høyere forbruk av fjernvarme. Energiforbruket kan bli høyere enn det har vært tidligere, og effekttoppen kan derfor bli litt høyere enn det som er beregnet i modellen. Dette kan påvirke faktureringen ved at energiledet og effektleddet

kan øke noe. Besparelsene ved å investere i en akkumulatortank vil da være mindre enn først antatt.

Akkumulatortanken og installasjonen som er gitt for den bestemte investeringskostnaden gir et stigningstall på 28 400 kr/m<sup>3</sup>. Det er også vurdert om installasjonskostnaden skal være et konstantledd i stedet for en del av stigningstallet. Argumentet for at det skal være et konstantledd er at rørsystemet må endres uansett hvilken tank som skal monteres. Motargumentet vil være at prisen for selve flyttingen og monteringen av tanken varierer ut i fra hvilke utfordringer man har ved installasjon. Det er testet i modellen hvilken innvirkning en omgjøring til konstantledd for installasjonskostnaden har. Resultatene blir omtrent det samme som ved å ta installasjonskostnad inn i stigningstallet. I realiteten vil det være et fast kostnadsledd og en variabel kostnad ved installasjon av en akkumulatortank.

Det lineære stigningstallet betyr at jo større tank man velger i modellen, desto høyere blir investeringskostnaden. I virkeligheten er det ikke sikkert at det er en lineær sammenheng mellom volumet til tanken og pris selv om de andre variablene som driftstrykk og materialvalg er de samme. Enkelte tanker kan være mer vanlige og det blir derfor produsert flere av disse og tanken er da rimeligere å produsere. Det vil alltid være noen kostnader i forbindelse med produksjon, salg og håndtering som gjør at den lineære priskurven ikke vil starte på null, men vil ha en grunnkostnad.

Det kan forekomme drift- og vedlikeholdskostnader og dermed vil kostnadene vi har tatt utgangspunkt i for optimaliseringsmodellen være lavere enn de egentlig er. Dermed kan det være at installasjon av en akkumulatortank ikke er like lønnsomt som først antatt. Dette er forutsatt at det ikke oppstår feil på akkumulatortanken eller andre uforutsette hendelser som fører til økte kostnader.

Denne rapporten antar kun besparelser i effektleddet knyttet til vintermånedene. Grunnen til dette er at det kun var tilgang på data for vintermånedene på begge byggene. Øya Helsehus har detaljerte data som går flere år tilbake mens Energibygget har kun detaljerte data fra september 2018. Selv om det er lavere effekttopper resten av året vil lastflytting gjøre at effektleddet i fjernvarmeregningen blir mindre. Figur 5 viser at samme kutt i effekt vil gi større besparelse i effektleddet ved en lav effekttopp enn for en høy effekttopp.

Dersom sommermånedene også ble med i beregningene kunne det vært lønnsomt med en større tank enn det som er gitt i resultatene, på grunn av en større besparelse hvert år over 20 år. En større besparelse i kontantstrømmen i nåverdien kan utgjøre en stor forskjell på hvor stor tank som er lønnsom.

## 5.2 Sammenligning av resultater

Sammenhengene mellom bruksmønsteret og forbruket av fjernvarme er enklest å se når man ser på enkeltdager og tidsintervallene for forbruket. I tillegg blir det lettere når man ser på ekstremdager som er brukt i Utgangspunkt 1 og 2, hvor effekttoppene og variasjonene i løpet av en dag er tydeligere. Det er også disse dagene som har størst innvirkning på effektledet. Ved å kutte effekttoppene disse dagene vil det være mulig å kutte effekttoppene som er mindre for de resterende dagene denne måneden.

Bruksmønsteret for fjernvarme i de to bygningene er ulike grunnet de forskjellige bruksområdene til byggene. Energibygget som kun består av kontorarealer er hovedsaklig i bruk på hverdage fra klokken 07.00 til 16.00. Øya Helsehus sine to hovedfunksjoner påvirker hvordan de ulike delene av bygget brukes. Universitetsdelen som benyttes av studenter og kontorer for NTNU ansatte har likt bruksmønster som Energibygget. Dette er tydelig fordi dataen fra Øya Helsehus er delt inn i to kategorier. Kontordelen har et bruksmønster som kan sammenlignes med Energibygget. Oppvarmingen starter rundt klokken 04.00 i begge byggene for å være klar til brukerne kommer på jobb. Forbrukstoppene kommer rundt klokken 08.00, og synker resten av dagen, med svært lite forbruk fra klokken 16.00 når vanlig kontortid er over. Sykehusdelen skiller seg fra de andre forbruksmønstrene fordi den benyttes til døgkontinuerlig pleie av pasienter. Det vil si at det kreves oppvarming og varmt tappevann i store deler av døgnet for sykehusdelen, som øker forbruket drastisk.

Ut i fra Tabell 3 og 4 ser man at for begge utgangspunktene for de to byggene blir resultatet et kutt på cirka 50 kW. Selv om fjernvarmeforbruket er mye høyere for Øya Helsehus med en topp på 700 kW, vil det ikke lønne seg å kutte enda mer av toppen med de antagelsene som er gitt for modellen. Den høyeste toppen for Energibygget er på 200 kW. Denne forskjellen angir ulikheten for besparelsen på effektledet. For Øya Helsehus vil det være en mindre besparelse ved samme størrelse på kuttet som for Energibygget, fordi Øya Helsehus har en høyere effekttopp i utgangspunktet. Ut i fra Figur 5 er det mulig



å lese av at for kutt mellom 500 - 800 kW er det en kostnad på 47 kr/kW, mens mellom 0 - 200 kW er det en kostnad på 60 kr/kW. Derfor vil Energibyget ha en besparelse på 3 000 kr/mnd og Øya Helsehus vil ha en mindre besparelse på 2 397 kr/mnd for en gjennomsnittlig vinterdag med størst effekttopp.

Besparelsene og lønnsomheten av å investere i en tank forutsetter at effektledet vil forbli det samme gjennom hele levetiden til akkumulatortanken. Skulle det skje en reduksjon i prisen eller at effektledet blir fjernet helt vil det ikke være like lønnsomt eller lønnsomt i det hele tatt.

Selv om kuttene er forholdsvis like er ikke forflytningen av varmeenergi nødvendigvis lik. For Øya Helsehus har effekttoppen et bredere og flatere utseende. Effektkurven til Energibyget er bratt og har en høy topp. Dette gir ulike verdier for hvor mye varmeenergi som må dekkes av tanken for hver kuttverdi man itererer med. I Tabell 3 for Utgangspunkt 1 er det oppgitt at for et kutt på 53 kW dekker tanken en total varmeenergi på 154 kWh. Ved å sammenligne med samme kuttverdi på 53 kW for Energibyget vil tanken måtte dekke en varmeenergi på 134 kWh. Tanken for Energibyget vil bli på 2,55 m<sup>3</sup>, mens tanken for Øya Helsehus vil være 2,93 m<sup>3</sup>. Disse nøyaktige verdiene er hentet fra modellen, men det er også mulig å se i Figur 20 og 21 at varmeenergien som må flyttes vil være forskjellig. Det vil si at kostnadene for samme kutt for Energibyget og Øya Helsehus ikke er like. Tanken for Energibyget er mindre, derfor en lavere kostnad.

På siste rad av Tabell 4 er det gitt verdier for lønnsomheten av en tankinstallasjon. Slik det står beskrevet i 2.13 må nåverdien være positiv for å kunne si at en investering er lønnsom. Volumet på tanken blir bestemt ut i fra når investeringen er mest lønnsom. For den gjennomsnittlige dagen med størst effekttopp fra november til februar var nåverdien for Øya Helsehus på 65 000 kr og for Energibyget var den på 97 000 kr. Det vil si at inntjeningen av den totale investeringen over 20 år var 60 % større for Energibyget. På Figur 22 og 23 er det mulig å se at begge byggene får en positiv nåverdi opp til 8 m<sup>3</sup>, som vil si at alle disse tankvolumene er lønnsomme. Øya Helsehus kunne ha hatt et mye større volum på tanken i forhold til maksimalt kutt, men det gir en negativ nåverdi og er ikke lønnsomt.

Ved å øke levetiden fra 20 år til 30 år på tanken gir det høyere total besparelse for tanken.

Derfor blir lønnsomhetstiden utvidet og det er mulig å gå for omtrent en dobbelt så stor tank for Øya Helsehus. Den mest lønnsomme størrelsen for tanken vil øke med  $1 \text{ m}^3$  i forhold til den tanken med størst nåverdi som er gitt i Tabell 3 ved en økning til en levetid på 30 år.

I modellen ble det testet to utgangspunkter. Utgangspunkt 1, som var for den dagen med størst effekttopp i løpet av vintermånedene, skulle brukes til å finne den største mulige tanken. Høy topp ga muligheten for et stort kutt. Dette ble funnet ved å sette et kutt som ga en helt flat effektkurve. Størrelsen på tanken ble derfor urealistisk stor da investeringskostnaden enda ikke var tatt med som en variabel. Når den høyeste effekttoppen for januar ble kjørt gjennom modellen ble størrelsen på tanken drastisk redusert. Dette skjedde fordi besparelsene gjort i kutt måtte nå dekke investeringskostnadene for hver økning av volumet til tanken.

Utgangspunkt 2 skulle gi en middelvei på størrelsen på tanken slik at den ikke ble over-/underdimensjonert på grunn av den høyeste effekttoppen i løpet av vintermånedene. Ved å se på de fire vintermånedene hver for seg er det mulig å se at tankens optimale størrelse varierer. Ved å se på Figur 24 kan disse forskjellene for enkeltmånedene beskrives. Desember har en veldig flat effekttopp, derfor blir investeringskostnaden fort altfor stor til å kunne forsvares med besparelsene ved en økning på tankens størrelse. For effektkurven i november vil det være en endring i stigningstallet for effektleddet, fordi den befinner seg over og under 500 kW. Kuttet gjort når effektleddet er over 500 kW vil gi en reduksjon i effektleddet på 47 kr/kW. Når effektleddet er under 500 kW faktureres det med 53 kr/kW. Det vil si at for kutt under 500 kW er besparelsen 6 kr/kW mer enn tidligere. Dette gjør at besparelsen blir større, slik at man har muligheten til å investere i en større tank. For november blir besparelsene høyere i forhold til januar og det kan vurderes å kjøpe en større tank enn den optimale for januar.

Gjennomsnittlig effektkurve for dagene med størst effekttopp i de fire vintermånedene i Utgangspunkt 2 gir derfor et godt totalbilde for hver enkelt effekttopp, vist i Figur 24 og 25. Den sorte effektkurven følger forbruksmønstret for vintermånedene på en god måte. Det eneste som kan være misvisende er høyden i forhold til når den brer seg ut for effekttoppen, som tidligere nevnt.

Om effektbruken ikke hadde hatt cirka det samme bruksmønsteret for disse dagene med høyest effekttopp ville Utgangspunkt 2 gitt et galt resultat for effektkutt og besparelse for optimalisert tank. Grunnen til det er at da hadde effekttoppene havnet på forskjellige tidspunkt i løpet av døgnet og når man tar snittet av de, ville de ha jevnet hverandre ut. Det er mulig å se en liten utjevning i Figur 25 mellom klokka 16.00 og 23.00 for Energibyggget og Figur 24 mellom 12.00 og 15.00 for Øya Helsehus. Da ville det ha sett ut som om en optimalisering allerede var gjennomført.

Ser på forskjellene mellom Utgangspunkt 1 og 2, verdiene for dette står i Tabellene 3 og 4. Nåverdien for Øya Helsehus øker mellom Utgangspunkt 1 og 2. Nåverdien for Utgangspunkt 1 er 52 000 kr, når kuttet reduseres med 2 kW øker nåverdien til 65 000 kr. Dette kan begrunnes med å se på Figur 24 hvor det er mulig å se forskjellen mellom effektkurven for Utgangspunkt 1 (grønn kurve) og Utgangspunkt 2 (sort kurve). Utgangspunkt 1 har en bredere effekttopp enn Utgangspunkt 2, som betyr at det kreves et større volum på tanken for hvert kutt som gjøres i forhold til en spissere topp. Dette gir en mindre totalbesparelse, som gjenspeiler den lave nåverdien for Utgangspunkt 1 i forhold til Utgangspunkt 2. Utgangspunkt 2 for Øya Helsehus gir en underdimensjonert tank i forhold til Utgangspunkt 1.

Nåverdien utvikler seg den andre veien for Energibyggget og synker fra Utgangspunkt 1 til Utgangspunkt 2. Kuttet reduseres med 0,5 kW og nåverdien går fra 105 000 kr til 97 000 kr. Grunnen til dette er at Utgangspunkt 1 har en høyere og smalere topp enn Utgangspunkt 2. Med cirka samme kuttverdi vil det for Utgangspunkt 1 gi en større total besparelse med en mindre tank. Dette er synlig i Figur 25, at det er en forskjell mellom Utgangspunkt 1 (grønn kurve) og Utgangspunkt 2 (sort kurve). Dette gir en høyere nåverdi for Utgangspunkt 1 enn for Utgangspunkt 2. Utgangspunkt 2 for Energibyggget er en overdimensjonert tank i forhold til Utgangspunkt 1.

### 5.3 Komforten til brukerne av bygget

Vi antar samme energiforbruk for at temperaturendringer inne i bygget ikke skal gå ut over inneklimate og komforten til brukerne av bygget. Bruksmønsteret, antall mennesker, solinnstråling, aktivitetsnivå vil bli værende likt og historisk data er dermed mulig å benytte i optimaliseringsmodellen. Denne forenklingen gjøres fordi de nevnte parameterne varierer og har en varierende effekt på bygningen som er vanskelig å måle eller fastsette. Det antas at historiske data vil samsvare med fremtidig bruk av bygningene.

På Øya Helsehus har de som drifter bygget gitt tilbakemelding på at aktuatorene til radiatorene er problematiske å styre via SD-anlegget, og muligheten for å senke gjennomstrømningen av oppvarmet vann gjennom radiatorene fungerer ikke. Derfor må enkelte radiatorer enten stenges av helt eller settes på fri gjennomstrømning. Dette påvirker bruken av fjernvarme i stor grad, da det i stedet for å kunne reguleres på en god måte kjøres det full gjennomstrømning eller avstenging. Det er mulig at effektkurven kunne ha sett annerledes ut om det ikke hadde vært slik. En best mulig styring av pådragsorganer for radiatorene oppnås kun gjennom god kommunikasjon mellom styringssystemet i bygget og aktuatorene. Det å kjøpe inn nye aktuatorer er en stor kostnad. En midlertidig løsning på dette problemet er å benytte manuelle hoder på enkelte radiatorer. Disse er bestilt og vil etterhvert bli påmontert radiatorene.

For å eventuelt kunne gjøre tiltak som å redusere fjernvarmebruken for eksisterende bygg vil det være fornuftig å se på hva settemperaturen er. Dette gjøres for å kunne finne ut om det er mulig å justere den ned. Det er da viktig å fremdeles ha et godt inneklimate som tilfredsstillter brukerne av bygget. Dette må vurderes ut i fra anbefalingene fra Arbeidstilsynet gitt i 2.9. Der står det blant annet at anbefalt temperatur for åpent kontorlandskap er 22 °C. I stedet for å hele tiden kompensere fjernvarmebruken ut i fra utetemperaturen, kan det være mulig å også inkludere den termiske tregheten bygningen har. Energimerkingen av bygg kan være en indikator på hvor stor den termiske tregheten er for bygget.

## 6 Konklusjon

Det økonomiske potensialet ved å optimalisere forbruket av fjernvarme ved å ta utgangspunkt i en akkumulatortank avhenger av forbruksmønster, levetid, investeringskostnader og temperaturdifferanse inn og ut av tanken. Ut i fra disse variablene er det utarbeidet en modell som beregner den optimale tanken for reduksjon av effektleddet. Modellen viser at det er lønnsomt å installere en akkumulatortank for de to aktuelle byggene.

Ved å bruke modellen som er blitt utviklet i oppgaven er det funnet ut at ett kutt på ca. 50 kW er det mest økonomiske kuttet for begge utgangspunktene på Øya Helsehus og Energibyget. Disse kuttene gir forskjellige verdier for varmeenergien  $Q$ , på grunn av ulike bruksmønstre i byggene. Volumet for tanken blir derfor ulikt, da Øya Helsehus har en bredere og flatere topp enn Energibyget. De mest realistiske resultatene som får med variasjonene i løpet av vintermånedene er fra Utgangspunkt 2. Både for Øya Helsehus og Energibyget vil det lønne seg å investere i en akkumulatortank for nåverdiene er henholdsvis 65 000 kr og 97 000 kr.

I løpet av analysen er det konkludert med at det handler ikke bare om størrelsen på effekttoppen, men mest av alt om formen på effekttoppen og hvilken prisklasse i effektleddet den ligger i. For et bygg med lavt energiforbruk og en kurve som er spiss, som vil si at bygget har et ujevnt forbruk, vil gi de beste forutsetningene for installering av en akkumulatortank. Dette kan sammenlignes med resultatene fra Energibyget. For et bygg med høyt energiforbruk og et jevnere forbruk vil det ikke være like lønnsomt med installasjon av en akkumulatortank, men det kan fortsatt være lønnsomt. Dette kan sammenlignes med resultatene for Øya Helsehus.

En av styrkene med modellen er at det er enkelt å legge inn nytt datasett for et annet bygg og få ut et nytt resultat for effektkutt og størrelse på tank. En annen styrke er at det vil være lett å endre flere av antagelsene som er foretatt i modellen slik at modellen vil gi et resultat som vil samsvare mer med virkeligheten. Svakheterne ved modellen er antagelsene, forenklingene av tanken og at det kun er tatt utgangspunkt i de fire vintermånedene som besparelse for året.

En akkumulatortank trenger ikke å være lønnsom dersom:

- effekttoppen er høy og flat, og bedriften har et jevnt forbruk uten smale effekttopper.
- det påløper flere eller større kostnader enn det som er brukt i denne rapporten, som kan være: annen tank, reparasjonskostnader eller større investeringskostnader.
- krav til rente økes drastisk.
- en privatkunde skal vurdere denne investeringen kun basert på effektleddet, for privatkunder vil ikke bli fakturert for effektleddet.
- effektleddet reduseres i pris, eller prinsippet for dagens ordning endres.

Videre studier kunne også sett på hvilken innvirkning besparelser i sommermånedene ville hatt på modellen. Fokuset har vært kun på vintermånedene og besparelsene det er mulig å gjøre der. Sommermånedene ville også ha fått besparelser om det hadde vært installert en tank som var dimensjonert for de verste effekttoppene om vinteren. Denne tanken kunne da ha vært brukt til å for eksempel flate ut enkelte av effekttoppene for sommermånedene. Det anbefales også å se på mulighetene for å dele opp installasjonskostnaden i et fastledd og et variabelt kostnadsledd. Ved å gjøre dette vil det gi et bedre og virkelighetsnært resultat for modellen.

## Referanser

- [1] Øyvind Grøn. Optimalisering. <https://snl.no/optimalisere>, Hentet 07.05.2019.
- [2] Knut Hofstad. Varmeenergi. <https://snl.no/varmeenergi>, Hentet 24.04.2019.
- [3] Marc A. Rosen Ibrahim Dincer. *Thermal Energy Storage: Systems and Applications*. Wiley, 2. opplag 2011.
- [4] Knut Hofstad. Varmeeffekt. <https://snl.no/varmeeffekt>, Hentet 24.04.2019.
- [5] Statkraft Varme AS. Tekniske bestemmelser for fjernvarme kundesentraler og innvendige røranlegg. <https://www.statkraftvarme.no/globalassets/2-statkraft-varme/statkraft-varme-norge/bedrift/tekniske-bestemmelser-trondheim----rev-aug-2017.pdf>, Hentet: 22.03.2019.
- [6] Luisa F. Cabeza. *Advances in thermal energy storage systems methods and applications*. Woodhead Publishing, Utgitt 2015.
- [7] ETA Norge. Hjertet i varmeanlegget og brosjyre om akkumulatortanker. <http://www.etanorge.no/produkter/tanker/>, Hentet: 07.05.2019.
- [8] Enova. Akkumulatortank. <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/akkumulatortank/>, Hentet: 07.05.2019.
- [9] Reidar Evensen. *Intervju med ingeniør i SGP Armatec AS*. Kontakt på e-post, April og mai 2019.
- [10] Buckeye Fabricating. Øya helsehus. [https://www.buckeyefabricating.com/documents/Tank\\_Materials\\_Guide\\_-\\_2015\\_Dec\\_9.pdf?fbclid=IwAR19Gyf4DQIzh7zN-bW5QC5RyE68EgRa0zQlk6aHijVi-iZfhTDCrCWSB7M](https://www.buckeyefabricating.com/documents/Tank_Materials_Guide_-_2015_Dec_9.pdf?fbclid=IwAR19Gyf4DQIzh7zN-bW5QC5RyE68EgRa0zQlk6aHijVi-iZfhTDCrCWSB7M), Hentet: 16.05.2019.
- [11] BraVVS.no. Akkumulatortanker. <https://bravvs.no/akkumulatoratanker>, Hentet: 18.05.2019.
- [12] Statkraft. Fjernvarme. [https://www.statkraftvarme.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/faktaark\\_tcm84-14828.pdf](https://www.statkraftvarme.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/faktaark_tcm84-14828.pdf), Hentet: 21.04.2019.

- [13] Norsk fjernvarme. Fjernvarme. <http://www.fjernvarme.no/index.php?pageID=30>, Hentet: 14.03.2019.
- [14] Statkraft. Trondheim fjernvarme. <https://www.statkraftvarme.no/om-statkraftvarme/vare-anlegg/norge/trondheim/>, Hentet: 06.03.2019.
- [15] Fjernkontrollen. Energikilder trondheim. <https://www.fjernkontrollen.no/trondheim/>, Hentet: 14.03.2019.
- [16] Daisie D. Boettner Margaret B. Bailey Michael J. Moran, Howard N. Shapiro. *Principles of Engineering Thermodynamics*. 8th edition SI version. Wiley, Utgitt 2015.
- [17] Terje Berg. *Intervju med Key Account Manager i Statkraft AS*. Kontakt på e-post, Mars 2019.
- [18] Olje og energidepartementet. Lov om produksjon, omforming, overføring, omseting, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven), 1990 nr. 50, endret av 2001 nr. 82.
- [19] Statkraft. Returtemperatur og volum. <https://www.statkraftvarme.no/produkter-og-tjenester/Prismodell/returtemperatur-og-volum/>, Hentet: 23.04.2019.
- [20] Per Vilbrand. *Intelligente bygningsinstallasjoner - IBI*. ELforlaget, 1. utgave 1998.
- [21] Energiplan. Slik fungerer et sd-anlegg. <https://blogg.energiplan.com/slik-fungerer-et-sd-anlegg>, Hentet: 19.05.2019.
- [22] NAAF (Norges Astma og Allergiforbund). Fakta om inneklime. <https://www.naaf.no/fokusomrader/inneklime/fakta-om-inneklime2/>, Hentet: 20.02.2019.
- [23] Direktoratet for byggkvalitet. § 13-4. termisk inneklime. <https://dibk.no/byggereglene/byggteknisk-forskrift-tek17/13/ii/13-4/>, Hentet: 20.02.2019.
- [24] Arbeidstilsynet. Åpent kontorlandskap. <https://www.arbeidstilsynet.no/tema/utforming-av-arbeidsplassen/apent-kontorlandskap/>, Hentet: 20.02.2019.
- [25] Arbeidstilsynet. § 2-14. klima, ventilasjon, luftkvalitet mv. <https://www.arbeidstilsynet.no/regelverk/forskrifter/arbeidsplassforskriften/2/2-14/>, Hentet: 06.03.2019.



- [26] Enova SF. Energimerking. <https://www.energimerking.no/no/energimerking-bygg/om-energimerkesystemet-og-regelverket/karakterskalaen/>, Hentet: 17.01.2019.
- [27] Lavenergiprogrammet. Prosjektering av passivhus, lavenergiprogrammet - energimerking. <https://docplayer.me/1322992-Prosjektering-av-passivhus.html>, Mars 2013. 2. opplag 2013.
- [28] Ole Harald Dale. Øya helsehus. <http://www.bygg.no/article/34468?image=dp-image970-1001434>, Hentet: 15.03.2019.
- [29] Didrik Rønning. *Intervju med driftsansvarlig på Øya Helsehus*. Omvisning ved Øya Helsehus, Mars 2019.
- [30] Byggfakta. Energibyget i trondheim. <https://www.byggfakta.no/energibyget-i-trondheim-52693/nyhet.html>, Hentet: 15.03.2019.
- [31] Veronica Lyså Knutsen. Energibyget lerkendal står ferdig. <https://reinertsenas.wordpress.com/2012/10/18/energibyget-lerkendal-star-ferdig/>, Hentet: 18.05.2019.
- [32] Frode Paulsen. *Masteroppgave: Energibruk i bygg; fra overlevering av næringsbygg til FDVU fasennår all teori skal bli praksis*. NTNU, Utgitt 2015.
- [33] ABK klima. Aerotempere og luftporter. <https://www.abkklima.no/naringsbygg/aerotempere-og-luftporter/>, Hentet: 18.05.2019.
- [34] Renewablesfirst. What is a flow duration curve? <https://www.renewablesfirst.co.uk/hydropower/hydropower-learning-centre/what-is-a-flow-duration-curve/>, Hentet: 09.04.2019.
- [35] Else Margrethe Nyhuus Kjell Banken. *Innføring i bedriftsøkonomi*. Cappelen Akademisk Forlag, 10. opplag 2015.

# Vedlegg

## A TrønderEnergis nettleieavtale

Fra TrønderEnergi sin nettside har vi følgende informasjonen om deres nettleieavtale:

### **Bedrift - effektmålt**

Effektledet avregnes etter anleggets høyeste timeverdi, som er høyeste målte effektuttak i løpet av en time, for den aktuelle kalendermåneden. Hovedsikring større enn 125A ved 230V eller 80A ved 400V

### **NMT Effektmålt næring, lavspenning**

Fastbeløp: 8 800 kr/år

Energi pris: 5,0 øre/kWh

Forbruksavgift: 15,83 øre/kWh

### **Effektpris vinter (jan, feb, nov, des):**

0-200 kW = 60 kr/kW/mnd

200-500 kW = 53 kr/kW/mnd

500-800 kW = 47 kr/kW/mnd

>800 kW = 40 kr/kW/mnd

### **Effektpris sommer (mars - oktober):**

0-200 kW = 45 kr/kW/mnd

200-500 kW = 40 kr/kW/mnd

500-800 kW = 35 kr/kW/mnd

>800 kW = 30 kr/kW/mnd

*<https://tronderenerginett.no/kunde/avtaler>*

## B Avtale fjernvarme

### Fjernvarmetariff BT1V til næringskunder i Trondheim

Gjelder fra og med 01.01.2019. Alle priser er eks. mva.

Effektledd Fjernvarme	
<b>Sommer mars -okt</b>	
0-200	45,00 kr/kW/mnd
200-500	40,00 kr/kW/mnd
500-800	35,00 kr/kW/mnd
> 800	30,00 kr/kW/mnd
<b>Vinter jan,feb,nov,des</b>	
0-200	60,00 kr/kW/mnd
200-500	53,00 kr/kW/mnd
500-800	47,00 kr/kW/mnd
> 800	40,00 kr/kW/mnd
Energiledd Fjernvarme	
Månedsmiddel for forsyningsområdet (www.nordpoolspot.com)	spotpris el
Energipris nettleie	5,00 øre/kWh
Påslag inkl. elsertifikat	5,65 øre/kWh
Forbruksavgift	15,83 øre/kWh
- fratrekk volumledd (nov-feb)	-6 øre/kWh
Sum energiledd pr kWh (mar-okt)	Spot + 26,48 øre/kWh
Sum energiledd pr kWh (nov-feb)	Spot + 20,48 øre/kWh
Volumledd Fjernvarme	
Volumpris (nov - feb)*	3,13 kr/m3

De enkelte elementene i beregningen av fjernvarmeprisen er identisk med til enhver tids gjeldende priser fra Trønderenergi Nett, offentlige avgifter og retningslinjer fra NVE. Enova avgift og eventuelle fastbeløp beregnes ikke i fjernvarmeprisen.

\*Volumleddet vil ved  $\Delta t = 45$  grader Cutgjøre 6 øre/kWh. Ved å sørge for en best mulig avkjøling på anlegget, bruker man mindre vann og får en lavere fjernvarmepris.

Se [www.statkraftvarme.no](http://www.statkraftvarme.no) for tips til hvordan oppnå lav returtemperatur.

#### Statkraft Varme AS

TLF: 915 02450

E-POST: [kundeservice@statkraftvarme.no](mailto:kundeservice@statkraftvarme.no)

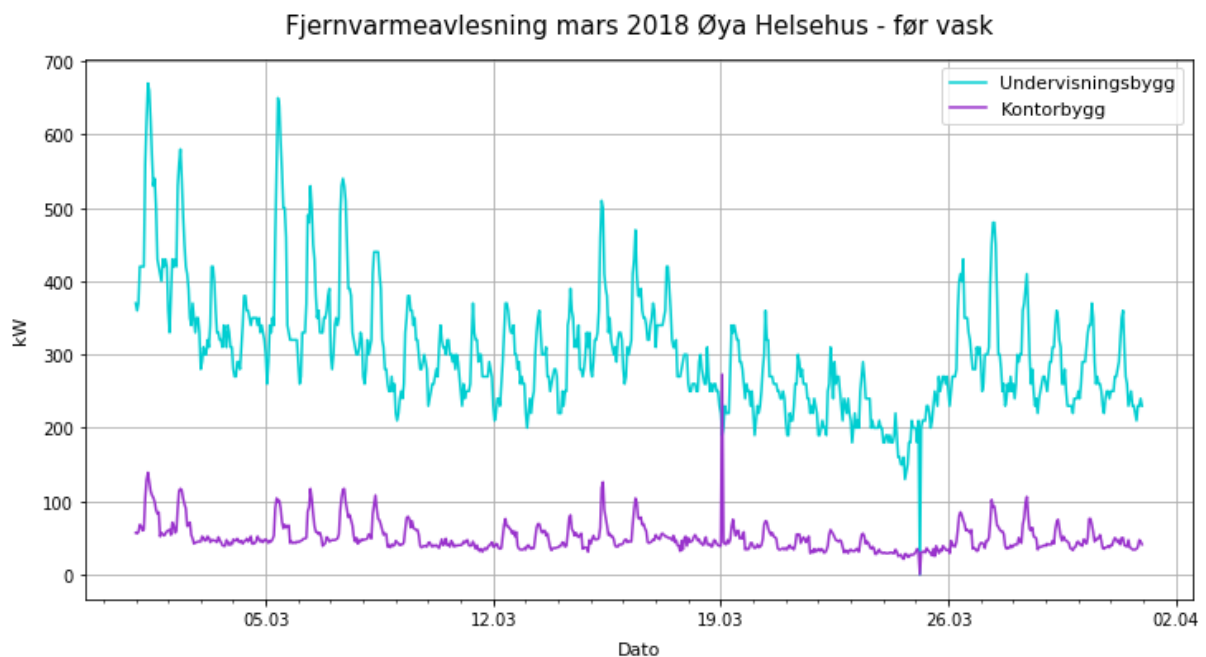
WEB: [www.statkraftvarme.no](http://www.statkraftvarme.no)

Sluppenvegen 6, Postboks 2400, 7005 Trondheim

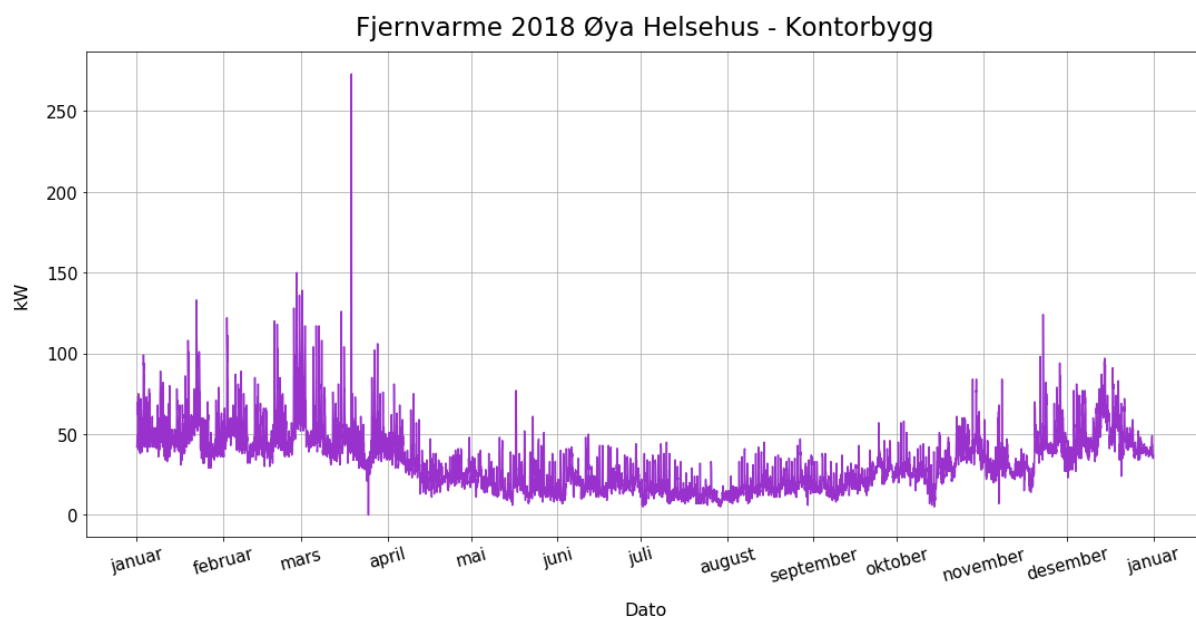
## C Vasking av data - Øya Helsehus

Datasettet for Øya Helsehus hadde tre verdier som skilte seg ut fra resten av verdiene i 2018, dette vises tydelig i Figur 26. To av disse verdiene var 0 kW og begge var på samme tidspunkt en dag i mars, den ene for undervisningsbygget og den andre for kontorbygget. Den siste verdien var på målingene for kontorbygget og var usannsynlig høy i forhold til resten av målingene, se Figur 27. Denne verdien var på 273 kW og den nest største verdien er på 150 kW, altså 123 kW mindre.

Etter å ha sett på verdiene for hele datasettet er det omtrent en gang hvert år i mars at det er en måling som er null for både kontorbygget og undervisningsbygget. Dette kan da være vedlikehold eller lignende som forårsaker måleverdier på null, derfor vil ikke verdiene bli endret. Den ene verdien som var usannsynlig høy for kontorbygget kunne blitt forårsaket av en feil på måleren, og ble erstattet av gjennomsnittet av verdiene før og etter.

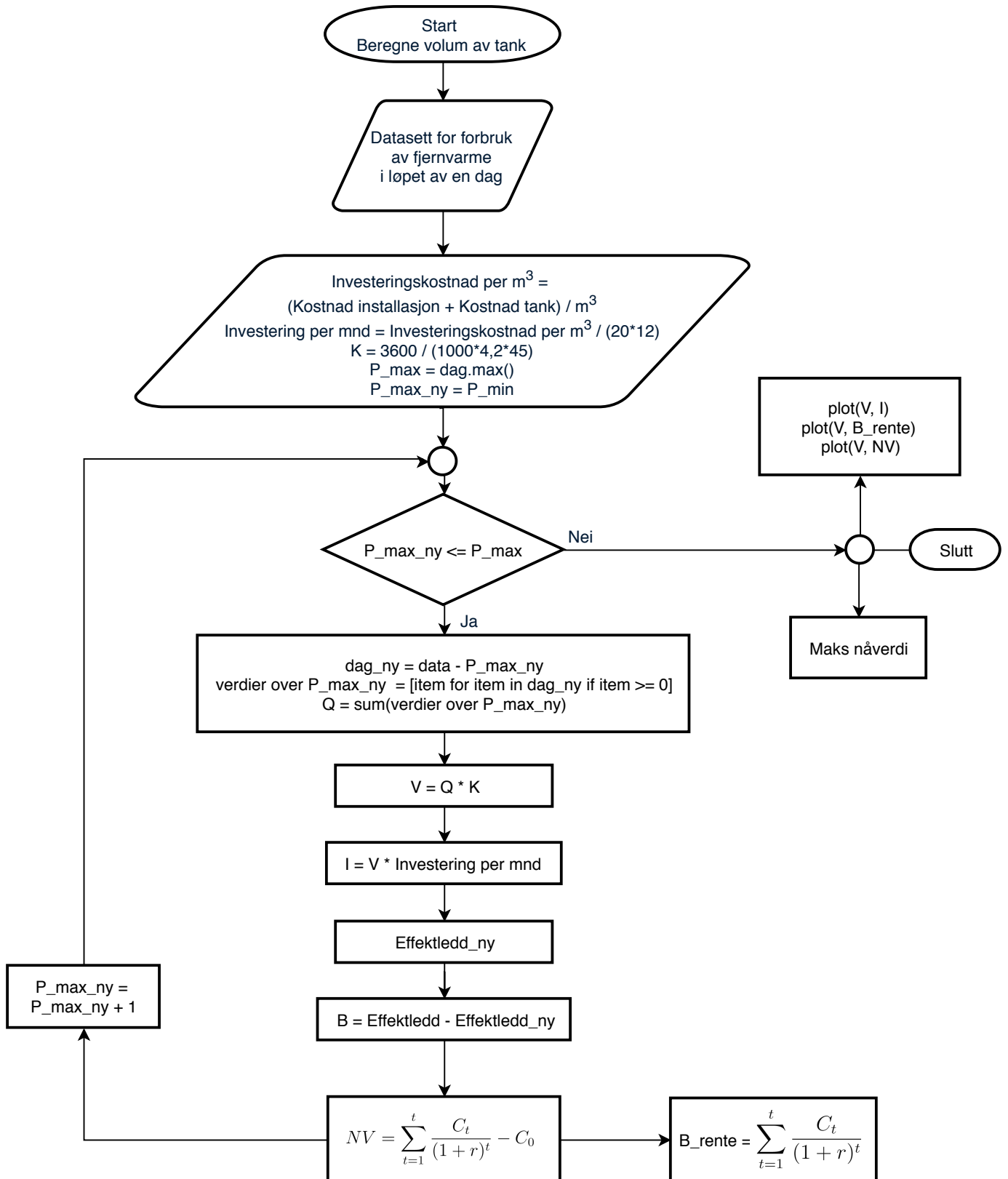


**Figur 26:** Tre verdier i mars 2018 skiller seg ut fra resten av målingene.



**Figur 27:** To måleverdier skiller seg ut for kontorbygget mars 2018.

## D Flytskjema



## D.1 Forklaring av forkortelser og kode

- *Investeringskostnad per  $m^3$*  =  $(\text{Kostnad installasjon} + \text{Kostnad tank})/m^3$  - vil gi den totale kostaden for tanken for hver  $m^3$ .
- *Investering per mnd* =  $\text{Investeringskostnad per } m^3 / (20 * 12)$  - vil gi hvor stor investeringskostnaden er for hver måned i løpet av levetiden (her: 20 år).
- *K* - konstant, se Ligning 3.
- *P\_max* - den maksimale effektverdien i datasettet for dagen som blir sett på.
- *P\_max\_ny* - starter på  $P_{min}$  som er effektverdien for maks kutt og økes med 1 kW for hver iterasjon gjennom sløyfa. Dette vil være den nye effekttoppen for beregningene.
- *dag\_ny* - alle effektverdiene for datasettet minus  $P_{max\_ny}$  for å finne hvor mange kW det er over og under kuttet.
- *verdier over P\_max\_ny* - legger de positive verdiene i *dag\_ny* til en liste.
- *Q* - varmeenergien som skal flyttes, vil være summen av de positive verdiene. Alle verdiene er kW i løpet av en time, og enheten blir da kWh.
- *V* - volum til tanken, varmeenergien multiplisert med konstanten.
- *I* - investeringskostnaden av tanken hver måned.
- *Effektledd\_ny* - beregner effektleddet for  $P_{max\_ny}$ .
- *B* - besparelse i effektledd.
- *NV* - nåverdi, hvor:
  - $C_t$  = besparelse (her:  $B * 4$ ) for de fire vintermånedene
  - $r$  = rente (her: 4 %)
  - $t$  = levetid (her: 20 år)
  - $C_0$  = investeringskostnad per  $m^3 * \text{volum til tanken}$
- *B\_rente* - besparelser med renter, verdien på besparelsene vil ikke ha samme verdi i dag som en besparelse 20 år frem i tid.

Alle verdiene blir lagt til i lister for hver iterasjon som gjør det mulig å se hva alle parameterene er for den tanken med størst nåverdi. Dette gjør det også mulig å plotte I, B\_rente og NV mot V for å få grafene som vist i Figur 22 og 23 for å se hvilke størrelser for tanker som er lønnsomme og hvilke som ikke er det.



