



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2025 30 stp.

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Driftsstrategier og lønnsomhet for sesonglagring av fjernvarme med HT-BTES: En casestudie av Furuset, Oslo

Operational Strategies and Profitability of
Seasonal Storage in District Heating Using HT-
BTES: A Case Study of Furuset, Oslo

Nora Holm Åsnes

Fornybar energi

Deklarasjon

Denne oppgaven er skrevet som avsluttende masteroppgave for programmet Fornybar energi som tilhører fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA) på Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven er skrevet i samarbeid med Hafslund Celsio og er knyttet til forskningsprosjektet Resilient. Det erklæres herved at denne masteroppgaven er mitt eget, selvstendige arbeid. Alle kilder som er brukt, er oppgitt og referert i henhold til gjeldende retningslinjer for akademisk redelighet.

Dato: 15. mai 2025

Sted: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Ås

Underskrift: Nora H. Åsnes

Nora Holm Åsnes

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på 5 år med studier på NMBU. En lærerik, utfordrende, givende og fantastisk tid. Jeg vil takke min hovedveileder Erik Trømborg for god veiledning, nyttige innspill, tilbakemeldinger og faglige diskusjoner. Takk til biveileder Monica Havskjold som har tilrettelagt for et lærerik og givende samarbeid gjennom hele oppgaven. Hennes faglige innspill, refleksjoner og støtte har vært svært verdifullt for arbeidet. Jeg vil også takke Letizia Fasci for all hjelp med data og verdifull innsikt i teknologi og analyser. Takk til Hafslund Celsio for tilgang til prosjektdata. Disse 5 årene hadde ikke blitt det samme uten dyktige medstudenter. Takk for alt det faglige og sosiale vi har gjort sammen. En spesiell takk til Madeleine, Nora, Tuva, Ida og Ingvild. Sist, men ikke minst, vil jeg takke mamma for all støtte og oppmuntring.

Sammendrag

Etterspørselen etter kraft forventes å øke frem mot 2050. Kraftproduksjonen i Norge og Norden skal bestå av fornybare kilder, som blant annet består av uregulerbar vind- og solkraft. Sammen med temperaturavhengig forbruk gir dette økte svingninger i kraftsystemet, og økt behov for fleksibilitet. Fjernvarme og lagring av varme kan bidra med nødvendig fleksibilitet både på kort og lang sikt. Sesonglageret som vurderes å installeres på Furuset kan gi fleksibilitet mellom sesonger og år, og avlaste kraftsystemet i perioder med høyt varmebehov og knapp tilgang på kraft. En kvantitativ studie har blitt utført for å vurdere energiutnyttelsen fra og lønnsomheten for lageret av ulike størrelser. Lageret er analysert for størrelsene 100, 200 og 400 borehull, alle med enten en 20 ukers utladning eller en 33 ukers utladning. Det er undersøkt hvordan utladningsvarigheten påvirker virkningsgrad og økonomi. I tillegg er ulike prisscenarioer for elektrisitetspriser testet for å undersøke hvordan prisprofilene påvirker lønnsomhet og optimal drift av lageret.

For å analysere energiutnyttelse og lønnsomhet, både for opprinnelige scenarioer, og for scenarioer i følsomhetsanalysene er energimodellen EnergyPRO brukt sammen med Excel. Følsomhetsanalysene viser hvordan ulike forutsetninger påvirker lønnsomheten. Med forutsetningene i denne studien viser resultatene at et større antall borehull kan være lønnsomt selv om investeringskostnadene øker. Resultatene tyder på at sesonglagring i anlegget på Furuset er avhengig av et høyt prisscenario, hvor lagervarmen erstatter dyr topplast. Resultatene viser videre at optimal drift som er tilpasset varmebehov og prisen på elektrisitet, er det som gir både best lønnsomhet og best energiutnyttelse. Resultatene viser også hvordan sesonglager kan være en kilde til fleksibilitet, men at lønnsomheten av lageret er sensitiv for driftsstrategi og prisprofiler.

Abstract

The demand for electricity is expected to increase towards 2050. Power production in Norway and the Nordic region is planned to rely on renewable sources, including inconsistent wind and solar power. Combined with temperature dependent demand for power and heat, this leads to increased fluctuations in the power system and an increased need for flexibility. District heating and thermal energy storage can provide both short-term and long-term flexibility. The seasonal storage considered at Furuset can provide flexibility over seasons and years and relieve the power system during periods of high heat demand and limited electricity supply. A quantitative study has been done to assess the energy utilization and profitability of the storage for different sizes. The storage sizes considered are 100, 200 and 400 boreholes, each with either a 20-week or 33-week discharge period. The impact of discharge duration on efficiency and economy has been examined. In addition, various electricity price scenarios have been tested to evaluate how price profiles affect the profitability and optimal operation of the storage.

To analyze the energy utilization and profitability in the original scenarios and in the sensitivity scenarios, the energy model EnergyPRO has been used in combination with Excel. The sensitivity analyses show how different assumptions influence profitability. Under the assumptions made in this study, the results indicate that a larger number of boreholes may be profitable, even with increased investment costs. The findings suggest that seasonal storage at the Furuset facility depends on a high-price scenario, where stored heat replaces expensive peak load. The results further show that optimal operation, aligned with heat demand and electricity prices, yields both the best profitability and best energy utilization. Additionally, the results demonstrate how seasonal storage can provide flexibility, though the profitability is sensitive to operational strategies and price profiles.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	1
1.1. Problemstilling	6
2. Beskrivelse av anlegget	8
2.1. Teori om HT-BTES	8
2.2. Hvorfor er sesonglager nyttig?	11
3. Material og metode	13
3.1. Oversikt over metodebruken	13
3.2. Modellering av anlegget	14
3.3. EnergyPRO	17
3.4. Data og forutsetninger	18
3.4.1. Energi	18
3.4.2. Kostnader og prisscenarioer	20
3.5. Modellering og analyse	22
3.5.1. Scenarioer og forutsetninger	22
3.5.2. Analyse av energiutnyttelse	24
3.5.3. Lønnsomhetsanalyse	25
3.5.4. Følsomhetsanalyse	26
3.6. Bruk av KI	27
4. Resultater	28
4.1. Antall borehull: Investeringskostnader og energiutveksling	28
4.2. Utladningsprofiler: Effektivitet, økonomi og lastreduksjon	29
4.2.1. Lastreduksjon	33
4.3. Overordnet lønnsomhet og påvirkning fra prisscenarioer	34
4.4. Følsomhetsanalyser	39
4.4.1. Investeringskostnad	40
4.4.2. Flyttet utladning	41
4.4.3. Økt varmebehov	43

5. Diskusjon.....	45
5.1. Begrensninger i metode og forutsetninger	45
5.2. Sammenligning av resultater	47
5.3. Implikasjoner og videre forskning.....	49
6. Konklusjon.....	51
Referanseliste	52
Vedlegg	59
Vedlegg A – bidrag fra de ulike produksjonsteknologiene i varmeleveransen til Furuset.....	59
Vedlegg B – produksjonsgrafikk fra EnergyPRO i driftsår 10.....	62

Figurliste

<i>Figur 1: Flyfoto av Furuset med utformingen for området. 1=areal for HT-BTES, 2=lokalt fjernvarmenett (høy-temperatur), 3=planlagt lav-temperaturnett, 4=teknisk bygg som får varme fra lageret ut på lav-temperaturnettet, 5=Klemetsrud avfallsforbrenningsanlegg (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).</i>	5
<i>Figur 2: illustrasjon av HT-BTES med ladning på sommeren (venstre) og utladning på vinteren (høyre) (Underground Energy, u.å.). Flyten av varme i hvert borehull ved ladning og utladning er uthevet i midten (Heliostorage, u.å.).</i>	8
<i>Figur 3: utformingen av borehullene i HT-BTES på Furuset. (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).</i>	9
<i>Figur 4: tilgjengelig overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen på Klemetsrud fra mai til september. (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).</i>	10
<i>Figur 5: produksjon av fjernvarme på ukesbasis i 2024. Sesonglagring av varme har potensial til å kutte spisslast (rød sirkler) (M. Havskjold, personlig kommunikasjon, 12. mai 2025).</i>	12
<i>Figur 6: flytdiagram for metode og arbeidsprosess</i>	14
<i>Figur 7: oppbygning av systemet i EnergyPRO med lager</i>	15
<i>Figur 8: oppbygning av systemet i EnergyPRO uten lager. "Varmebehov lade" står som 0</i>	16
<i>Figur 9: varmebehov for Furuset 14 GWh/år. Startdato for året er 1. mai</i>	17
<i>Figur 10: ladning og utladning for 100 borehull med 20 ukers utladning for de første 5 driftsårene</i>	20
<i>Figur 11: ladning og utladning for 100 borehull med 33 ukers utladning for de første 5 driftsårene</i>	20
<i>Figur 12: varmebehov og utladning for 100 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.</i>	30
<i>Figur 13: varmebehov og utladning for 200 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.</i>	31
<i>Figur 14: varmebehov og utladning for 400 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.</i>	32
<i>Figur 15: lastreduksjon for de tre ukene med høyest varmebehov på vinteren (1. januar – 21. januar).</i>	34
<i>Figur 16: høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.</i>	35
<i>Figur 17: nåverdi for 20 og 33 ukers utladning for 200 og 400 borehull</i>	36

<i>Figur 18: påvirkning på nåverdi for økning i antall borehull i base og høyt scenario med 20 ukers utladning.....</i>	<i>37</i>
<i>Figur 19: påvirkning på nåverdi for økning i antall borehull i base og høyt scenario med 33 ukers utladning.....</i>	<i>37</i>
<i>Figur 20: økning i besparelser mellom ulike prisscenarioer i år 10</i>	<i>38</i>
<i>Figur 21: alternativt høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.</i>	<i>39</i>
<i>Figur 22: varmebehov og utladning i år 10 for 200 borehull med utladning for 33 uker, 20 uker og 20 uker flyttet.....</i>	<i>41</i>
<i>Figur 23: nåverdi for 20 uker og 20 uker flyttet utladning for 200 og 400 borehull</i>	<i>42</i>
<i>Figur 24: høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 20 uker flyttet utladning. Start for året er 1. mai.</i>	<i>43</i>
<i>Figur 25: nåverdi for 20 og 33 uker utladning for 400 borehull med økt varmebehov</i>	<i>44</i>
<i>Figur 26: varmebehov og utladning for 400 borehull i år 10 med utladning for 20 uker, 33 uker og 20 uker flyttet. Start for året er 1. mai.</i>	<i>44</i>

Tabelliste

<i>Tabell 1: de viktigste geologiske parameterne brukt til å bestemme lagerets kapasitet.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabell 2: prisscenarioer</i>	<i>22</i>
<i>Tabell 3: variabler brukt til å bygge scenarioer</i>	<i>23</i>
<i>Tabell 4: investeringskostnad, driftskostnader og besparelser for 100 borehull, 20 ukers utladning og base pris. Tallene er avrundet til nærmeste million.</i>	<i>26</i>
<i>Tabell 5: total investeringskostnad for de ulike antallene borehull. Tallene er avrundet til nærmeste million og tusen.</i>	<i>28</i>
<i>Tabell 6: utladet energi for ulike antall borehull i år 10.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabell 7: faktisk og potensiell energiutnyttelse, virkningsgrad og dekningsgrad i år 10</i>	<i>32</i>
<i>Tabell 8: oversikt over nåverdien for alle scenarioene</i>	<i>34</i>
<i>Tabell 9: oversikt over internrenten for de 4 beste scenarioene</i>	<i>35</i>
<i>Tabell 10: oversikt over nåverdien for scenarioer i følsomhetsanalyser</i>	<i>39</i>
<i>Tabell 11: oversikt over internrenten for de 4 beste scenarioene fra følsomhetsanalysene</i>	<i>40</i>

1. Innledning

Norge har som mål å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 og har satt seg en klimapolitisk målsetting om å redusere klimagassutslipp med opptil 95% sammenlignet med 1990-nivå (NOU 2023:25, s. 7). I 2023 var netto innenlands forbruk av energi 217 TWh, hvor 33% kom fra fossile energikilder (SSB, 2024). Fossil energi skal fases ut i Norge og Europa, og erstattes med uregulerbar kraft fra fornybare energikilder slik som vind- og solkraft (NOU 2023:3, s. 9). Fornybare energikilder er væravhengige og er ofte uregulerbare. Dette gir en mer usikker kraftproduksjon. Flere sektorer skal elektrifiseres som fører til et høyere samlet kraftforbruk. Produksjonen av kraft må til gjengjeld øke, for å møte et økt behov (NOU 2023:3, s. 9).

Det norske kraftsystemet påvirkes også av årstider, med varierende tilsig, vind og temperaturer. Norge har høy kraftproduksjon fra regulerbar vannkraft, som er en viktig fornybar energikilde, men som påvirkes av tilsig og temperaturer. Variasjonene i klima utspiller seg mellom sesonger og år, og fører til variasjoner i etterspørselen etter både varme og elektrisitet. Variasjoner i produksjon sammen med et økt og mer temperaturavhengig kraftforbruk utfordrer energibalansen og kan redusere forsyningssikkerheten (Neetzow, 2021). Kraftoverskuddet, som var ca. 20 TWh i 2022, forventes å reduseres kraftig mot 2030 grunnet høyere økning i forbruk i forhold til produksjon (Kirkerud et al., 2023, s. 7). Økte svingninger, variasjoner og svekket kraftbalanse fører også til et økt behov for fleksibilitet i kraftsystemet og mer optimalisert utnyttelse av produsert energi (Gunnerød et al., 2025, s. 24; Lund et al., 2015).

Denholm & Hand (2011) konkluderer med at fleksibilitet i energisystemet er kritisk for å kunne oppnå ønskede andeler av fornybar energi. Vi trenger både kortsiktig og langsiktig fleksibilitet for å balansere kraftsystemet. Tiltak som styring av etterspørsel, batterier og andre kortsiktige lagerteknologier eller markedsbaserte tiltak gir kortsiktig fleksibilitet i noen få timer eller døgn (Lund et al., 2015; Bolwig et al., 2019). Tiltak som nettvikling, vannkraftverk med flerårsmagasiner, sesonglagring av energi (f.eks. i form av varme eller hydrogen) og kobling mellom elektrisitet og andre sektorer gir langsiktig fleksibilitet over flere uker og opp til flere måneder (Lund et al., 2015; Bolwig et al., 2019).

Fleksibilitet mellom ulike energibærere og lagringsmuligheter bidrar til økt forsyningssikkerhet og fleksibilitet. Fjernvarme utnytter blant annet gjenvunnet varme fra avfallsforbrenning, bioenergi og elektrisitet til å produsere energi (Fornybar Norge, 2016). Fjernvarme frakter energi via varmt vann og bruker det til romoppvarming og tappevann. Det er Hafslund Celsio som drifter størsteparten av fjernvarmesystemet i Oslo. Avfallsforbrenning står for ca. halvparten av fjernvarmeproduksjonen i Oslo (Hafslund, u.å.). Ved bruk av fjernvarme til oppvarming, avlastes strøm- og kraftnettet, som er spesielt viktig i perioder med stort behov for varme. Den elektrisiteten som spares kan brukes andres steder eller til andre ting, slik som fremtidig forventet elektrifisering. I 2023 ble det levert 7 TWh med fjernvarme i Norge (SSB, 2024). Produksjonen i de andre landene i Norden er flere ganger denne mengden (Trømborg et al., 2017, s. 4).

Bruk av fjernvarme kan gi både kortsiktig og langsiktig fleksibilitet. Eksempelvis er bruk av kraft til varme i form av el-kjeler en viktig fleksibilitetskilde siden de kan utnytte seg av lave kraftpriser. Dette bidrar blant annet til å øke markedsverdien for fornybar energi ved å stabilisere prisen (Kirkerud et al., 2017). Fjernvarmen kan gi økt fleksibilitet, også gjennom lagring av varme i vann og berggrunn. Termisk lagring har et viktig potensial i land som Norge hvor oppvarmingsbehovet er sterkt sesongpreget. En akkumulatortank kan lagre varme opp til tre dager og kan dermed gi kortsiktig fleksibilitet (Trømborg et al., 2017, s. 31). Akkumulatortanker er allerede tatt i bruk i fjernvarmesystemet. Termiske lagre kan også installeres som et sesonglager, som lagrer varme over lengre perioder.

Et sesonglager for varme lagrer overskuddsvarme om sommeren, for så å tilby lagret varme på vinteren når behovet for varme er høyt. Et sesonglager kan justere og redusere høye laster i nettet som kan redusere presset på kraftproduksjonen på vinteren (Enescu et al., 2020). Lagring av energi hjelper til å jevne ut svingninger og benytte den lagrede energien når etterspørselen overgår produksjonen (Enescu et al., 2020). Lagring av energi gir både positiv og negativ fleksibilitet. Positiv fleksibilitet når behovet overgår fornybar produksjon og negativ fleksibilitet når produksjonen overgår behovet (Stinner et al., 2016). Med økt fleksibilitet kan du også integrere mer fornybar energi og redusere bruken av fossil topplast, som igjen vil føre til lavere utslipp.

Ifølge SSB (2024), ble 831 GWh med fjernvarme avkjølt mot luft i 2023, som utgjør over 40% av levert fjernvarme til husholdninger (1925 GWh). Denne overskuddsvarmen kunne blitt utnyttet med et termisk lager. Bruk av termisk lager vil gi økt effektivitet i energisystemet ved å utnytte energi som ellers går tapt. Spesielt produksjonsteknologier med jevn produksjon gjennom året, slik som avfallsforbrenning, har store mengder overskuddsvarme på sommeren. Et lager kan også bidra til økt forsyningssikkerhet, som blir viktigere med en svekket kraftbalanse mot 2030 (Enescu et al., 2020; Gunnerød et al., 2025, s. 6). Termiske lagre, både kortsiktige og langsiktige, kan bli viktig å integrere i smarte energisystem for en mer effektiv bruk av energi og varme.

En form for sesonglager av varme er lagring av termisk energi i borehull (borehole thermal energy storage - BTES). BTES er en av de mest analyserte metodene for termisk lagring og det finnes flere eksempler på testanlegg i Skandinavia og Europa. Hirvonen & Kosonen (2020) utforsket ytelsen til et BTES som lades med overskuddsvarme fra avfallsforbrenning i Finland. De fant at BTES økte utnyttelsen av overskuddsvarme og oppnådde lavere varmekostnader (levelized cost of heat - LCOH) enn tradisjonell fjernvarme. Nilsson & Rohdin (2019) har jevnlig utforsket energiutvekslingen for et BTES i Emmaboda i Sverige som utnytter industriell overskuddsvarme. BTES ble installert for å redusere industriens fjernvarmekjøp på vinteren. Solfangere er en mye brukt teknologi for å lade lageret, med eksempel fra Drake Landing i Canada som oppnådde en solfraksjon på over 90% etter 5 års drift og varme fra lageret som dekker nesten 100% av varmebehovet (Sibbitt et al., 2012). Lignende studie fra Skandinavia viste at kun 44% av behovet kunne dekkes med varme som var direkte hentet fra lageret (Hirvonen et al., 2018). Et anlegg i Brædstrup i Danmark har i tillegg til solfangere inkludert to akkumulatortanker for å jevne ut eventuelle kortsiktige variasjoner og en varmepumpe for å trekke ut varmen i lageret (Tordrup et al., 2017).

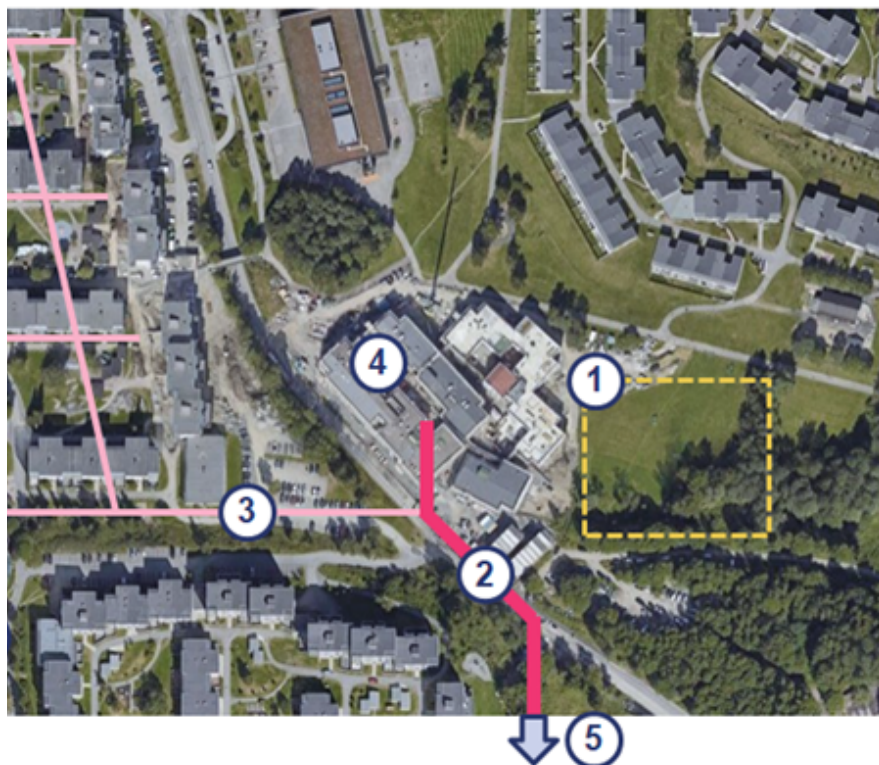
Sesonglager har høye investeringskostnader, spesielt knyttet til grunnarbeid, og investeringskostnadene for sesonglageret er derfor en av de mest kritiske parameterne for lønnsomhet (Ciampi et al., 2018). Hirvonen & Kosonen (2020) fant at sesonglageret oppnådde klart lavere energikostnader for varme (LCOH) enn tradisjonell høy-

temperatur fjernvarme. Guelpa & Verda (2019) la vekt på at en av fordelene med bruk av et sesonglager kunne redusere kostnadene for elektrisitet med 40%, men beskriver høye investeringskostnader på mellom 50 og 150 €/m³ som en klar ulempe. Selv om systemer med BTES kan oppnå konkurransedyktige LCOH, veier dette som oftest ikke opp for de høye investeringskostnadene – selv i tilfeller der en betydelig andel av investeringen er subsidiert (Welsch et al., 2018). Guo & Yang., (2021) peker også på høye investeringskostnader, spesielt knyttet til borehullsboring, men viser at det kan oppnås langsiktig lønnsomhet med optimalt design og drift av lageret.

Det er lite erfaring med lagring av energi over sesonger i Norge, men det er blant annet testet ut av GeoTermos med et testanlegg i Drammen kommune. Et borehull sesonglager (BTES) under bakken forsynt med solcelledrevne varmepumper, og leverer 1 GWh med oppvarming til en nærliggende skole (Geotermos, u.å.). En GeoTermos med 60 borehull har også blitt installert i Sofiemyr Idrettspark for å varme opp kunstgressbaner på vinteren. I 2024, etter 1 år i drift, hadde GeoTermosen levert nesten 0,5 GWh, og bruken av elektrisitet på vinteren forventes å reduseres betraktelig, som vil redusere energikostnaden (Engedahl et al., 2021, s. 18; Granås, 2024). Også i Nyhavna i Trondheim skal det installeres et termisk lager som en del av en nysatsning innenfor bygging av et smart energisystem med lavt karbonfotavtrykk (Kauko et al., 2024). Alle prosjektene, i likhet med nevnte eksempler fra Skandinavia og Canada, bruker teknologier med lave marginalkostnader eller gratis overskuddsvarme til å lade sesonglageret da dette bidrar til økt lønnsomhet og økt bruk av fornybare ressurser. Dette er også målet for prosjektet på Furuset som, i likhet med Nyhavna, skal bli et område med et smart utslippsfritt energisystem. Dette inkluderer etablering av et HT-BTES.

Et høytemperatur-borehull sesonglager (HT-BTES) vurderes å installeres på Furuset i Oslo, som en del av nysatsningen på et smartere energisystem (Kauko et al., 2021). Furuset prosjektet startet opp høsten 2023 og er blitt en del av EU-prosjektet USES4HEAT. Sesonglageret på Furuset vil lades med overskuddsvarme fra avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud, som kan tilby overskuddsvarme på sommeren. Varmen fraktes via det lokale fjernvarmenettet som er basert på høy

temperatur mellom 90 og 120 grader. Det er også foreslått å bruke solfangere til å lade lageret. Lageret vil deretter lade ut på vinteren for å tilby varme til bebyggelsen på Furuset når etterspørselen er høy. Varmen fra lageret skal distribueres via et lav-temperatur fjernvarmenett, se oversikt over området i [Figur 1](#). Sesonglageret skal driftes av Hafslund Celsio, som også er ansvarlig for utviklingen av lav-temperatur fjernvarmenettet. Furuset kan bli et pionerprosjekt som kan fungere som eksempel for andre sesonglager-prosjekter i fremtiden.



Figur 1: Flyfoto av Furuset med utformingen for området. 1=areal for HT-BTES, 2=lokalt fjernvarmenett (høy-temperatur), 3=planlagt lav-temperaturnett, 4=teknisk bygg som får varme fra lageret ut på lav-temperaturnettet, 5=Klemetsrud avfallsforbrenningsanlegg (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).

Prosjektet på Furuset og hvilke egenskaper sesonglageret kan gi er analysert av flere. Kauko et al. (2021, s. 27) konkluderte med at HT-BTES i kombinasjon med et lav-temperatur fjernvarmenett kunne kutte toppplastbehovet med 31% i dette anlegget. Vaet & Viken (2022, s. 37) fant også at lageret på Furuset kunne gi betydelige lastreduksjoner, opp mot 14% i det beste tilfellet. De økonomiske gevinstene økte med økt kapasitet for lageret. Kauko et al. (2021, s. 7) konkluderte med at det ikke er knapphet av kapasitet i strømmettet til og internt på Furuset. Strømmettet kan derfor i teorien dekke det termiske

behovet på Furuset, men erfaringen fra Furuset vil kunne fungere som grunnlag for bruken av et sesonglager i kombinasjon med fjernvarme på steder der kapasiteten er begrenset (Kauko et al., 2021, s. 7). Bruk av sesonglager vil også kunne redusere bruken av dyr topplast, som gir besparelser ved reduserte produksjonskostnader.

1.1. Problemstilling

Furuset-prosjektet er et pionerprosjekt innenfor termisk lagring, både på grunn av bruken av høye temperaturer til å lade lageret og ved at lageret skal levere varme direkte til nettet, uten bruk av varmepumpe. Det finnes begrenset med erfaringsdata i Norge for anlegg av denne størrelsen, og dette prosjektet vil derfor kunne være et fremtidig referansegrunnlag for andre prosjekter. Bruk av nyere teknologi medfører betydelige investeringer, og prosjektets lønnsomhet har vært usikker. Prosjektet har fått både EU-støtte og Enova-støtte, men har fortsatt møtt på utfordringer i form av kostnader og riktig dimensjonering av lageret. Prosjektet har hatt flere alternativer for dimensjonering, og det har vært en kontinuerlig avveining mellom teknisk ytelse og kostnader. Det er derfor interessant å analysere lønnsomheten for sesonglageret under ulike forutsetninger og systemløsninger.

Hovedproblemstillingen i denne oppgaven er hvordan dimensjoneringer og ulike driftsstrategier for sesonglagring av fjernvarme på Furuset påvirker lønnsomhet og utnyttelse av ulike energiresurser. Dette belyses gjennom følgende forskningsspørsmål:

- Hvordan påvirker antall borehull investeringskostnadene og utvekslingen av energi?
- Hvordan påvirker ulike utladningsprofiler lagerets effektivitet og økonomi?
- Hvordan endres lønnsomheten av ulike prisscenarioer for elektrisitet?
- Hvordan påvirker investeringskostnader og leveranse av varme lønnsomheten av sesonglageret?

Å forbedre lønnsomheten blir viktig for realiseringen av prosjektet. Ved å analysere ulike systemløsninger vil det også være mulig å identifisere hvilke tiltak og forutsetninger som kan øke både energiutnyttelsen og lønnsomheten. Oppgaven er begrenset til

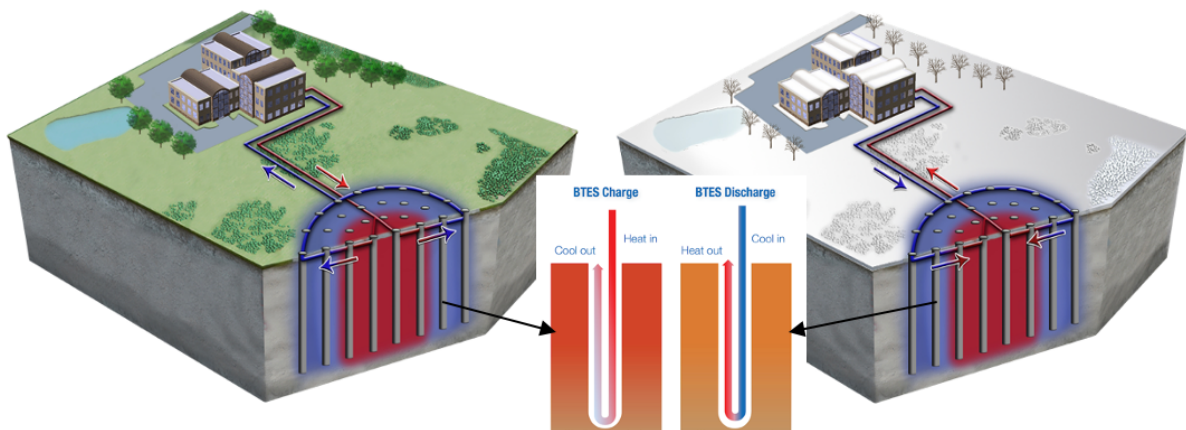
sesonglageret på Furuset og dets ytelse. Derfor analyseres Furuset som et isolert system, uten å ta hensyn til fjernvarmesystemet i sin helhet. Viktige parametere som varmebehov, kapasiteten til komponenter, elektrisitetspris, fjernvarmepris, klimadata, investeringskostnader, driftskostnader og levetid er brukt til å sette opp et mulig energisystem for Furuset i programmet EnergyPRO. Lønnsomheten ble analysert i Excel.

I kapittel 2 vil anlegget beskrives mer detaljert og de viktigste parameterne og egenskapene til lageret beskrives. I kapittel 3 presenteres oppgavens metode. Hvert steg i analysen forklares, og det gis en innføring i hvilken modell som er brukt. Her presenteres også data og forutsetninger for oppgaven. I kapittel 4 presenteres resultatene fra analysene, som deretter diskuteres i kapittel 5. Til slutt vil de viktigste konklusjonene presenteres i kapittel 6, som gir svar på oppgavens problemstilling og forskningsspørsmål.

2. Beskrivelse av anlegget

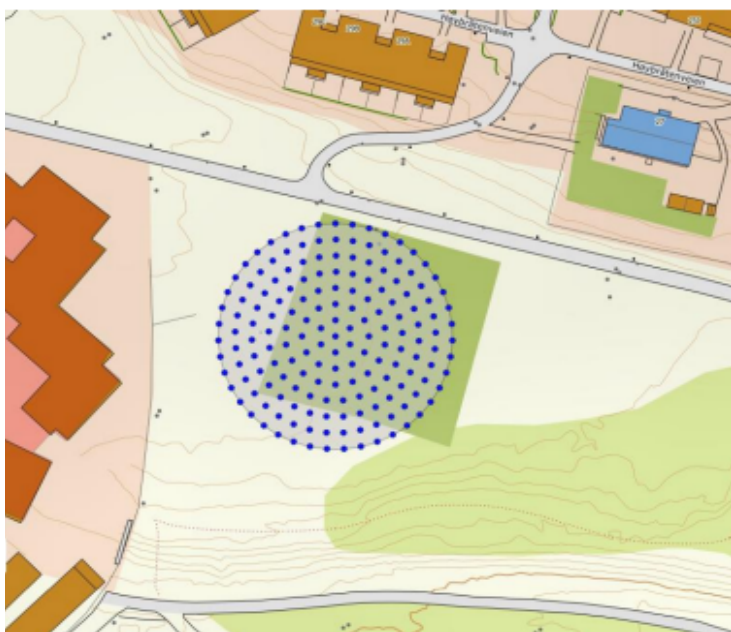
Prosjektet på Furuset skal bli et lavutslippsområde og skal derfor integrere flere fornybare teknologier og effektive løsninger. Dette inkluderer solceller på tak, smart energibruk, lav-temperatur fjernvarmenett, smart elbilladning, bruk av smarte systemer til å styre laster og lagring av varme med et HT-BTES (Kauko et al., 2021, s. 7). Denne oppgaven er avgrenset til analyse av HT-BTES.

2.1. Teori om HT-BTES



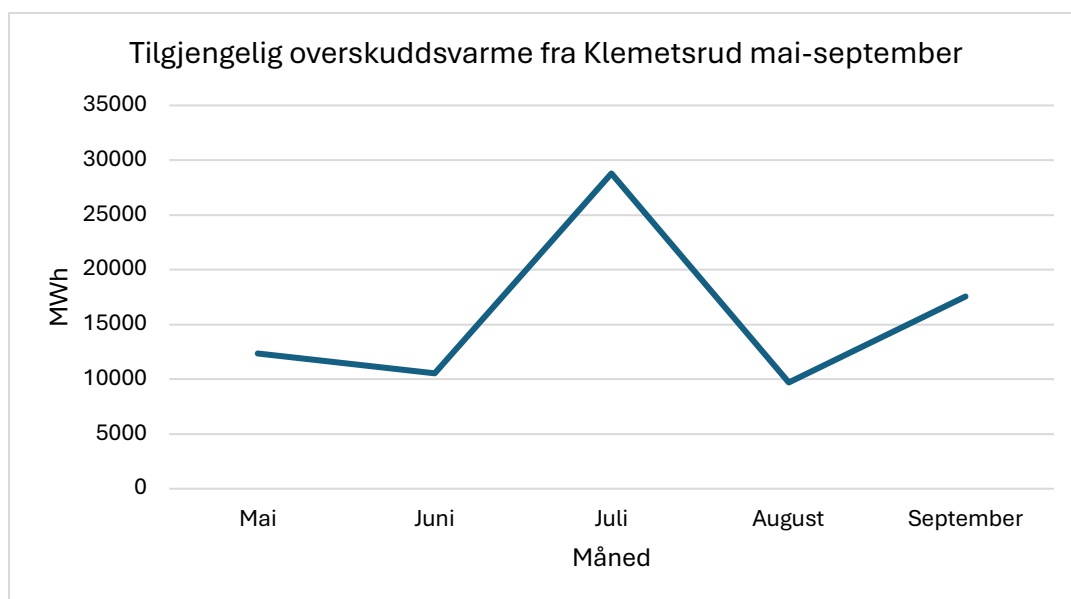
Figur 2: illustrasjon av HT-BTES med ladning på sommeren (venstre) og utladning på vinteren (høyre) (Underground Energy, u.å.). Flyten av varme i hvert borehull ved ladning og utladning er uthevet i midten (Heliostorage, u.å.).

HT-BTES bruker grunnen som lagermedium og består av et n-antall borehull som er boret i en sylindrisk form ned til en viss dybde. Hvert borehull har et singel U-rør hvor en varmebærende væske sirkulerer (Schmidt, 2020). Varmt vann vil sirkulere gjennom rørene og varme vil overføres til grunnen som varmer opp grunnen over tid. Lagerarealet er formet som en sirkel med ett borehull i midten og flere og flere borehull i sirkler utover, se [Figur 3](#). Temperaturen vil være høyest i midten og avta etter hvert som du beveger deg utover mot de ytterste ringene (Hirvonen & Kosonen, 2020). Borehullene på Furuset er koblet i parallell og flyten av vann er antatt å være konstant med lik flyt både ved ladning og utladning. Parallell kobling med konstant flytrate tillater høyere veksling av kraft, i dette tilfellet varme, som er forenlig med at vi vil prioritere å få så mye energi ut av lageret som mulig (Hirvonen et al., 2018; L. Fasci, personlig kommunikasjon, 5. mars 2025).



Figur 3: utformingen av borehullene i HT-BTES på Furuset. (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).

Lageret lades på sommeren, typisk 1.mai til 1. september siden dette er tiden det forventes å produseres mest overskuddsvarme, slik som vist i Figur 4. Lageret utlades på vinteren. Ladning og utladning er illustrert i Figur 2. Det blir derfor to termiske sykluser for sesonglageret; en ladningssyklus og en utladningssyklus. Overskuddsvarme og solfangere er de vanligste varmekildene for ladning av BTES (Malmberg et al., 2018). Varmen som oppnås i lageret er avhengig av temperaturen på vannet som fraktes gjennom varmevekslerne. Ciampi et al., 2018 fant ideelle ladetemperaturer på 80-90 grader. Etter hvert som lageret varmes opp, vil også varmetapene øke. Hvis varmen fra lageret skal brukes direkte til oppvarming, uten varmepumpe, må den ha høy nok temperatur (Reuss et al., 1997). Varmen fra lageret skal brukes i et lav-temperaturnett med tur-/returtemperaturer på 70/50 grader, og varmen som hentes fra lageret må dermed være 70 grader eller mer.



Figur 4: tilgjengelig overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen på Klemetsrud fra mai til september. (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 2. mai 2025).

Sesonglageret vil være gjenstand for varmetap til omgivelsene, spesielt via toppen av borehullene (Reuss et al., 1997). Etter hvert som lageret får høyere temperaturer vil temperaturforskjellen mellom lageret og omgivelsestemperaturer være en hoveddriver for varmetap (Schmidt, 2020). Et isolasjonslag eller -dekke kan hindre de største varmetapene (Giordano et al., 2015). Størrelsen på lageret er også viktig for mengden varmetap fordi størrelsen på lageret bestemmer verdien av hvor stort overflateareal varmen ledes gjennom (overflate-volum ratio). Jo større overflate varmen må passere gjennom, jo større blir varmetapet. Teknisk design av lageret er derfor viktig for å minimere varmetap, og maksimere mengde utnyttet energi fra lageret.

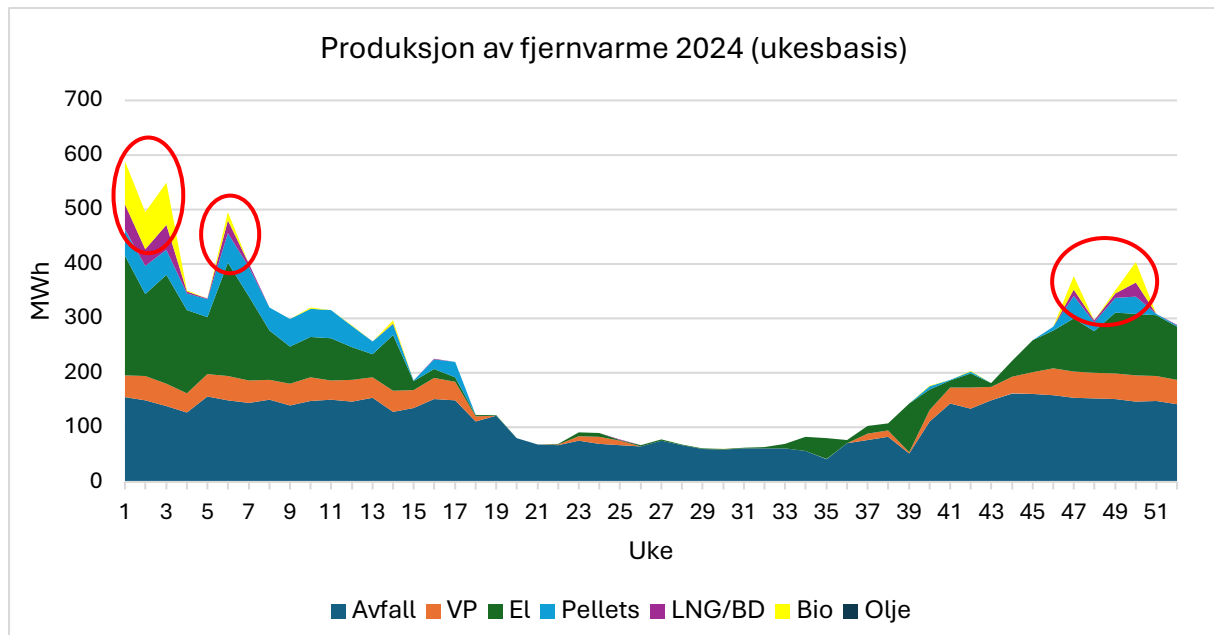
Tekniske parametre for design av HT-BTES inkluderer blant annet dybde på borehullene, avstanden mellom borehull, diameter per borehull, tykkelse på isolasjonslag, temperaturer på vann som fraktes gjennom U-rør og flyten av vann. Disse parameterne påvirker hvilken avstand energien må fraktes, hvor effektivt varmen overføres, oppnåelige temperaturer i lageret og varmetapet; som alle påvirker ytelsen til lageret (Guo og Yang, 2021; Lanahan & Tabares-Velasco, 2017). Riktig dimensjonering vil også være avhengig av grunnen og dens kapasitet til å varmes opp og holde på varme. Termisk konduktivitet, eller varmeledningsevne, måler hvor mye varme som kan overføres gjennom et materiale når det er en temperaturforskjell mellom to sider

(Palacios et al., 2019). Termisk konduktivitet i BTES-sammenheng er viktig for hvor effektivt varme lagres og det er ønskelig med høy termisk konduktivitet (varmeldningsevne) (Rapantova et al., 2016; Hesselbrandt et al., 2021).

2.2. Hvorfor er sesonglager nyttig?

Avfallsforbrenningen har en jevn produksjon gjennom året og sammenfaller ikke nødvendigvis med behovet for varme, spesielt når varmebehovet er lavt på sommeren. Det betyr at når produksjonen overgår varmebehovet, finnes det et overskudd for varme som per i dag må kjøles vekk. I stedet kan overskuddsvarmen lagres, og brukes når varmebehovet er høyt på vinteren. Dette kan gi enda større bidrag i avlastningen av strømmettet og den elektriske oppvarmingen, som bidrar til å frigjøre elektrisitet og varme til andre formål. Det kan også redusere bruken av dyr topplast, som gir ytterligere gevinster både for Hafslund Celsio og for samfunnet.

Figur 5 viser fjernvarmeproduksjonen i Oslo i 2024. Elektrisk varmeproduksjon i vintermånedene står for mellom 25% og 40% av produksjonen. I de kaldeste månedene når varmebehovet er høyt, må også spisslastkilder som naturgass (Liquid Natural Gas – LNG) og bioolje bidra med varmeproduksjon. Disse produksjonsteknologiene har høye marginalkostnader og bidrar til et høyt nivå for prisen på varme. Ved å bruke et lager som kan tilby billig varme på vinteren, kan disse spissene og elektrisk varmeproduksjon reduseres. Spisslasten som kan kuttes eller jevnes ut ved bruk av et sesonglager er sirklet rundt i rødt i **Figur 5**. Kutting av spisslast gjør at produksjonsprofilen kan få en jevnere profil, og unngå den typiske «badekarskurven». Med jevnere produksjon vil også prisene på kraft og varme kunne stabiliseres.



Figur 5: produksjon av fjernvarme på ukesbasis i 2024. Sesonglagring av varme har potensial til å kutte spisslast (rød sirkler) (M. Havskjold, personlig kommunikasjon, 12. mai 2025)

Lageret skal i dette tilfellet levere varme til et lav-temperatur fjernvarmenett. Et lav-temperatur fjernvarmenett har en lavere tur-/returtemperatur enn det tradisjonelle høy temperaturnettet. Lavere temperaturer reduserer varmetap fra rørledninger og kan øke effektiviteten i fjernvarmesystemet (Schmidt et al., 2017). Fjernvarmesystemer som bruker lav-temperaturnett kalles 4. generasjons fjernvarmesystemer. I slike systemer er termisk sesonglagring en viktig komponent siden det gir fordeler slik som reduksjon av topplast, avlastning i nettet ved bedre utnyttelse av overskuddsvarme, nettverksfleksibilitet og klimagassreduksjoner (Guelpa & Verda, 2019; Egging-Bratseth et al., 2021). Både lav-temperaturnett og termisk lagring er viktige for økt effektivitet i systemet, smartere energibruk og reduksjon i klimagassutslipp i henhold til klimapolitiske mål.

3. Material og metode

3.1. Oversikt over metodebruken

For å belyse problemstillingene i denne oppgaven er det blitt brukt en kvantitativ metode. Metoden er valgt for å kunne vurdere både teknisk ytelse og lønnsomhet, og deres sammenheng, under ulike forutsetninger. Det ble bygget scenarioer ved å kombinere ulike driftsstrategier sammen med ulike prisscenarioer. Scenarioene bruker 1. mai – 30 april som normalår, siden lade syklusen begynner 1. mai.

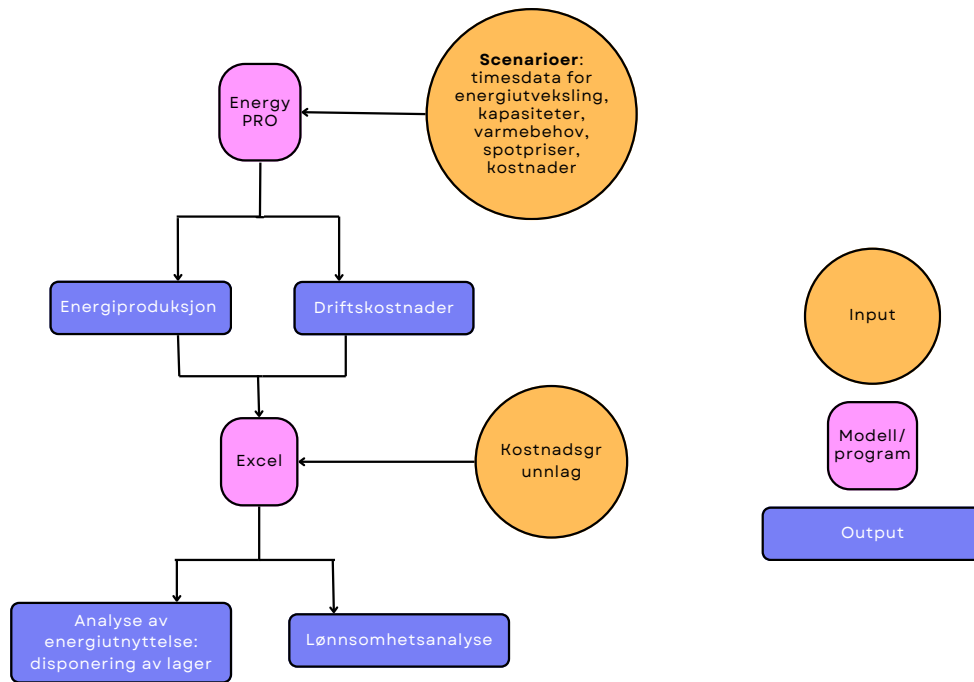
Referansescenarioet for systemet er at det ikke bygges et lager. Driftsstrategiene er basert på foreslåtte dimensjoneringsdata av lageret hentet fra interne rapporter i prosjektet. De ulike scenarioene har deretter blitt simulert i et fiktivt energisystem konstruert i modellen EnergyPRO. Parameterne som er brukt i EnergyPRO er eksogene variabler.

Output som er hentet ut fra simuleringene er energiutveksling og driftskostnader.

Energiutnyttelse og lønnsomhet har deretter blitt analysert ved bruk av Excel.

Energiutnyttelsen for de ulike driftsstrategiene har blitt sammenlignet. Det er også sett på hvilken lastreduksjon de ulike løsningene kan gi i de tre ukene med høyest varmebehov på vinteren. Driftskostnader for systemet uten lager og for systemet med lager er brukt til å beregne eventuelle besparelser ved bruk av lager (inntekt).

Besparelser, sammen med annen kostnadsdata er brukt til å bygge opp en lønnsomhetsanalyse for systemet. Kostnadsgrunnlag er hentet fra tilgjengelig data i prosjektet. Det er utført følsomhetsanalyser for de to mest lønnsomme alternativene og de to alternativene med best virkningsgrad for å bedre forstå hvordan endringer i nøkkelfaktorer påvirker både lønnsomhet og energiutnyttelse. Metoden har begrensninger ved at det er usikkerhet knyttet til prisscenarioer og andre forutsetninger. Forenklinger i modellene, spesielt i EnergyPRO, gjør også at resultatene blir noe begrenset. I delkapitlene nedenfor blir metoden beskrevet nærmere.



Figur 6: flyttdiagram for metode og arbeidsprosess

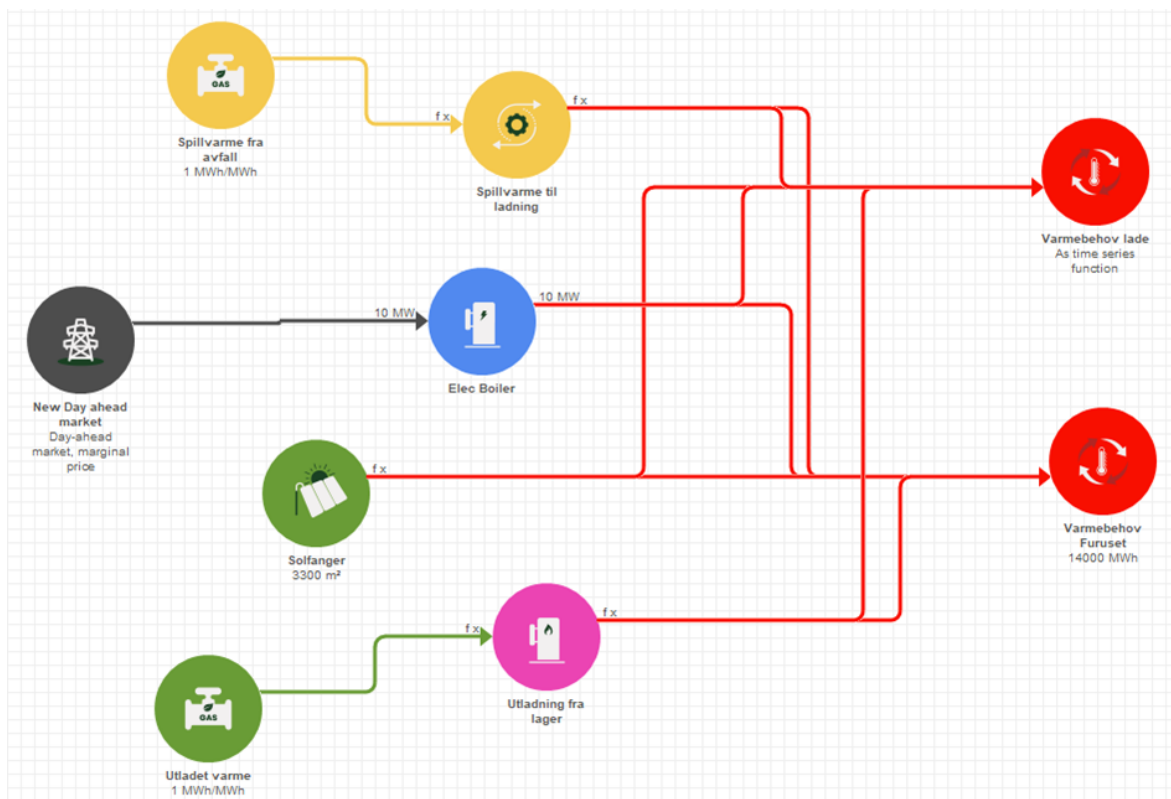
3.2. Modellering av anlegget

HT-BTES prosjektet på Furuset var opprinnelig designet med 397 borehull, men har med tiden blitt nedskalert på grunn av svak lønnsomhet. Det nyeste designet av lageret har 100 borehull. Med økt antall borehull, øker også mengden energi som kan hentes ut. Større energimengde hentet ut betyr potensielt økt andel av varmebehovet som kan dekkes. Når varmebehovet kan dekkes av gratis lagervarme, gir det besparelser i form av reduserte produksjonskostnader. Lønnsomheten blir likevel påvirket av høy investeringskostnad, som øker for økt antall borehull.

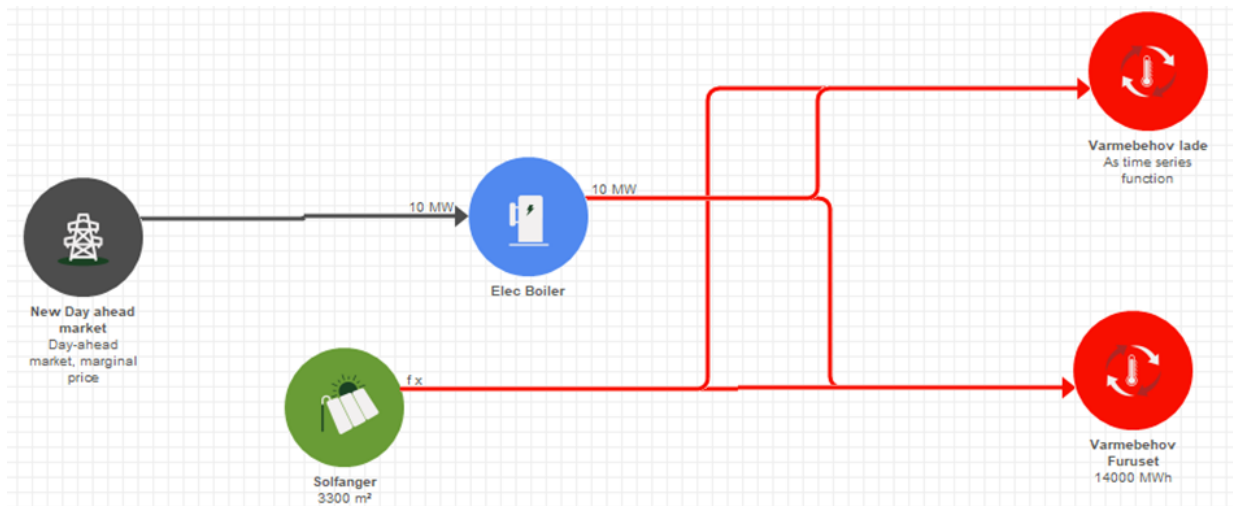
For å kunne sammenligne og vurdere ulike design med hensyn til antall borehull, analyseres både energitutnyttelse og lønnsomhet for 100, 200 og 400 borehull. For å øke fokuset på lageret og dets ytelse ble det designet et forenklet og fiktivt energisystem for å representere hvordan systemet på Furuset kunne sett ut. Energisystemet er bygd opp i EnergyPRO, se Figur 7. Systemet består hovedsakelig av en utkoblbar el-kjel, solfangere og sesonglageret med overskuddsvarme fra Klemetsrud som drivstoff. El-kjelen og solfangerne forsyner dermed det varmebehovet som lageret ikke dekker. I

referansescenariot uten lager er det kun el-kjelen og solfangeren som forsyner varmebehovet, se [Figur 8](#).

Utkoblbare el-kjeler kan skrus raskt av og på, og krever ingen oppetid eller nedetid når de først er skrudd på eller av. El-kjeler kan brukes både til å utnytte lave strømpriser og supplere med varmeproduksjon når varmebehovet er høyt. El-kjelens kapasitet er satt til 10 MW. En kapasitet på 10 MW dekker varmebehovet i topplasttimen, altså timen med høyest varmebehov (M. Havskjold, personlig kommunikasjon, 2025). Solfangere i form av parabolske traukollektorer (Parabolic Trough Collector – PTC) er foreslått som supplerende varmeforsyning enten for å lade lageret eller til å forsyne varmebehovet direkte. PTC er ikke mulig å legge inn i EnergyPRO så det er lagt inn en flat plate solfanger (flat plate collector – FPC) i stedet. De tekniske parameterne for solfangeren er hentet fra en mulig leverandør i prosjektet (Absolicon, u.å.).

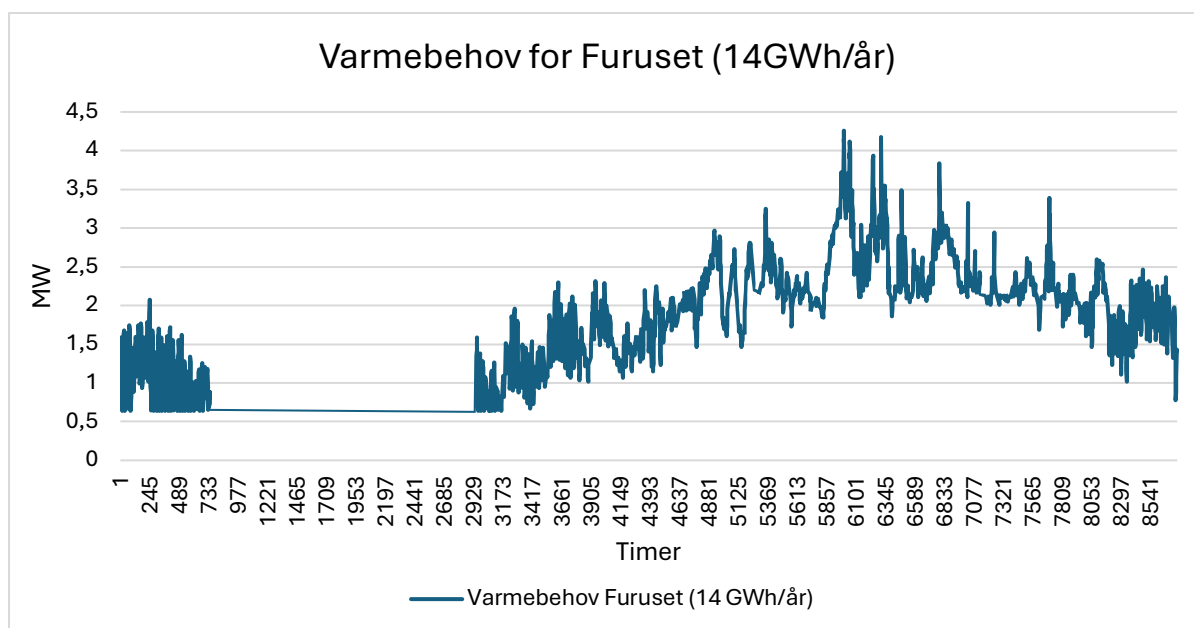


Figur 7: oppbygning av systemet i EnergyPRO med lager



Figur 8: oppbygning av systemet i EnergyPRO uten lager. "Varmebehov lade" står som 0

Verdier for ladet energi inn i lageret og utladet energi ut av lageret er lagt inn som timesbaserte tidsserier i modellen. De ulike tidsseriene har deretter blitt koblet til energiproduserende enheter. Verdien for ladning er i tillegg behandlet som et varmebehov, siden lageret har et behov for varme under ladesyklusen. Output fra den energiproduserende enheten for ladning er lik som varmebehovet for ladning, slik at behovet for ladning forsynes. El-kjelen er koblet til strømmarkedet siden den bruker elektrisitet som drivstoff. Produksjonskostnadene for el-kjelen vil derfor være avhengig av spotprisene. Varmebehovet for Furuset vil øke etter hvert som nye bygg etableres og eksisterende bygg oppgraderes til passivhusstandard. Det samlede varmebehovet stabiliserer seg på 14 GWh/år når området er ferdig utviklet, og det er lagt inn 14 GWh som varmebehov for Furuset (Hafslund Celsio, personlig kommunikasjon, 4. mars 2025). EnergyPRO genererer temperaturavhengig forbruk og lager varmebehovsprofilen over året, se [Figur 9](#).



Figur 9: varmebehov for Furuset 14 GWh/år. Startdato for året er 1. mai

3.3. EnergyPRO

EnergyPRO er en simuleringsmodell som vurderer den teknisk-økonomiske siden av energisystemet. Modellen simulerer eksogene scenarioer med mulighet for å sette en prioriteringsrekkefølge. Modellen kan bruke både analytisk og lineær programmering (Mixed-Integer Linear Programming – MILP) for å finne den optimale driftsstrategien (Østergaard & Andersen, 2023). Målet med energyPRO er å kunne modellere spesifikke energianlegg, deres energikonvertering og lager teknologier. Den gir en business-økonomisk vurdering av alternative investeringer i energisektoren ved å ta hensyn til på den tekniske ytelsen i energisystemet og hvordan dette påvirker markedet, skatt og andre økonomiske parametere (Østergaard et al., 2022). EnergyPRO egner seg derfor til å bedømme den økonomiske siden av de ulike driftsstrategiene. EnergyPRO baserer seg på forhåndsdefinerte metoder for å finne optimal drift, og gjør ikke endogene systemdesignoptimalisering slik som i andre optimaliseringsmodeller (Andersen, 2019, s. 37; Østergaard et al., 2022). Dette kan begrense mulighetene for følsomhetsanalyser.

I litteraturen er modellering av BTES ofte gjort i Transient System Simulation Tool (TRNSYS). TRNSYS simulerer oppførselen og ytelsen til ikke-stasjonære systemer (TRNSYS, u.å.). I motsetning til EnergyPRO er TRNSYS bedre egnet til å gjøre dynamiske

og tekniske simuleringer og analyser av kontrollstrategier og systemdynamikk (Guo & Yang., 2021). EnergyPRO har ikke detaljerte moduler eller forhåndsinnstillinger for å spesifikt modellere et BTES, men bruker en enkel lager-modell til å modellere alle typer termiske lager (Lyden et al., 2018). Lagerets spesifikasjoner utelukkes i modelleringen. Dermed er det ikke mulig å gjøre følsomhetsanalyser for parametere slik som dybde, avstand mellom borehull eller termisk konduktivitet. Likevel er EnergyPRO bedre egnet til å analysere driftsstrategier som optimaliseres med hensyn til økonomi og kostnader. EnergyPRO egnes til å analysere systemer, både med hensyn til økonomi og energi, noe som går godt overens med denne studiens omfang.

3.4. Data og forutsetninger

3.4.1. Energi

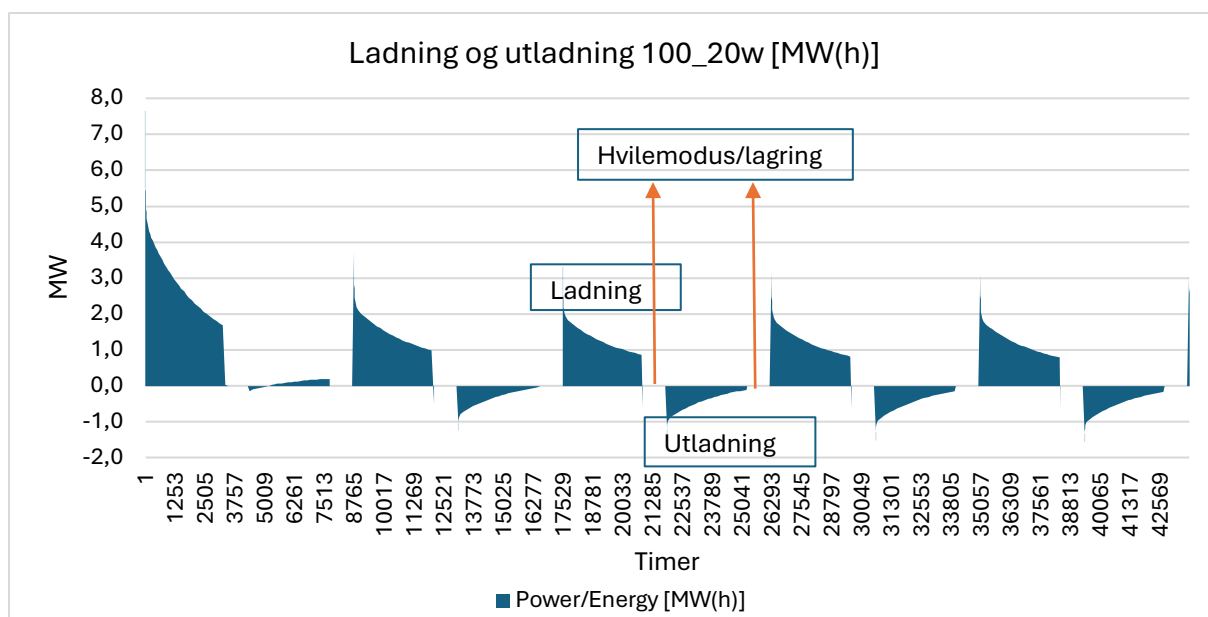
Data for hvor mye energi som sendes inn i lageret og hvor mye som kan hentes ut er gitt av det svenske firmaet Bengt Dahlgren (BD) som spesialiserer seg innen geoteknikk. BD har gjort detaljerte simuleringer for HT-BTES på Furuset i TRNSYS basert på varierende geologiske parametere og tekniske spesifikasjoner for lageret. Output fra simuleringene er energiveksling for optimale design av sesonglageret, med mål om å maksimere mengden utnyttet energi. Energimengdene for både ladning og utladning er timesbaserte for 25 år. Datagrunnlaget for energiveksling inn og ut av lageret består dermed av rundt 219 000 datapunkter. Ved å bruke outputen fra TRNSYS som data til tidsserier i EnergyPRO, blir lagerets geologiske parametere og tekniske spesifikasjoner indirekte inkludert i energisystemet i EnergyPRO. De viktigste geologiske parameterne og tekniske spesifikasjonene for lageret på Furuset er gitt i [Tabell 1](#).

Tabell 1: de viktigste geologiske parameterne brukt til å bestemme lagerets kapasitet

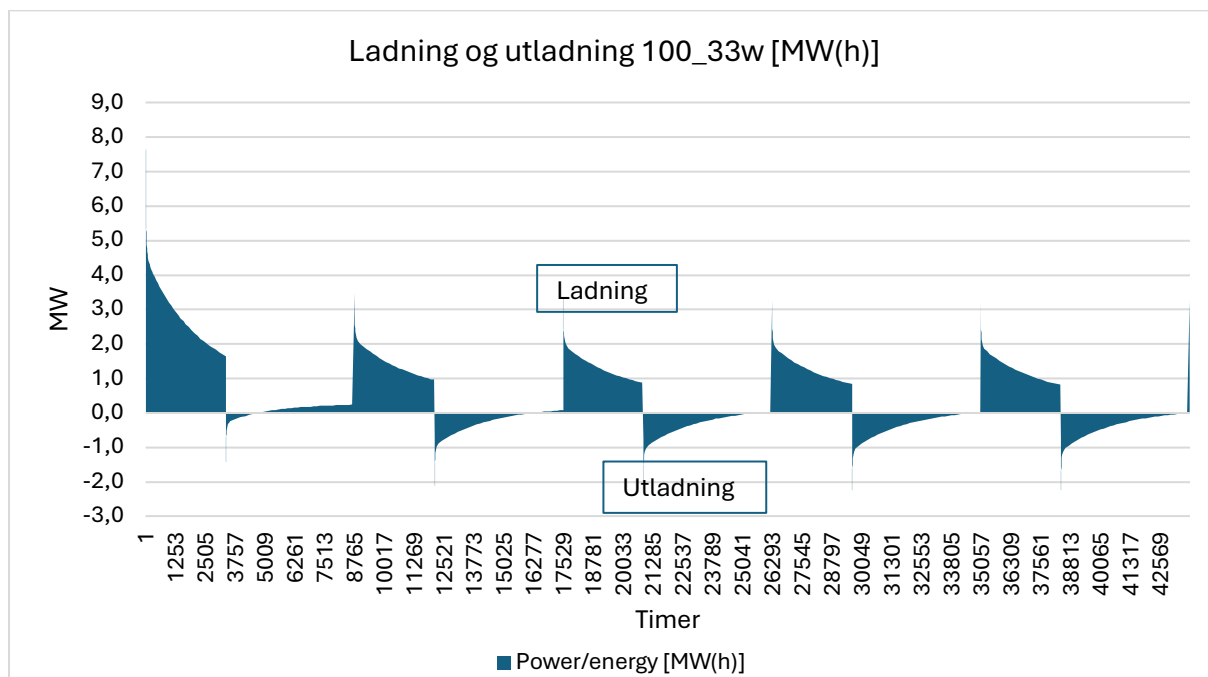
Variabel	Verdi	Enhet
Termisk konduktivitet i grunnen	3,25	W/m*K
Termisk kapasitet i grunnen	2200	kJ/m ³ *K
Spesifikk varmekapasitet (vann)	4,2	kJ/K*kg
Dybde per borehull	150	m
Diameter per borehull	115	mm

Areal av området (overflate for 100 borehull)	3846,5	m ²
Avstand mellom borehull	4,3	m
Tykkelse på topp isolasjon	700	mm
Temperatur på vann under ladning	90	Grader celsius
Temperatur på vann under utladning	55	Grader celsius
Flytrate	0,6	l/s

Det forutsettes at flyten av vann under utladning er lik som flyten ved ladning, altså er begge 0,6 l/s. Dette tillater mest mulig utnyttet energi. Energiutveksling er beregnet for alle de ulike antallene borehull: 100, 200 og 400. Energimengden i borehullene øker med økt antall. Det er også testet hvordan ulik varighet på utladningen påvirker energimengden og virkningsgraden. Simuleringene og dataen fra BD ser på to utladningsvarigheter: 33 uker og 20 uker. Med en utladningsprofil på 20 uker har lageret et hvilemodus etter ladning og før ny ladning hvor lageret ikke veksler noe energi inn eller ut, se [Figur 10](#). Utladningsprofilen på 33 uker innebærer at lageret begynner å lade ut med det samme lageret er ferdig med å lade, og fortsetter utladningen til lageret begynner å lades på nytt, se [Figur 11](#). Figurene viser de første 5 driftsårene, som er tiden lageret bruker på å oppnå stabil drift. Etter hvert som lageret lades, vil også temperaturen i lageret øke. Output fra simuleringene i TRNSYS inkluderer også timesdata for utviklingen av temperaturer i lageret, men dette er ikke analysert i denne studien.



Figur 10: ladning og utladning for 100 borehull med 20 ukers utladning for de første 5 driftsårene



Figur 11: ladning og utladning for 100 borehull med 33 ukers utladning for de første 5 driftsårene

3.4.2. Kostnader og prisscenarioer

Kostnadsdata er hentet fra kostnadsgrunnlag som allerede foreligger i prosjektet. På grunn av ulik dimensjonering av lageret i form av ulikt antall borehull, er kostnadsgrunnlag for alle de ulike borehullsantallene tilgjengelig. Kostnadsgrunnlagene gir en oversikt over de ulike kostnadspostene som utgjør investeringskostnaden.

Kostnadene har blitt justert til 2025-verdier med byggekostnadsindeksen som ifølge SSB (2025) ligger på 3% for varmeinstallasjoner i mars 2025. Lønnsomheten blir i stor grad påvirket av en høy investeringskostnad. Investeringskostnaden består av faste kostnader og enhetskostnader. Enhetskostnader øker med antall borehull, slik som arbeid med hver energibrønn, rørleggerarbeid og grunnarbeid. De faste kostnadene forutsettes å være like for alle borehulls størrelsene og gjelder for blant annet teknisk bygg, fiberkommunikasjon, trafostasjon og andre etableringskostnader. Dermed vil ikke investeringskostnaden øke lineært etterhvert som antall borehull øker. Anleggsarbeid som grunnarbeid og rørleggerarbeid utgjør den største delen av investeringskostnaden.

Overskuddsvarmen som brukes til å lade lageret, og varmen som hentes ut av lageret, forutsettes å være gratis, ettersom alternativet ville vært å kjøle bort varmen. Siden denne varmen per dags dato ikke blir utnyttet, regnes den som gratis – altså den har en alternativverdi på 0. EnergyPRO optimaliserer driften basert på kostnader for de ulike teknologiene for å minimere driftskostnader. Driftskostnadene gjelder derfor for det fiktive energisystemet som er satt opp i EnergyPRO, og representerer ikke faktiske kostnader for fjernvarmesystemet. Det forutsettes at energisystemet med tilhørende driftskostnader er et plausibelt tilfelle for Furuset.

Solfangere i form av PTC er et relativt nytt forslag og derfor ligger det ingen informasjon i prosjektet angående produksjonskostnader. Kostnader for solfangerne er derfor hentet fra litteratur. Det forutsettes at kostnadene for solfangeren er variable driftskostnader, som ligger på et lavt nivå. Det erkjennes at dette kan gi en svakhet for analysene, siden drifts- og vedlikeholdskostnader også inneholder faste kostnader som gjør at kostnadsnivået ligger høyere enn forutsatt her. Det er heller ikke regnet ut noen LCOH for solfangerne da dette er utenfor oppgavens omfang. Likevel vil veldig lave driftskostnader føre til at solfangeren blir prioritert i produksjonen, siden kostnadsnivået ligger langt under el-kjelen sitt. Saini et al., (2023) og Naaïm et al., (2024) nevner at variable driftskostnader for solfangerteknologien PTC ligger på 4 USD/MWh, som tilsvarer ca. 41 kr/MWh. Bakos & Petroglou (2014) estimerer kostnaden til å ligge på ca. 3,2 €/kWh i dagens verdi, som tilsvarer ca. 38 kr/MWh. Kostnaden for solfangerne i denne sammenheng er derfor satt til 40 kr/MWh.

El-kjelen bruker elektrisitet og produksjonskostnader er avhengig av spotprisen. Historiske data for spotpriser i NO1 mellom 2017 og 2024 er hentet fra Forbrukerrådet (2025). Det er så valgt ut eksempel år som beskriver et lavt, normalt og høyt prisscenario. Slik kan ulike prisnivåer og deres påvirkning på besparelser og lønnsomhet analyseres bedre. Det forutsettes at de ulike prisscenarioene er representative for analyseperioden. For å ta hensyn til nettleie er det lagt på et fastledd for nettleie som forutsettes å være 50 øre/kWh. [Tabell 2](#) viser informasjon for de ulike pris scenarioene. Sammenlignet med Statnett sine prognoser for lav, base og høy pris frem mot 2050 ligger base scenarioet i denne studien i nærheten av Statnett sitt nivå. Lav scenarioet ligger en del under estimatene og høy scenarioet ligger noe høyere her enn estimatene i Statnett sin analyse (Gunnerød et al., 2025, s. 56).

Tabell 2: prisscenarioer

Scenario	År basert på	Gjennomsnittspris år (spotpris) kr/MWh (Statnetts estimer 2050)	Gjennomsnittspris år med nettleie kr/MWh
Lav	2020	122 (418)	622
Base	2019	483 (572)	983
Høy	2023	951 (776)	1451

3.5. Modellering og analyse

3.5.1. Scenarioer og forutsetninger

I denne oppgaven analyseres hvordan ulike forutsetninger og driftsstrategier påvirker lønnsomheten i prosjektet. Referansescenarioet uten lager, hvor varmebehovet på Furuset dekkes av kun el-kjel og solfangere, er simulert for de tre prisscenarioene. Scenarioene med lager defineres av antall borehull, utladningsvarighet (20 uker eller 33 uker) og prisscenarioer. Utladningsvarigheten påvirker når du får mest ut av lageret og vil behandles som to ulike driftsstrategier. Prisscenarioene vil påvirke produksjons- og driftskostnader ettersom systemet består av en utkoblbar el-kjel som bruker spotprisen som input. De ulike forutsetningen er listet i [Tabell 3](#). Scenarioene har blitt satt sammen ved å kombinere variablene fra tabellen og scenarioene har strukturen borehull _

utladningsvarighet _ prisscenario. Eksempelvis vil scenarioet 200_20w_Base bety at antall borehull er 200, utladningsvarigheten er 20 uker og prisscenarioet er base. Totalt summeres scenarioer til 18 stykker. Kun de to mest lønnsomme scenarioene og de to scenarioene med best virkningsgrad vil bli videre testet i følsomhetsanalyser, se seksjon [3.5.4](#).

Tabell 3: variabler brukt til å bygge scenarioer

Antall borehull	Utladningsvarighet	Prisscenario
100	20 uker	Lav
200	33 uker	Base
400		Høy

Det er en forutsetning at det alltid er tilgjengelig overskuddsvarme til å lade lageret. Geologiske og tekniske parametere for designet av HT-BTES gitt i [Tabell 1](#), er de parameterne som ga best resultater i simuleringene fra TRNSYS med 100 borehull. Det er forutsatt at disse parameterne også gir best resultater for design med 200 og 400 borehull, selv om dette ikke er optimert i detalj. 20 uker utladning får noe mer varmetap når lageret er i stillestående modus. Dette er reflektert ved at den totale energimengden for en 20 ukers utladningsprofil er mindre enn den totale mengden for en 33 ukers utladningsprofil. Det er derfor ikke forutsatt noe tillegg i varmetap utover dette.

Prisscenarioene er basert på historiske priser, og er forutsatt å være en representasjon for prisnivået frem mot 2050, selv om priser i realiteten vil variere mellom år. Denne forutsetningen vil påvirke resultatene og vil diskuteres videre i [5.1](#). Spesielt base scenario ligger tett oppom Statnett sitt base scenario for kraftpris mot 2050. Det forutsettes at tidligere kostnadsgrunnlag fra prosjektet også er representative i dag etter justering til 2025 verdier. Det er en forutsetning at de fleste av de faste kostnadene holder seg på samme nivå uavhengig av antall borehull. Det forutsettes at energisystemet med el-kjel og solfanger allerede er tilstede på Furuset. Dette gjør at investeringskostnader for både el-kjelen og solfangeren ikke inkluderes i kostnadsgrunnlaget eller i lønnsomhetsanalysen.

3.5.2. Analyse av energiutnyttelse

Resultater for energikonvertering er hentet fra EnergyPRO og analyseres i Excel.

Resultatene fra simuleringene er hentet ut på årsbasis for alle 25 år, siden lageret skal gi fleksibilitet over flere år. Energimengden for alle antallene borehull med begge utladningsprofiler er analysert. Dekningsgrad ble estimert ut ifra formel 1 og virkningsgrad ut ifra formel 2 (Hirvonen et al., 2018). Lageret bruker tid på å varme opp grunnen og dermed vil ikke energimengdene inn og ut stabilisere seg før etter 5 år.

Dermed karakteriseres de første driftsårene av både lav dekningsgrad og lav virkningsgrad, siden energimengden inn (Q_{inn}) er betraktelig høyere enn energimengden ut (Q_{ut}) (Lanahan & Tabares-Velasco, 2017). For å best bedømme den faktiske energiutnyttelsen lageret kan oppnå, ble det derfor sett på år 10 som representativt år for både dekningsgrad og virkningsgrad.

$$Dekningsgrad = \frac{Q_{ut}}{Varmebehov} \quad (1)$$

$$\eta = \frac{Q_{ut}}{Q_{inn}} \quad (2)$$

Dataen for energimengder som veksles inn og ut av lageret (lades eller utlades) er faste timesbaserte verdier. I starten av både ladning og utladning er verdiene høye og vil etter hvert minske etter hvert som lageret fylles opp eller tappes. Energi hentet fra lageret forsyner et varmebehov som også har faste timesbaserte verdier. Det er et viktig poeng at i modellen som er brukt, vil energi som overskrider varmebehovet i en time, ikke kunne utnyttes, og går dermed tapt. Med andre ord, så optimeres ikke utladning i forhold til varmebehov, de er individuelle, statiske variabler. Varmebehovet vil dermed kunne begrense det potensielle energiuttaket i en eller flere timer. En av hensikten med sesonglager er å kunne dekke toppplastbehovet for varme. For å understreke viktigheten av utladningsstrategi er det illustrert hvor mye de ulike scenarioene reduserer lastbehovet i de tre ukene med høyest varmebehov på vinteren. Det er også beregnet hvor mye driftskostnadene reduseres i disse tre ukene ved bruk av lager.

3.5.3. Lønnsomhetsanalyse

Lønnsomhetsanalysen har blitt utført i Excel. Siden simuleringene fra EnergyPRO opererer med en 25 års tidshorisont, er dette også valgt som analysetid i lønnsomhetsanalysen. Investeringskostnaden består hovedsakelig av utgifter til anleggsarbeid, prosjektorganisasjon, risikopåslag, fjernvarmetilknytning og finansieringsstøtte fra både Enova og EU prosjektet. Besparelser er regnet ut ved å subtrahere driftskostnader for systemet med lager fra driftskostnader for systemet uten lager for alle 25 år. Besparelsene utgjør inntektene i analysen. Øvrige drifts- og vedlikeholdskostnader for lageret er basert på estimater fra tidligere lønnsomhetsanalyser for prosjektet og er inflasjonsjustert med konsumprisindeksen (KPI). KPI er satt til 2,3%, basert på endring i KPI fra januar 2024 til januar 2025 (SSB, 2025). KPI er brukt for å justere nominelle verdier til reelle verdier. Investeringskostnaden avskrives over 25 år og skattesatsen er 22%. Kontantstrømmen er regnet ut basert på totalkapitalen etter skatt (Bøhren & Gjærum, 2020, s. 89). Reell diskonteringsrente er 6,3%. Det er renten som brukes til å beregne nåverdien av fremtidige kontantstrømmer.

Det er flere måter å vurdere lønnsomhet. LCOH er et mål på kostnaden for produsert varme (f.eks. i kr/MWh) over levetiden til den varmeproduserende teknologien (Yang et al., 2021). Ved å regne ut LCOH for flere enheter, kan de sammenlignes og vurderes opp mot økonomisk lønnsomhet. I beregningen av LCOH inkluderes investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, energikostnader, diskonteringsrente og levetid. LCOH er ikke vurdert i detalj eller beregnet i denne oppgaven. Netto nåverdi (NPV) er summen av alle fremtidige kontantstrømmer diskontert i dagens verdi, se formel 3 (Bøhren & Gjærum, 2020, s. 170). Det er et mål på hvor lønnsomt et prosjekt er; er NPV større enn 0 er prosjektet lønnsomt. Å bedømme lønnsomheten etter nåverdimetoden er vanlig ved investeringsbeslutninger og er den metoden som er brukt i denne oppgaven. Å bedømme etter internrenten kan også gjøres. Internrenten (IRR) er den renten som gir NPV=0 og sier noe om avkastningen på investeringen. Prosjektet bedømmes som lønnsomt hvis IRR er høyere enn avkastningskravet (Bøhren & Gjærum, 2020, s. 187).

$$NPV = C_0 + \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

C_0 = Investering på tidspunkt 0

n = totalt antall år/perioder

C_t = kontantstrøm i år t

r = diskonteringsrente

Oversikt over investeringskostnad, driftskostnader, besparelser (inntekt) og viktige variabler for scenariet 100_20w_Base er listet i [Tabell 4](#) for å gi et eksempel på verdier for ulike viktige variabler i lønnsomhetsanalysen. Besparelsene er hentet fra år 10, da driften av lageret og energiutvekslingen har stabilisert seg.

Tabell 4: investeringskostnad, driftskostnader og besparelser for 100 borehull, 20 ukers utladning og base pris. Tallene er avrundet til nærmeste million.

Variabel	Verdi	Enhet
Anleggsarbeid	- 58	MNOK
Prosjektorganisasjon	- 8	MNOK
Påkobling fjernvarme	- 2,5	MNOK
Risikopåslag (15%)	- 10	MNOK
EU-støtte	+ 25	MNOK
Enova-støtte	+ 16	MNOK
Total investeringskostnad med finansieringsstøtte	- 38	MNOK
Drifts- og vedlikeholdskostnader lager	200 000	NOK/år
Personalkostnad	100 000	NOK/år
Leiekostnad	60 000	NOK/år
Totale drifts- og vedlikeholdskostnader lager (uten KPI justering)	360 000	NOK/år
Produksjonskostnader uten lager (base) år 10	12	MNOK
Produksjonskostnader med lager (100_20w_Base) år 10	10	MNOK
Totale besparelser 100_20w_Base år 10	2	MNOK
Skattesats	22	%
Diskonteringsrente	6,3	%

3.5.4. Følsomhetsanalyse

Det gjøres en følsomhetsanalyse for å få en bedre forståelse av hvilke variabler som har stor effekt på lønnsomheten. Følsomhetsanalysene er utført for de to mest

lønnsomme scenarioene, og de to scenarioene med best virkningsgrad. Først ses det på hvordan investeringskostnad påvirker lønnsomheten. Investeringskostnaden utgjør en stor del av kostnadene og påvirker lønnsomheten til sesonglageret. Det er lagt inn mulighet for reduksjon og økning i investeringskostnad. Det er lagt inn enten -10% eller +10%. Endringene i investering kan blant annet bety økt eller redusert finansieringsstøtte. I realiteten kan ikke finansieringsstøtten øke, men det forutsettes at det er en mulighet her. Økt eller redusert investeringskostnad kan også komme av økte eller reduserte enhetskostnader, eller faste kostnader. Redusert investeringskostnad kan også være et resultat av teknologisk læring for sesonglager.

Mengden energi hentet ut av lageret er størst i begynnelsen av utladningen og treffer ikke nødvendigvis toppplastbehovet slik som ønskelig. Derfor er det testet hvordan lønnsomheten og energiutnyttelsen ble påvirket ved å flytte utladningen 1 måned. Da har utladningen potensial til å treffe toppplastbehovet bedre og besparelsene, og følgelig lønnsomheten, kan øke. Dette ble kun gjort for scenarioene med en 20 ukers utladningsprofil. Det ble oppdaget at for spesielt 400 borehull så overskrider utladet energimengde varmebehovet betraktelig, og utnyttelsen blir ikke optimal. Et større antall borehull virket mer forenlig med et større varmebehov og det ble derfor testet hvordan virkningsgraden og lønnsomheten for 400 borehull ble påvirket med et varmebehov på 20 GWh.

3.6. *Bruk av KI*

Kunstig intelligens (KI) er blitt brukt til språkvask og generelle forbedringer av setningsoppbygging. Det er også brukt til å finne forslag til Excel-formler for bedre sammenfatning av data. Det er brukt til å oversette tekst og komme med forslag til synonymer. Alle KI-verktøy har blitt brukt med forsiktighet. Formålet med bruken av KI er blant annet å forbedre språk og effektivisere utregningsprosesser ved bruk av Excel-formler. KI-verktøyene er blitt brukt som diskusjonspartner og læringsassistent, og blitt gitt instruksjoner som forbedrer og vedlikeholder selvstendig tankeprosess.

4. Resultater

Resultatene viser at driftskostnader med lager er mindre enn uten lager. Et høyere antall borehull dekker en større andel av varmebehovet, som reduserer bruken av el-kjel til oppvarming, og fører til økte besparelser for systemet. Oversikt over hvor stor andel hver produksjonsteknologi bidrar med i varmeleveransen til Furuset er gitt i vedlegg A [nedenfor](#). Besparelsene øker for hvert prisscenario siden verdien av å bruke lager til å kutte dyre topplasttimer kommer best til syne når prisene på elektrisitet er høye. Det er derfor høy pris scenarioene som kommer best ut i lønnsomhetsanalysen. I påfølgende delkapitler gis en mer detaljert beskrivelse av resultatene både for energiutnyttelse og lønnsomhet. Lønnsomheten er det viktigste kriteriet for en eventuell investeringsbeslutning for prosjektet. Det fokuseres på de 4 beste scenarioene, de to med best lønnsomhet og de to med best virkningsgrad. Til slutt vil også resultater fra følsomhetsanalysene fremlegges.

4.1. Antall borehull: Investeringskostnader og energiutveksling

Investeringskostnaden øker ikke lineært med økt antall borehull siden noen kostnadsposter holder seg relativt faste. Det vises ved at investeringssum per borehull synker etterhvert som antallet borehull øker, se Tabell 5. Investeringskostnaden, selv med finansieringsstøtte, er den største årsaken til lav lønnsomheten for lageret. [Tabell 5](#) viser den totale investeringskostnaden for de ulike antallene borehull. Av investeringskostnaden er det anleggsarbeid som bidrar med størst andel, der spesielt arbeid med energibrønner og elektromekanisk gir de største utgiftene. Disse kostnadspostene bygger på enhetskostnader og vil øke med økt antall borehull.

Tabell 5: total investeringskostnad for de ulike antallene borehull. Tallene er avrundet til nærmeste million og tusen.

Borehull	Investeringskostnad [MNOK]	Investeringskostnad per borehull [tusen NOK]
100	38	380
200	50	250
400	84	210

Uttekslingen av energi vil også øke med økt antall borehull. Utladet energi for de ulike antallene borehull er gitt i [Tabell 6](#). Verdiene er gjennomsnittet for potensiell energiutladning for 20 og 33 ukers utladning i år 10. I tabellen ser vi at for hver dobling av antall borehull så vil verdien for utladet energi mer enn dobles, altså det er en overproporsjonal vekst. 400 borehull har størst potensial til å dekke store deler av varmebehovet på Furuset. Lave driftskostnader for systemet med lager øker differansen opp til referansescenarioet og gir høyere besparelser.

Tabell 6: utladet energi for ulike antall borehull i år 10.

Borehull	Utladet energi [GWh] år 10
100	2,0
200	4,7
400	10,3

4.2. Utladningsprofiler: Effektivitet, økonomi og lastreduksjon

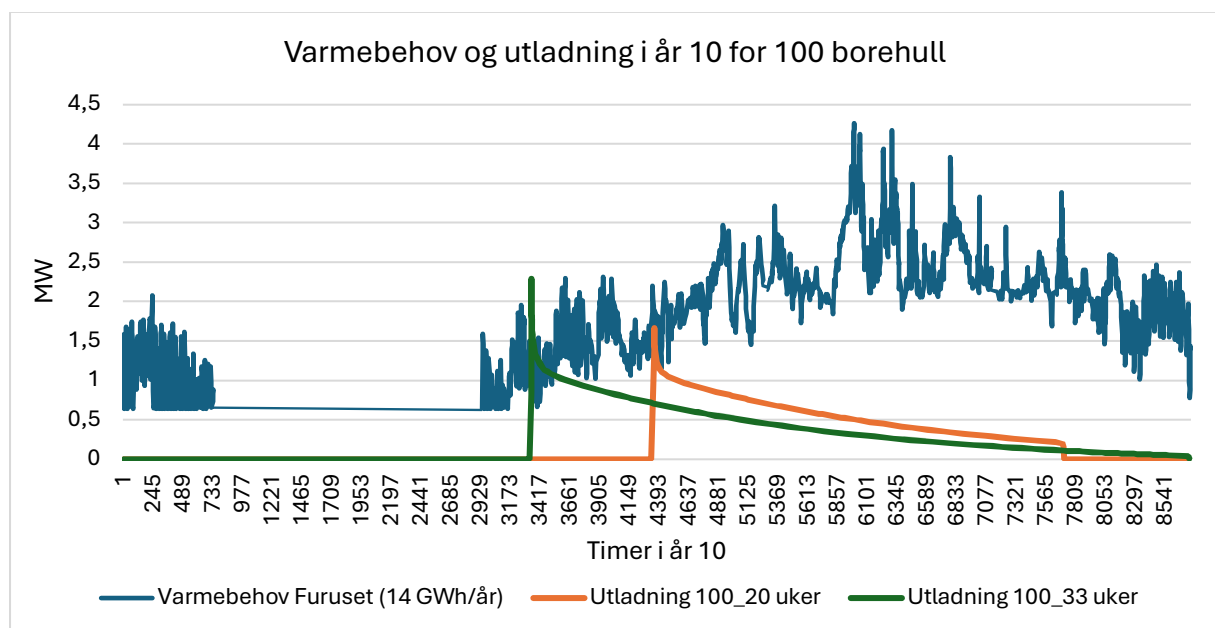
Siden utladningsprofilene er ulike i varighet, har de også ulik startdato. Dette gjør at utladningen sammenfaller ulikt med varmebehovet. Utladningsverdiene er høyest i starten og synker etter hvert som mer energi trekkes ut av lageret. De høyeste verdiene for en 33 ukers utladningsprofil treffer et relativt lavt varmebehov tidlig på høsten, utladningen starter rundt 17. september. Siden energimengden for utladning er bestemte timesbaserte verdier, og variablene utladning og varmebehov ikke samhandler, resulterer det i at den energimengden som overgår varmebehovet går til spille. En 20 ukers utladningsprofil starter senere, rundt 1. november, og treffer et økt varmebehov som er mer forenlig med de høye startverdiene for utladningen. Likevel er det ingen av profilene som treffer det høyeste varmebehovet optimalt.

Produksjonsgrafikk i år 10 fra EnergyPRO for 200 og 400 borehull med begge utladningsvarigheter er gitt i vedlegg B [nedanfor](#) og viser hvordan ulike deler av varmeforsyningen fordeler seg gjennom året.

100 borehull

Energimengden for 100 borehull er ikke markant høyere enn varmebehovet i noen av timene, som gjør at den faktiske virkningsgraden for både 100 borehull 20 uker og 100

borehull 33 uker, strekker seg helt opp mot potensiell virkningsgrad. Virkningsgraden stabiliserer seg på mellom 51% og 54%. Likevel vil ikke varmen fra lageret kunne dekke en særlig stor andel av varmebehovet på Furuset, og det må derfor suppleres med andre teknologier, i dette tilfellet el-kjelen. Utladningen over året varierer mellom 2 GWh og 2,3 GWh for 20 uker og 33 uker utladning. Det dekker dermed bare 14-16% av varmebehovet. 100 borehull gir altfor små besparelser til å gjøre opp for høy investeringskostnad og oppnår ikke lønnsomme resultater i noen av scenarioene, se [Tabell 8](#). 100 borehull vil derfor ikke vurderes eller analyseres videre.

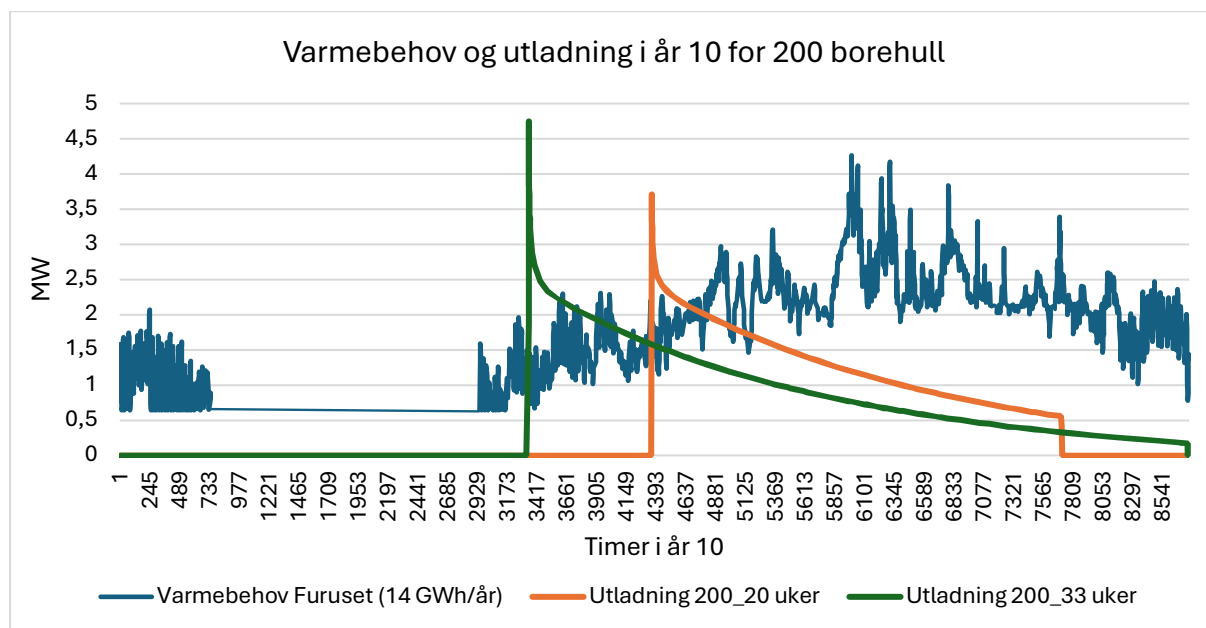


Figur 12: varmebehov og utladning for 100 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.

200 borehull

Forskjellen mellom utladningsprofiler, og uoverensstemmelse med varmebehovsprofilen, blir tydeligere for økt antall borehull. Her vil varmebehovet begrense den mulige utnyttelsen av lageret. Omtrent all den tilgjengelige energien for 200 borehull med en 20 ukers utladningsprofil blir brukt til å dekke varmebehovet på Furuset. Dette gjør at denne driftsstrategien oppnår tett opp mot den potensielle virkningsgraden. Virkningsgradene for faktisk utnyttet energi ligger mellom 64% og 66%. 200 borehull med 20 ukers utladning og 200 borehull med 33 ukers utladning er de alternativene som oppnår best faktisk virkningsgrad og analyseres i

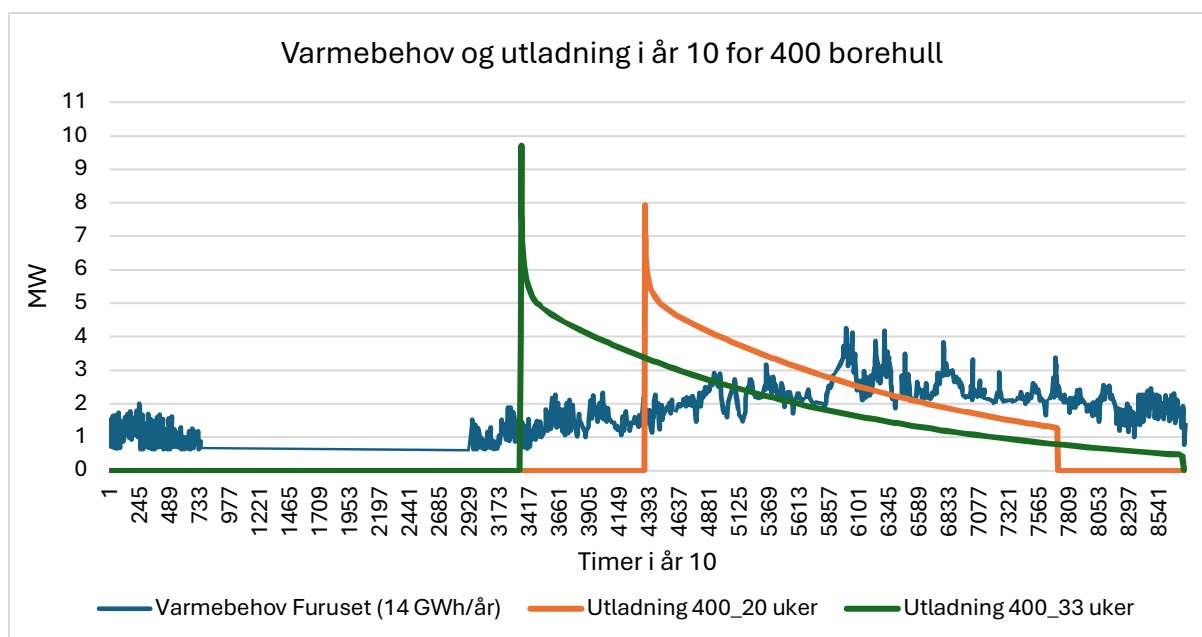
følsomhetsanalysene. Utladningen ligger mellom 4,3 og 4,6 GWh, en dobling fra 100 borehull. Lageret med 200 borehull dekker rundt 33% av varmebehovet.



Figur 13: varmebehov og utladning for 200 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.

400 borehull

Vi kan i teorien utnytte mye energi fra 400 borehull, men utladningen er spesielt høy i starten av utladningsperioden og verdiene overgår varmebehovet, og går til spille. Som følge av dette blir både virkningsgraden og dekningsgraden sterkt påvirket. Selv om energien fra utladning dekker behovet på Furuset i opp mot 2 mnd., ligger potensialet høyere enn det som oppnås. Energimengdene for 400 borehull med 33 uker utladning blir tydelig uutnyttet i starten av utladningen, da energimengdene overgår varmebehovet med mellom 7,5 til 2,5 ganger så mye, se [Figur 14](#). Uten et begrensende varmebehov har 400 borehull en virkningsgrad på mellom 75 % og 78%. Har vi muligheten til å ta ut akkurat det vi trenger til å dekke behovet, eller at modellen hadde optimalisert samhandlingen mellom variablene utladning og varmebehov, kunne 400 borehull hatt en dekningsgrad på mellom 70% og 80%. Det kunne gitt betydelige besparelser for systemet. Den faktisk oppnådde dekningsgraden ligger på rundt 50%, den høyeste for alle alternativene av antall borehull. Dette bidrar til at 400 borehull, med begge utladningsprofiler, kommer ut som de mest lønnsomme scenarioene.



Figur 14: varmebehov og utladning for 400 borehull i år 10 med 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.

Verdier for energiutnyttelse, virkningsgrad og dekningsgrad for alle alternativene er oppsummert i [Tabell 7](#). En generell trend for verdiene er at det mistes mer energi med 33 uker utladning. Det er større forskjeller på potensielle og faktiske verdier siden det er større uoverensstemmelse mellom utladningen og varmebehovet i starten av utladningen. Likevel er energimengdene generelt større for 33 uker, både for faktiske og potensielle verdier. Tabellen viser også at energien for 400 borehull ikke blir optimalt utnyttet, og fra et energiutnyttelsesperspektiv, er 400 borehull et uønsket antall når varmebehovet begrenser uttaket slik som her. Det går såpass mye til spille for 400 borehull under 33 ukers utladning at virkningsgraden synker til under nivået for 100 borehull med samme utladningsvarighet.

Tabell 7: faktisk og potensiell energiutnyttelse, virkningsgrad og dekningsgrad i år 10

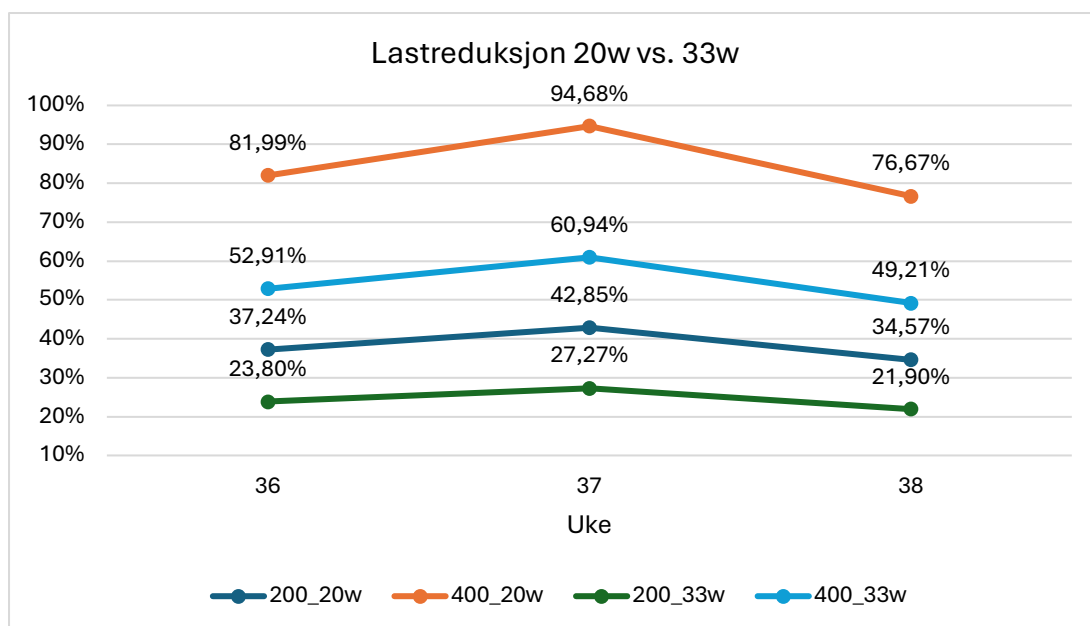
Scenario	Energiutnyttelse – utladning, faktisk (potensiell) [GWh]	Virkningsgrad faktisk (potensiell)	Dekningsgrad faktisk (potensiell)
100_20w	1,8 (1,8)	48,5% (48,5%)	13,2% (13,2%)
100_33w	2,1 (2,2)	52,8% (53,5%)	15,2% (15,4%)
200_20w	4,1 (4,3)	58,6% (61,4%)	29,5% (30,8%)
200_33w	4,4 (5,0)	58,2% (65,9%)	31,8% (36,0%)

400_20w	6,8 (9,5)	50,6% (70,9%)	48,2% (67,5%)
400_33w	7,5 (11,0)	50,5% (74,7%)	53,2% (78,8%)

4.2.1. Lastreduksjon

Utladningsprofiler er viktig for hvor mye av lasten som reduseres i toppplasttimene på vinteren. De tre ukene på vinteren med høyest varmebehov er uke 36 (3,25 MW gjennomsnittlig behov), 37 (2,62 MW gjennomsnittlig behov) og 38 (3,02 MW gjennomsnittlig behov). Dette tilsvarer 1. januar til 21. januar. [Figur 15](#) viser hvor mye 200 og 400 borehull, med begge utladningsprofiler, reduserer lastbehovet i disse tre ukene. Scenarioene med 20 uker utladning oppnår høyest reduksjon og illustrerer verdien av en utladning som er i overenstemmelse med varmebehovet. En utladning på 20 uker vil redusere lastbehovet i disse ukene med rundt 13% mer enn 33 uker for 200 borehull. For 400 borehull vil en 20 uker utladning redusere lastbehovet med rundt 30% mer enn med en 33 uker utladning.

I uke 37 (8-14 januar) dekker lagervarmen fra 400 borehull med 20 ukers utladning nesten hele varmebehovet, som fører til at en av ukene med høyest varmebehov nå forsynes gratis. Gjennomsnittlig pris på elektrisitet i høy pris scenarioet i disse ukene er rundt 2000 kr/MWh, så å kunne erstatte disse ukene med gratis lagervarme gir betydelige utslag for produksjonskostnader og følgelig besparelser. El-kjelen styres av prisen på strøm oppgitt i kroner per energienhet og er direkte avhengig av mengden elektrisitet som brukes. El-kjelen er lineært avhengig av energimengden, og dermed vil kostnadsreduksjonen i prosent være tilnærmet lik lastreduksjonen for energi i prosent vist i [Figur 15](#).



Figur 15: lastreduksjon for de tre ukene med høyest varmebehov på vinteren (1. januar – 21. januar)

4.3. Overordnet lønnsomhet og påvirkning fra prisscenarioer

En oversikt over nåverdien for alle scenarioene er vist i [Tabell 8](#). De mest lønnsomme scenarioene er markert i grønn farge. Scenarioene med best virkningsgrad er markert i gult. Selv om 400 borehull ikke er ideell størrelse for optimal energiutnyttelse, viste det seg å være scenarioer med 400 borehull som var de mest lønnsomme. Internrenten for de beste 4 scenarioene er gitt i [Tabell 9](#).

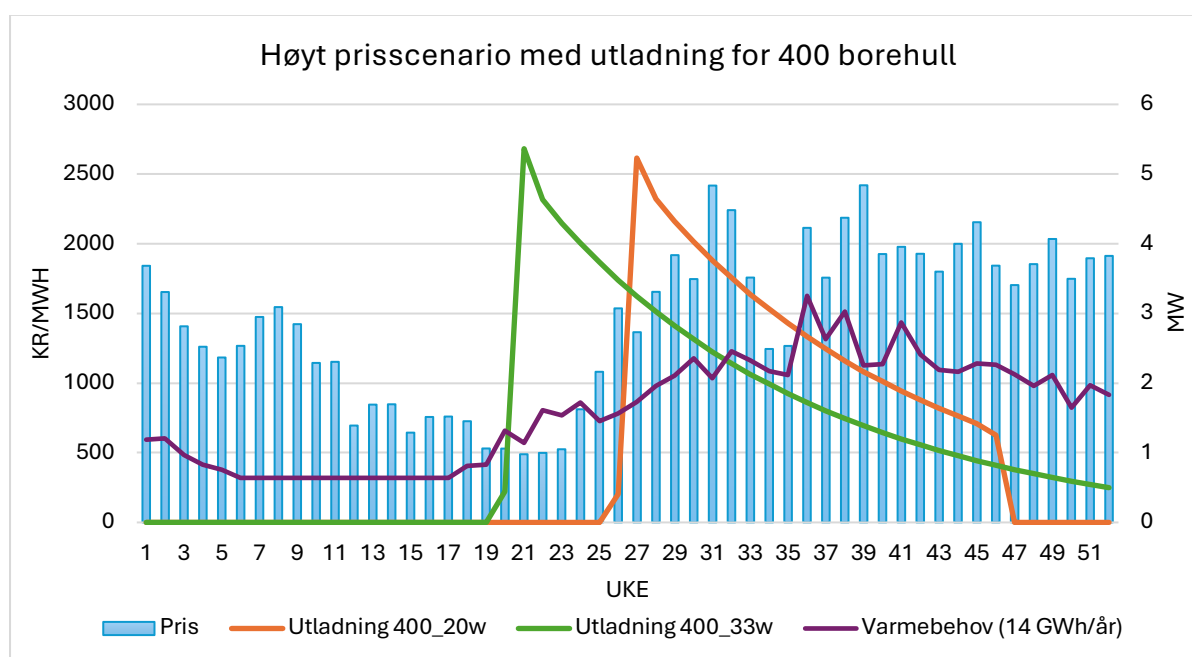
Tabell 8: oversikt over nåverdien for alle scenarioene

Scenario	Nåverdi [MNOK]	Scenario	Nåverdi [MNOK]
100_20w_Lav	-31,7	100_33w_Lav	-30,6
100_20w_Base	-23,2	100_33w_Base	-22,4
100_20w_Høy	-11,0	100_33w_Høy	-15,4
200_20w_Lav	-25,8	200_33w_Lav	-25,7
200_20w_Base	-13,4	200_33w_Base	-13,7
200_20w_Høy	13,7	200_33w_Høy	4,1
400_20w_Lav	-39,6	400_33w_Lav	-38,6
400_20w_Base	-19,5	400_33w_Base	-17,8
400_20w_Høy	26,5	400_33w_Høy	20,3

Tabell 9: oversikt over internrenten for de 4 beste scenarioene

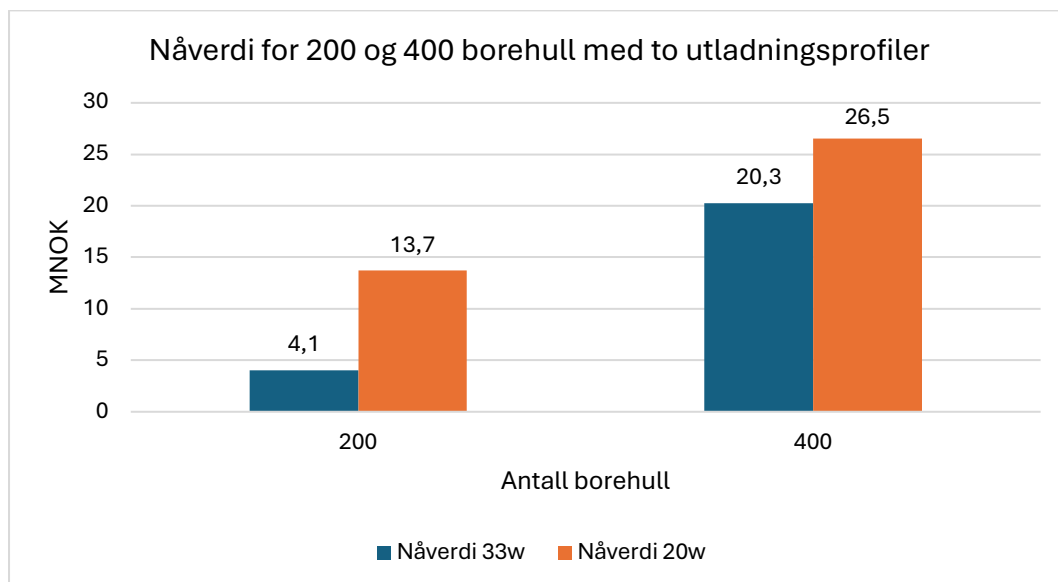
Scenario	Internrente
200_20w_Høy	9%
400_20w_Høy	9%
200_33w_Høy	7%
400_33w_Høy	8%

Siden utladningsprofilene lander på ulike tider, påvirkes besparelsene også av prisprofil. 20 uker utladning starter når varmebehovet begynner å bli høyere på grunn av fallende temperaturer. Dette gjør at behovet for varme, og ofte også strømprisen, stiger. Hvordan prisene utvikler seg utover året er viktig for nivået av kostnadsbesparelser for lageret. Dette viser seg tydelig i resultatene for lønnsomheten. Lønnsomheten for 33 uker i base og lav scenarioene er generelt noe bedre enn lønnsomheten for 20 uker. Dette kommer av at energimengden for 33 uker er generelt høyere enn for 20 uker. For prisscenarioer slik som lav og base med en relativt stabil pris, uten for høy volatilitet, vil en jevnt over høyere energimengde gi større besparelser og økt lønnsomhet. For det høye prisscenarioet, hvor prisene er lave på sensommeren og utover høsten, vil effekten av utladningsprofil komme mer til syne siden utladningen starter på ulike tidspunkt på høsten, se Figur 16.



Figur 16: høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.

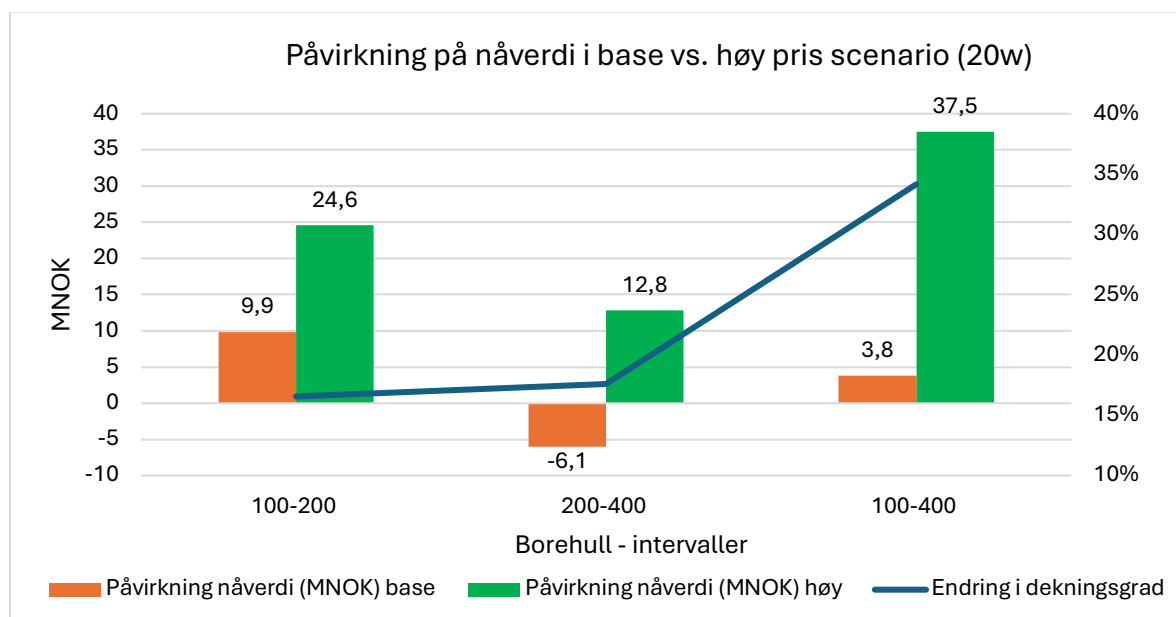
Figur 16 viser at når utladningen for 400 borehull med 33 ukers utladning er høyest, er prisene svært lave. Det gjør at selv om varmebehovet dekkes, vil kostnadsbesparelsene bli mindre for 33 uker enn for 20 uker som leverer varme når prisen er høyere. Her blir det tydelig at prisprofilen har mye å si for nåverdien. Nåverdien for 200 borehull øker med 9,6 MNOK ved å gå fra 33 uker til 20 uker utladning, en økning som tilsvarer nesten 240%, se Figur 17. For 400 borehull øker nåverdien med 6,2 MNOK fra 33 uker til 20 uker utladning, en økning som tilsvarer 31%. Dette illustrerer både verdien av å ha en utladning som sammenfaller med varmebehovet og verdien av å kunne hente ut varme fra lageret når prisene er høye. Prisen på elektrisitet vil ha mye å si for oppnådde besparelser, spesielt i et system som domineres av en el-kjel når lageret ikke kan forsyne varme. Resultatene viser viktigheten av å optimalisere disse variablene i forhold til hverandre.



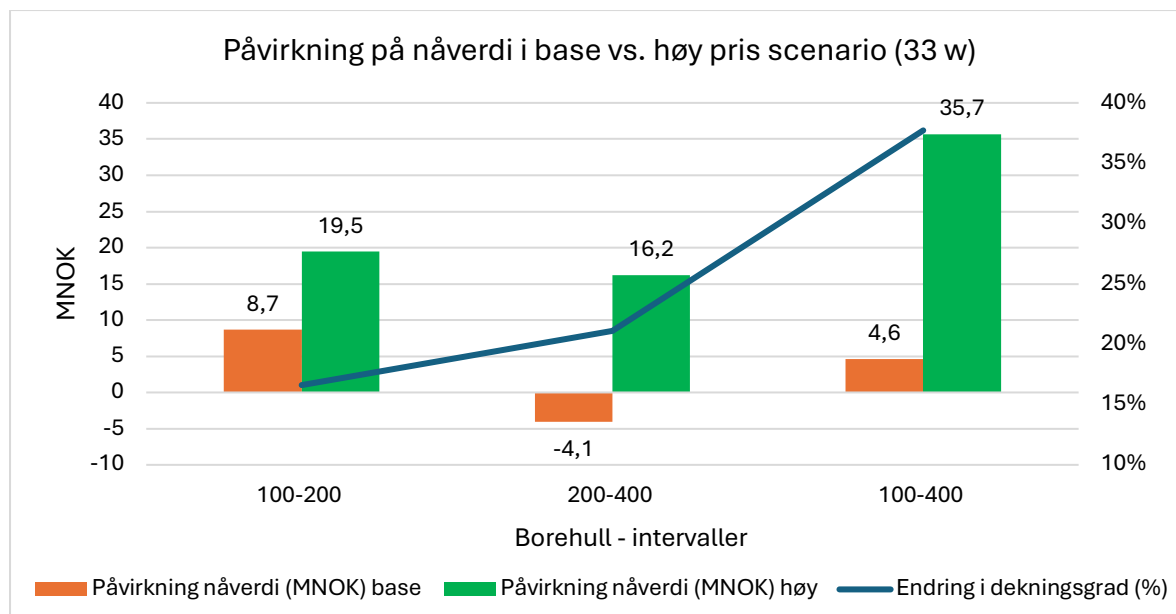
Figur 17: nåverdi for 20 og 33 ukers utladning for 200 og 400 borehull

Figur 18 og Figur 19 gir en oversikt over påvirkningen på nåverdi i de to prisscenarioene base og høy. Nåverdien øker mest når lageret økes fra 100 til 200 borehull. I base øker nåverdien med mellom 9 og 10 MNOK fra 100 til 200 borehull, men forskjellen er kun rundt 4 MNOK fra 100 til 400 borehull. Fra 200 til 400 borehull, reduseres nåverdien med 4-6 MNOK. Det betyr at selv om dekningsgraden forbedres, i dette tilfellet med mellom 18-21%, så er prisprofilen avgjørende for mulig oppnådde kostnadsbesparelser. Her kommer også den dårlige energiutnyttelsen for 400 borehull til syne. Mengde

energiutnyttelse fra 100 til 200 borehull dobler seg, men øker bare med rundt 60% fra 200 til 400 borehull. For base scenario, gir ikke besparelsene for 400 borehull stor nok økonomisk gevinst i forhold til betydelig høyere investeringskostnad. I høy pris scenarioet øker nåverdien også i intervallet mellom 200 og 400 borehull. Høye priser med økt volatilitet gir større muligheter for økt lønnsomhet. En større lagerkapasitet, slik som 400 borehull, vil dekke flere timer med høy pris, og blir derfor mer lønnsomt.

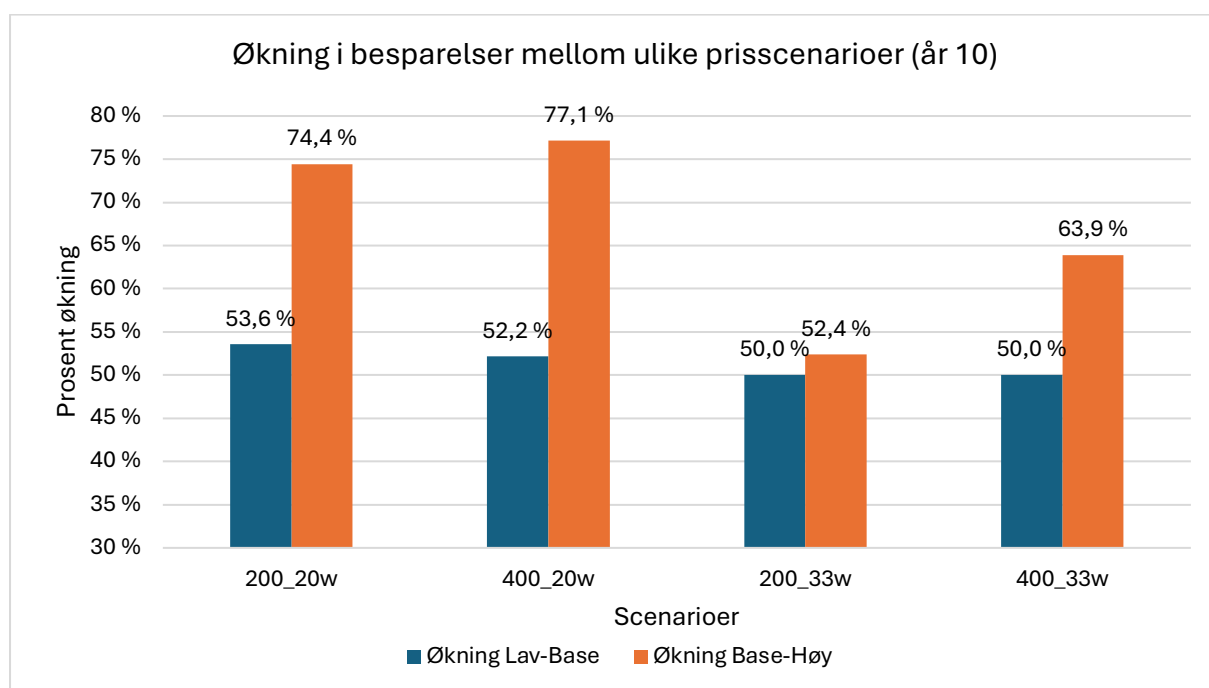


Figur 18: påvirkning på nåverdi for økning i antall borehull i base og høyt scenario med 20 ukers utladning



Figur 19: påvirkning på nåverdi for økning i antall borehull i base og høyt scenario med 33 ukers utladning

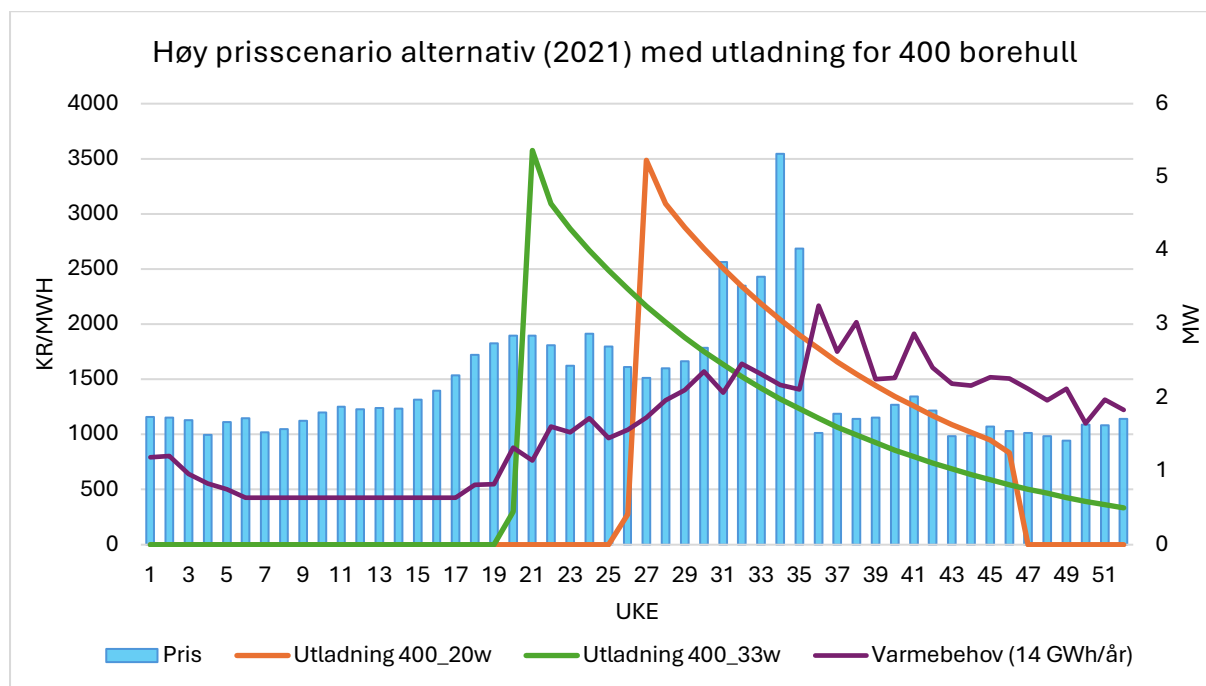
Forskjellene mellom prisprofiler, og hvordan utladningsvarighet påvirkes av prisprofil, vises også i besparelsene, se [Figur 20](#). Alle scenarioene opplever omtrent lik økning i besparelser ved å gå fra et lavt prisscenario til en base prisscenario. Derimot ser vi større forskjeller når vi går fra base til høy pris. Scenarioene med 20 ukers utladning har en 75% økning i besparelser, mens scenarioene med 33 uker kun opplever en økning på mellom 52% og 64%. Slik vi har sett er dette fordi en 20 ukers utladning forsyner varme i timer med langt høyere priser enn det en 33 ukers utladning gjør, ref. [Figur 16](#). Med økte besparelser for scenarioene med 20 ukers utladning og høy pris, forklarer det den klart bedre nåverdien for disse scenarioene.



Figur 20: økning i besparelser mellom ulike prisscenarioer i år 10

Bruker vi en annen prisprofil vil resultatene endres. Eksempelvis var 2021 også et år med høye priser og med lik gjennomsnittspris over året som høy prisscenarioet. Prisprofilen for 2021 er likevel jevnere over året, se [Figur 21](#). Dermed vil også besparelsene for de to ulike utladningsvarighetene jevne seg ut. Spotprisene er derfor ekstremt viktig for styringen av lageret. Selv om virkningsgraden og/eller dekningsgraden vil øke med økt antall borehull, gir ikke det nødvendigvis økte besparelser. Varmebehovet kan begrense utnyttelsen av lageret og lønnsomheten påvirkes også åpenbart av prisprofilen. Slike skalaeffekter er viktig å vurdere i både dimensjoneringen av lageret og investeringsbeslutningen. Det blir også viktig å bruke planleggingsverktøy og/eller

modeller som optimerer variablene varmebehov, utladning fra lageret og priser i forhold til hverandre, slik at samhandlingen mellom disse variablene er optimal.



Figur 21: alternativt høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 33 ukers utladning. Start for året er 1. mai.

4.4. Følsomhetsanalyser

De 4 beste scenarioene er testet videre for endringer i investeringskostnad, flytting av utladning og økt varmebehov. Flytting av utladning er kun blitt gjort for 20 uker utladning. Økt behov er kun gjort for 400 borehull, siden 400 borehull ble sterkt begrenset av varmebehovsprofilen. Overordnede resultater for følsomhetsanalysene «flytting av utladning» (20wF) og «Økt behov» er gitt i [Tabell 10](#). Feltene markert med grønt er de mest lønnsomme og de markert i gult er de med best virkningsgrad. Internrenten for de beste scenarioene fra følsomhetsanalysen er gitt i [Tabell 11](#).

Tabell 10: oversikt over nåverdien for scenarioer i følsomhetsanalyser

Scenario	Nåverdi [MNOK]
200_20wF_Lav	-23,6
200_20wF_Base	-12,4
200_20wF_Høy	15,6
400_20wF_Lav	-36,9
400_20wF_Base	-16,8
400_20wF_Høy	32,3

400_20w_Lav_Økt behov	-32,3
400_20w_Base_Økt behov	-8,2
400_20w_Høy_Økt behov	46,1
400_33w_Lav_Økt behov	-32,5
400_33w_Base_Økt behov	-8,2
400_33w_Høy_Økt behov	32,9

Tabell 11: oversikt over internrenten for de 4 beste scenarioene fra følsomhetsanalysene

Scenario	Internrente
200_20wF_Høy	9%
400_20wF_Høy	10%
400_20w_Høy_Økt behov	11%
400_33w_Høy_Økt behov	10%

4.4.1. Investeringskostnad

200 borehull

Scenario 200_20w_Høy er et av scenarioene med best virkningsgrad. Nåverdien summeres til 13,7 MNOK med en internrente på 9%. Med en reduksjon av investeringskostnaden på 10% øker nåverdien med over 7 MNOK og internrenten øker med 1%. Vi har sett at investeringskostnad utgjør en av de største utfordringene for lønnsomme sesonglagre. En økning i investeringskostnaden med 10% vil redusere nåverdien med over 7 MNOK. Internrenta reduseres med 2%. Samme effekt får vi også for 200_33w_Høy, som opprinnelig har en nåverdi på 4,1 MNOK og en internrente på 7%. Reduseres investeringskostnaden øker nåverdien med over 7 MNOK og internrenta med 2%. Økes derimot investeringskostnaden får 200_33w_Høy negativ nåverdi på -3,3 MNOK. Internrenta synker til 6% som ligger under avkastningskravet på 6,3%.

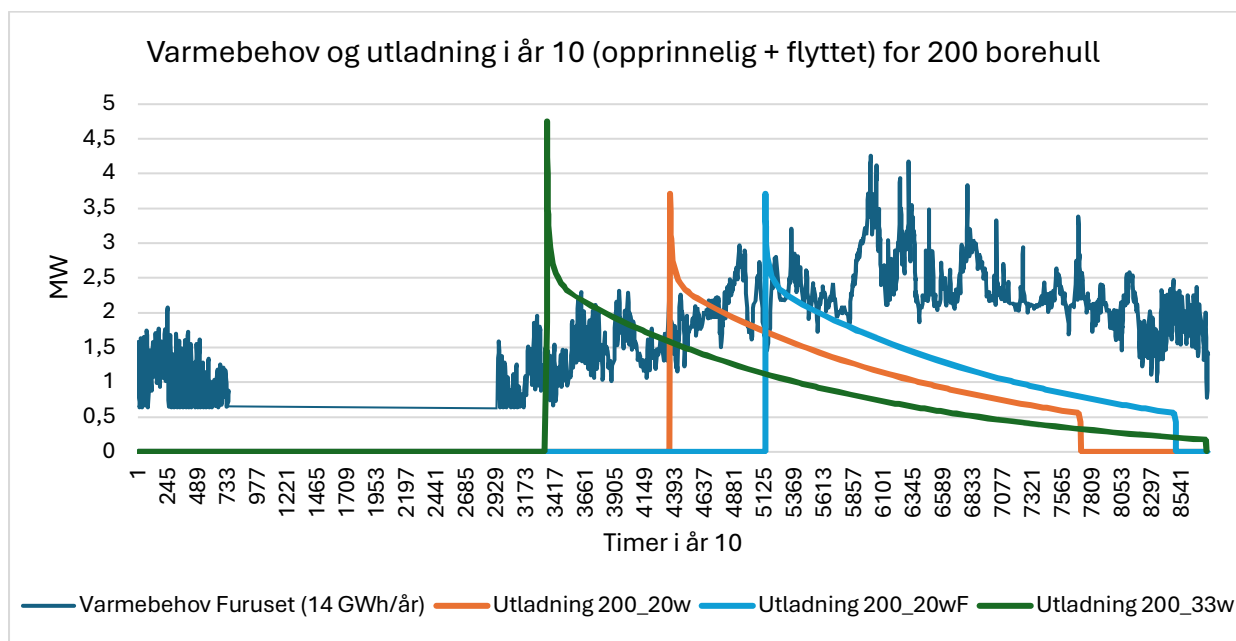
400 borehull

400_20w_Høy var det scenarioet som oppnådde best nåverdi med 26,5 MNOK. Reduseres investeringskostnaden øker nåverdien med over 10 MNOK. Øker investeringskostnaden med 10% reduseres nåverdien til 16,1 MNOK, som fortsatt er høyere enn opprinnelig verdi for 200_20w_Høy, som er det beste scenarioet for 200 borehull. Med en 33 ukers utladning, vil nåverdien holde seg positiv selv med en økning i

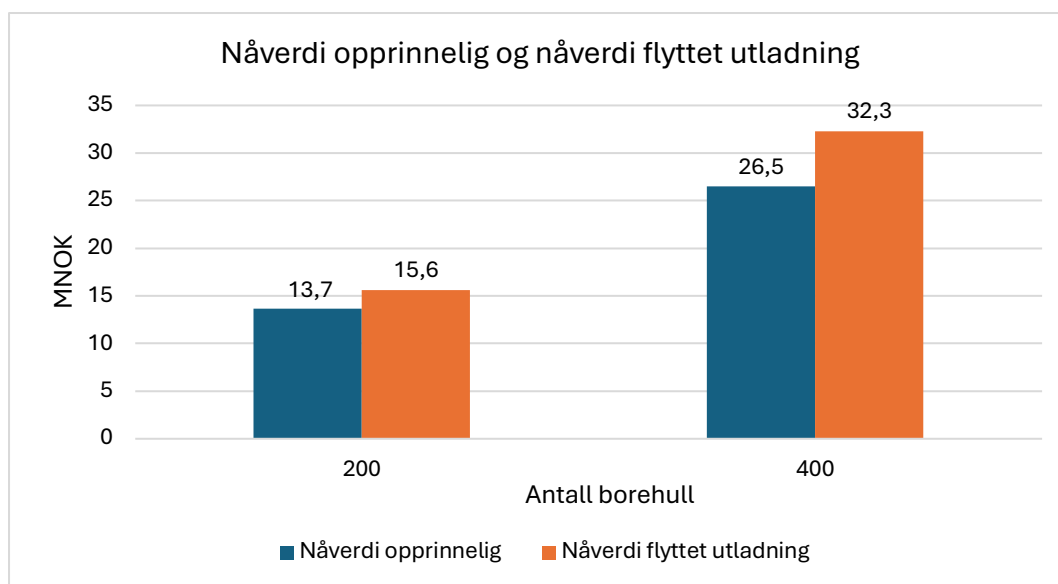
investeringskostnad. Slik som for 20w, reduseres eller økes nåverdien med rundt 10 MNOK med en økning eller reduksjon av investeringskostnaden på 10%. Lønnsomheten for 400 borehull med et høyt prisscenario fremstår som relativt robust.

4.4.2. Flyttet utladning

Varmebehovets begrensning på energiuttaket har vist seg å bli et problem for spesielt 33 ukers utladning. Resultatene viser også at hvis prisene er lave på starten av høsten når lageret lades ut, så vil heller ikke utladningen erstatte de dyre topplasttimene på vinteren. Sammenfaller utladningen med topplastbehovet, vil behovet forsyntes når det er høyest som i teorien gir økte kostnadsbesparelser. Ved å flytte utladningen for 20 uker fra 1. november til 1. desember ser vi at utladningen sammenfaller bedre med varmebehovet og flytter seg nærmere topplastbehovet, se [Figur 22](#). Ved å flytte utladningen 1 mnd. økes nåverdien med ca. 2-6 MNOK, eller med mellom 14% og 22%, se [Figur 23](#). Effekten er noe høyere for 400 borehull på grunn av høyere mengde energi.

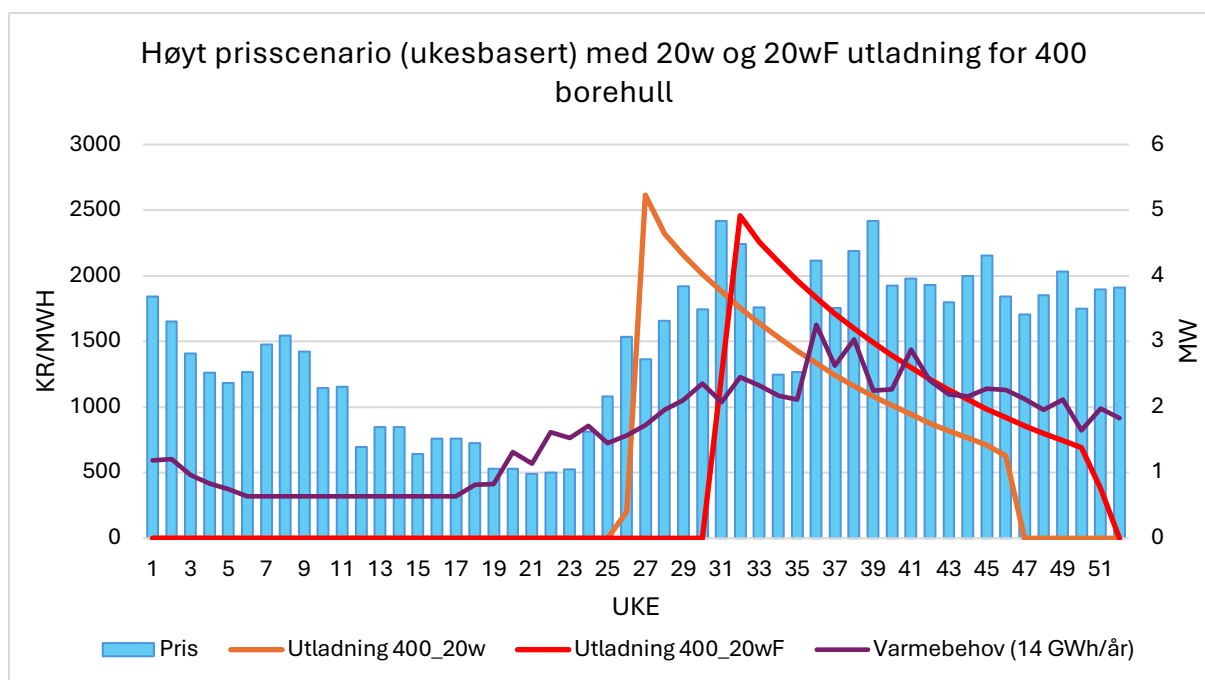


Figur 22: varmebehov og utladning i år 10 for 200 borehull med utladning for 33 uker, 20 uker og 20 uker flyttet



Figur 23: nåverdi for 20 uker og 20 uker flyttet utladning for 200 og 400 borehull

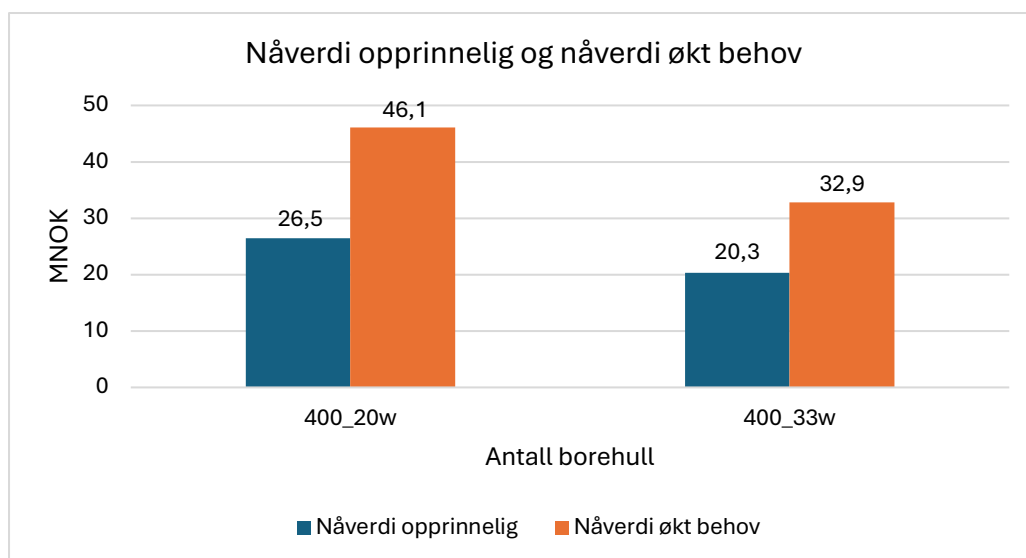
Figur 24 viser hvordan utladningsprofilene 20 uker og 20 uker flyttet for 400 borehull samsvarer med høy prisscenariet og varmebehov, begge ukes baserte for år 10. Med flytting av utladningen vil mulig utnyttet energi sammenfalle bedre med varmebehovet. En flyttet utladning dekker større andel av vinterens varmebehov og med jevnt høye priser gjennom vinteren vil dette generere høyere besparelser. Dette bidrar positivt ikke bare for lønnsomheten, men også for virkningsgraden. For 200 borehull øker virkningsgraden med 2% og for 400 borehull øker den med 4%. Varmebehovet begrenser fortsatt mengden utnyttet energi, spesielt for 400 borehull slik som illustrert i figuren.



Figur 24: høyt prisscenario og varmebehov med utladning for 400 borehull i år 10 for 20 og 20 uker flyttet utladning. Start for året er 1. mai.

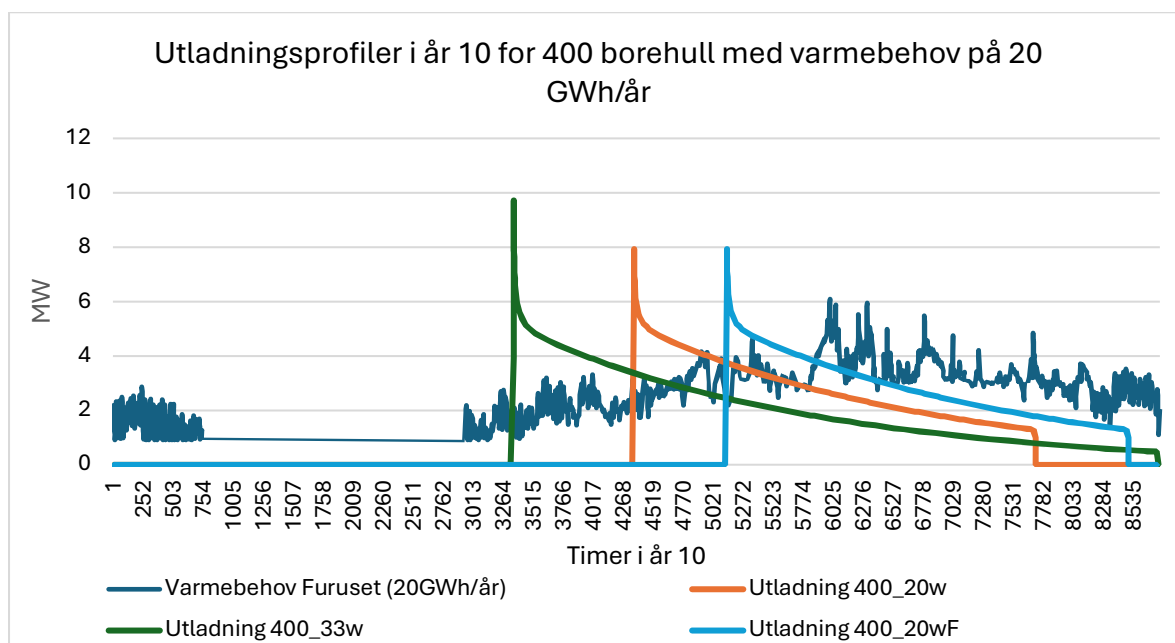
4.4.3. Økt varmebehov

Økt varmebehov gir økte produksjonskostnader for systemet uten lager. Økt varmebehov gir et større spillerom for 400 borehull med hensyn til utnyttet energi, og resultatene viser at nåverdien økes betraktelig. Virkningsgraden for 20 uker øker med 10%, og halverer gapet opp til den potensielle virkningsgraden. For 33 uker er økningen i virkningsgrad mindre, men fortsatt forbedret med 7-8% sammenlignet med verdiene med et varmebehov på 14 GWh. Nåverdien øker med 74% for 20 ukers utladning og beregnes til 46 MNOK, se [Figur 25](#). Dette er klart best nåverdi av alle scenarioene. Med en 33 ukers utladning øker nåverdien med 62%, også en klar forbedring fra nåverdien med 14 GWh som varmebehov. Dette understreker verdien av å kunne bruke all den tilgjengelige energien i lageret, og viser også at optimal styring av lageret er en nøkkelfaktor for å oppnå lønnsomhet. Smart styring av lageret ville ideelt sett hatt muligheten til å kunne ta ut akkurat nok av lageret til å forsyne varmebehovet.



Figur 25: nåverdi for 20 og 33 uker utladning for 400 borehull med økt varmebehov

Økt behov gir størst økning i nåverdi både i absolutte tall og prosenter. Likevel viser resultatene at lønnsomheten også bedres betraktelig ved å flytte utladningen. Ved å kombinere økt behov og flyttet utladning, vil besparelsene og lønnsomheten kunne øke enda mer. Dette er ikke analysert i detalj i denne oppgaven, men [Figur 26](#) viser de tre ulike utladningsprofilene for 400 borehull med et varmebehov på 20 GWh. En flyttet utladning overgår varmebehovet i mindre grad enn de opprinnelige utladningsprofilene, og gir mer optimal utnyttelse. Mer optimal utnyttelse gir økt lønnsomhet.



Figur 26: varmebehov og utladning for 400 borehull i år 10 med utladning for 20 uker, 33 uker og 20 uker flyttet. Start for året er 1. mai.

5. Diskusjon

Resultatene viser at sesonglageret på Furuset er lønnsomt når prisen er høy. Da genereres det høye besparelser siden lagervarme kan kutte dyr topplast. Det er viktig for lønnsomheten å dimensjonere lageret med hensyn til varmebehov og kunne justere bruken av lageret i henhold til priser på elektrisitet. Her begrenser varmebehovet utladningen, spesielt for 400 borehull, som har klart størst potensial. Med høy investeringskostnad, bør energimengden utnyttes fullt ut for å oppnå lønnsomhet over levetiden til anlegget. 200 borehull oppnår høyest virkningsgrad siden store deler av potensiell utladning fra et lager med 200 borehull blir nyttiggjort. Dekningsgrad, altså hvor mye av varmebehovet lagervarmen dekker, er størst for 400 borehull, og selv med høyest investeringskostnad, er 400 borehull den mest lønnsomme størrelsen for lageret på Furuset med forutsetningene gitt i denne studien. Besparelsene øker om lagervarmen dekker dyr topplast, noe som var tilfellet for 20 ukers utladning. Å kunne hente ut akkurat nok lagervarme til å dekke varmebehovet i perioder med høy pris på vinteren er tilsynelatende den smarteste driftsstrategien for lageret. En slik driftsstrategi vil kunne sikre god lønnsomhet for bruk av sesonglager både på Furuset, og i Norge.

5.1. *Begrensninger i metode og forutsetninger*

Metoden som er valgt i oppgaven påvirker resultatene. Det er satt opp et hypotetisk energisystem i modellen EnergyPRO, som er en forenkling av hvordan systemet på Furuset kunne sett ut. Kun el-kjel og solfangere kan forsyne varmebehovet når lagervarmen ikke er tilgjengelig. Siden solfangerne har en begrenset størrelse, gjør det at el-kjelen må forsyne mye av lasten når lagervarme ikke er tilgjengelig. Dette gjør at el-kjelen tvinges til å produsere uansett pris, noe som resulterer i at el-kjelens fleksibilitet ikke gjenspeiles godt nok. El-kjelen er en viktig fleksibilitetsløsning i koblingen mellom kraft- og varmesektoren fordi den kan utnytte seg av lave elektrisitetspriser (Trømborg et al., 2017, s. 22). Den formen for fleksibilitet kommer ikke godt nok fram i et system som er sterkt avhengig av en el-kjel. Det burde derfor vurderes å installere f.eks. en biokjel basert på flis eller pellets som kan forsyne varmebehovet i perioder med høye elpriser og i perioder varmebehovet ikke dekkes av lageret.

EnergyPRO optimaliserer drift av et valgt energisystem med eksogene bestemte variabler. Dataen for ladning og utladning fra lageret bygger på en optimalisering av et «beste scenario» modellert i TRNSYS. Simuleringene fra TRNSYS med gitte geologiske parametere gjelder for 100 borehull. I testing av 200 og 400 borehull er det kun antall borehull som er endret og et «beste scenario» ble ikke optimalisert. Dermed er det rom for at noen av de tekniske parameterne for lageret, slik som avstand mellom borehull og dybde, har andre verdier i et optimalisert scenario for 200 og 400 borehull. EnergyPRO optimerer eksogene bestemte variabler. Dette gjør at kostnader, kapasiteter og andre tekniske variabler må bestemmes på forhånd, og at resultatene kun er gyldige innenfor gitte rammer. Dette gjør at resultatene ikke nødvendigvis er generaliserbare, siden det kun sier noe om den bestemte løsningen, basert på gitte og ikke nødvendigvis realistiske forutsetninger.

EnergyPRO optimerer drift i forhold til kostnader, og prioriterer produksjonsteknologiene med lavest kostnad. Derimot optimerer den ikke variabler slik som utladning, varmebehov og pris i forhold til hverandre. Av resultatene ser vi at disse tre variablene påvirker både energiutnyttelse og lønnsomhet i stor grad. Variablene samhandler ikke optimalt, f.eks. ved at utladning som overgår varmebehovet går til spille. Smart styring av lageret, hvor disse tre variablene samhandler og optimeres i forhold til hverandre, vil kunne være den beste metoden for å oppnå både effektiv energiutnyttelse og lønnsomhet til tross for høye investeringskostnader. En modell som gjør dynamisk optimalisering av disse tre variablene, kan være gunstig i videre forskning.

Det er forutsatt at prisen på elektrisitet i de 3 ulike scenarioene er gjeldende for hvert år gjennom hele analyseperioden på 25 år. Dette er en noe urealistisk forutsetning ettersom priser og prisprofiler varierer mellom år. Eksempelvis er alle de tre prisscenarioene hentet innenfor en tidsramme på 5 år (2019, 2020 og 2023), noe som understreker variabiliteten av prisprofiler mellom år. Likevel sier resultatene noe om hvilket prisnivå som må til for at sesonglageret skal være lønnsomt. Det er tydelig at lønnsomheten forbedres betraktelig når lageret kan forsyne varmebehovet i timer med høy el-pris. Prisene på el forventes å jevne seg ut frem mot 2050, ettersom økt fornybar

energiproduksjon med lave kostnader drar ned og stabiliserer prisen (Kirkerud et al., 2023, s. 61; Gunnerød et al., 2025, s. 57). Lavere og mer stabile priser gjør at det er færre dyre toppplasttimer for lageret å dekke og lønnsomheten kan påvirkes. Likevel kan en mer optimalisert drift og reduksjon av investeringskostnad på grunn av teknologisk læring, bidra til at sesonglager fortsatt blir en ettertraktet fleksibilitetskilde.

Fjernvarmesystemet i sin helhet er ikke analysert her, det er kun forutsatt at det er tilgjengelig overskuddsvarme fra avfallsforbrenningen til enhver tid. Lageret er avhengig av gratis overskuddsvarme til å lade lageret, og tilgangen på denne kan i realiteten være begrenset frem mot 2050. Karbonfangstanlegget på Klemetsrud vil kreve store deler eller all overskuddsvarmen fra avfallsforbrenningen. Å utforske andre produksjonsteknologier som mulige drivstoff for ladning av lageret kan derfor bli viktig. Solfangerne brukes her til å supplere varmebehovet på Furuset og brukes ikke til å lade lageret slik det gjøres for andre anlegg. Å bruke solfangere til å lade BTES er analysert av flere og kan være en mulighet for lageret på Furuset om mengden overskuddsvarme skulle bli mindre enn antatt.

5.2. Sammenligning av resultater

Det er forutsatt at gitte verdier fra BD gjelder 25 år frem i tid. Likevel viser erfaring fra tidligere studier at faktiske verdier for utnyttet energi er betraktelig lavere enn hva som er planlagt. Eksempelvis ble det forventet at anlegget i Emmaboda i Sverige skulle oppnå en effektivitet på rundt 70%, men målte effekter etter 7 år i drift viste kun virkningsgrader på rundt 20% (Nilsson & Rohdin, 2019). Årsaken var hovedsakelig lavere temperatur på overskuddsvarmen enn forventet og dette førte til lavere temperatur i lageret som igjen reduserte den nyttbare energien (Nilsson & Rohdin, 2019; Schmidt, 2020). Nussbicker et al. (2006) fant at virkningsgraden for BTES ladet med solfangere i Neckarsulm, Tyskland utgjorde under 20% etter 7 år i drift, selv om det ble forventet en virkningsgrad på rundt 70%. Resultatene fra et lite testanlegg i Torino konkluderer også med at målte verdier for utnyttet energi ligger under potensielle verdier da solfangere som ladet lageret kun produserte to tredjedeler av forventet varmeproduksjon (Giordano et al., 2015).

Utnyttet energi fra lageret, sammen med prisprofiler og utladningsprofiler, har vist seg å være avgjørende for lønnsomheten på Furuset og skulle faktiske verdier bli lavere enn forventet vil prosjektet bli mindre lønnsomt. I denne oppgaven er det varmebehovet som har begrenset utnyttelsen av lagervarme, og det blir viktig å dimensjonere lageret i forhold til hvilket varmebehov lageret skal forsyne. Det er lite utprøvd å bruke overskuddsvarme fra avfallsforbrenning til å lade lageret, men mer vanlig med industriell overskuddsvarme og solfangere. Overskuddsvarme fra industrien kan være vanskelig å måle siden den er avhengig av tidsavhengig drift av industriprosesser (Guo & Yang, 2021). Derimot har avfallsforbrenning en jevn produksjon som kan bidra til å gi mer stabile mengder overskuddsvarme til ladning av lageret.

Solfangere kan ha svært variabel produksjon både over sesonger og innad i døgnet. Solfangere har lave marginalkostnader og kan bidra til lavere driftskostnader, men det kreves stort areal for å oppnå tilstrekkelig produksjon på en såpass nordlig lokalisering som Furuset. Ciampi et al., (2018) fant at de mest lønnsomme scenarioene for systemer som er avhengig solvarme, ligger på lokasjoner med høy solinnstråling, gjerne i Sør-Europa. Welsch et al., (2018) komplimenterer funnene til Ciampi et al., (2018), ved å konkludere med at BTES koblet med solfangere reduserte kostnader kun når solfanger arealet overskred en viss størrelse. Produksjons- og driftskostnader har mye å si for besparelsene, og valget om å basere kostnader på den variable delen av drifts- og vedlikeholdskostnader kan gi urealistiske lave estimer for faktiske kostnader for solfangerne.

Resultatene viser at prosjektet er lønnsomt i høye prisscenarioer. Økte besparelser gjør opp for høy investeringskostnad kun i scenarioer hvor lagervarmen kan erstatte dyr topplast. Høy investeringskostnad er den viktigste årsaken til begrenset lønnsomhet for lageret. Ciampi et al., (2018) som utforsket et BTES anlegg ladet med solfangere fant at investeringskostnaden var den viktigste variabelen for lønnsomhet. Det ble lagt vekt på at lønnsomhet, med tilbakebetalingstid som lønnsomhetsmål, kun ble oppnådd på lang sikt. Köfinger et al., (2018) undersøkte bruk av industriell overskuddsvarme til å lade et termisk lager i et urbant fjernvarmesystem i Østerrike. Studien kom frem til at strategisk drift av lageret med hyppigere ladning og utladning per år (flere ladesykluser) genererte

høyere besparelser, og oppnådde positiv lønnsomhet. Enkel drift med færre ladesykluser ga ikke høye nok besparelser til å utligne den høye investeringskostnaden (Köfinger et al., 2018). Også ifølge Guo & Yang (2021) er lønnsomheten sterkt avhengig av optimalisert design og drift.

Strategisk drift av lageret har vist seg å være viktig både for energiutnyttelse og lønnsomhet. Uoverensstemmelsen mellom varmebehov og tilgjengelig energimengde, spesielt for 400 borehull, illustrerer viktigheten av optimal drift av lageret og muligheten til å kun hente ut effekten du trenger for å fylle varmebehovet. Köfinger et al., (2018) konkluderte med at strategisk drift av lageret ved å bruke både sesong- og korttidsbruk, ga over 4 ganger mer lagringskapasitet per år enn enkel drift som kun brukte lageret til sesong. Installering av en buffertank kan fungere som en backup, og kan øke effektiviteten til lageret (Giordano et al., 2015). Rask responstid i forhold til pris, er også viktig for optimal bruk av lageret og for å øke besparelsene. Resultatene her viser at å kunne passe utladning med både høyt varmebehov og høye priser på vinteren ga den beste lønnsomheten i form av høyest nåverdi. I scenarioet med 200 borehull ga en 20 ukers utladning en økning i nåverdi på nesten 240% fra en 33 ukers utladning.

5.3. Implikasjoner og videre forskning

Resultatene viser at optimal bruk av lagervarmen er viktig for å utnytte lageret på best måte og bedre lønnsomheten for sesonglager. Optimal design av sesonglager i forhold til det varmebehovet det skal dekke er også viktig å ta hensyn til i dimensjoneringen. Det ser vi spesielt for 400 borehull. Hvordan prisen på kraft utvikler seg frem mot 2050 er noe usikkert, og vil bli viktig for bruken av sesonglager. Lageret var kun lønnsomt i høye prisscenarioer som betyr at et sesonglager er spesielt nyttig når prisene er generelt høye, og dyr topplast kan erstattes med «gratis» lagervarme. Prisprofilen, og å kunne respondere raskt med mer volatile priser, kan bli avgjørende for driften av et sesonglager. Å bruke sesonglageret som en kombinasjon av sesong- og døgnlager kan gi en større fleksibilitet ved at driften kan respondere på prisnivået til elektrisitet. Det forutsettes at priser frem mot 2050 er kjent, men i realiteten vil priser og forutsetninger for fremtidig utvikling innen kraftmarkedet kunne endre seg.

Resultatene her viser at selv med en høy investeringskostnad, kan et stort antall borehull være lønnsomt. Selv med lave verdier for faktiske energiutnyttelse i forhold til potensial, vil et økt antall borehull kunne forsyne en større andel av varmebehovet som frigjør både elektrisitet og varme til andre formål. Dette er med på å styrke konklusjonen om at sesonglager er en viktig kilde til fleksibilitet og lastreduksjon. Videre forskning bør fokusere på å designe og drifte lageret i forhold til det varmebehovet det skal forsyne. Videre forskning på optimal drift er også nødvendig. Bruken av HT-BTES som en kombinasjon av sesonglager og døgnlager for optimal utnyttelse må undersøkes bedre. På systemnivå vil bruk av sesonglager som en fleksibilitetskilde bli viktigere dersom energibalansen svekkes og kraftforsyningen blir mer volatil. Modellanalysene bør i større grad optimalisere både teknisk dimensjonering og økonomi, for å kunne teste flere konfigurasjoner. Modellen kan med fordel justere systemparametere for å enklere teste følsomheten til driftsstrategier.

Basert på resultatene fra denne oppgaven, kan det også konkluderes med at bruken av ulike modeller kan ha store implikasjoner for resultatene. Å bruke dynamiske modeller som optimerer viktige variabler slik som utladning, varmebehov og prisprofil i forhold til hverandre kan gi bedre resultater både for energiutnyttelse og lønnsomhet. Å optimere geologiske parametere er definitivt viktig for teknisk ytelse, men å sette sesonglageret i et større perspektiv blir like viktig når lageret skal brukes i energisystemer. Å forske videre på sesonglagerets evne til å respondere på prissignaler fra markedet kan bli grunnleggende for samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

6. Konklusjon

Denne studien har vist at et sesonglager på Furuset har et stort potensial til å forbedre utnyttelsen av overskuddsvarme og redusere behovet for dyr spisslast.

Investeringskostnaden for sesonglager er høy, og en stor utfordring for lønnsomheten til lageret. Investeringskostnaden økes ikke lineært med økt antall borehull. Potensiell utladet energimengde har derimot en overproporsjonal vekst for hver dobling i antall borehull. Resultatene for energiutnyttelse viser at 200 borehull oppnår best virkningsgrad på rundt 58%. 400 borehull har et større potensial, men varmebehovet begrenser utnyttelsen av lageret, spesielt i starten av utladningen. Dette tyder på at varmebehov og utladning må sammenfalle for optimal energiutnyttelse.

Å kunne lade ut fra lageret når varmebehovet er høyere, ser ut til å være en god driftsstrategi. En 20 ukers utladning som startet senere på høsten sammenfalt best med varmebehovet og ga jevnt over høyere virkningsgrad. Det reduserte lasten i de tre kaldeste ukene på vinteren med mellom 77% og 95%. Systemet ble kun lønnsomt under høye prisscenarioer, med volatile priser gjennom året. Utladningsprofilen med 20 ukers varighet korrelerte godt med høye priser på strøm, og økte besparelsene for bruk av lageret. For 200 borehull økte nåverdien med nesten 240% ved å gå fra en 33 til en 20 ukers utladning. Resultatene viser dermed viktigheten av å kunne optimere variablene varmebehov, utladning og prisprofil i forhold til hverandre.

Følsomhetsanalysene viste at en reduksjon på 10% for investeringskostnaden øker nåverdien betraktelig. Ved å flytte utladningen for 20 uker med 1 mnd., korrelerte utladning og varmebehov enda bedre. Nåverdien ble også forbedret, med en 22% økning i det beste tilfellet. Dette bekrefter at utladning burde korrespondere med varmebehov, og viser at det også har en positiv effekt på lønnsomheten. Med forutsetningene i denne studien begrenser varmebehovet utladningen for 400 borehull. Et varmebehov på 20GWh i stedet for 14 GWh, økte leveransen av varme og økte nåverdien med mellom 70 og 80%. Dette viser verdien av å ha et varmebehov som stemmer overens med utladning fra lageret. Det anbefales at videre forskning fokuserer på tiltak som kan redusere total investeringskostnad og optimerer lagerbruken i henhold til både varmebehov og el-pris.

Referanseliste

- Absolicon solar collectors. (u.å.). *T160 solar collector*.
https://www.absolicon.com/wp-content/uploads/2021/06/05_T160-Solar-Collector_Datasheet.pdf
- Andersen, A. N. (2019). *Development of next generation energy system simulation tools for district energy* [Doktorgradsavhandling]. Aalborg Universitet.
<https://doi.org/10.5278/vbn.307981610>
- Bakos, G. C. & Petroglou, D. A. (2014). Simulation study of a large scale line-focus trough collector solar power plant in Greece. *Renewable Energy*, 71, 1-7.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.053>
- Bolwig, S., Bazbauers, G., Klitkou, A., Lund, P. D., Blumberga, A., Gravelins, A. & Blumberga, D. (2019). Review of modelling energy transitions pathways with application to energy system flexibility. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 440-452.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.019>
- Bøhren, Ø. & Gjærum, P. I. (2020). *Finans: Innføring i investering og finansiering* (2. utg). Fagbokforlaget.
- Ciampi, G., Rosato, A. & Sibilio, S. (2018). Thermo-economic sensitivity analysis by dynamic simulations of a small Italian solar district heating system with a seasonal borehole thermal energy storage. *Energy*, 143, 757-771.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.029>
- Denholm, P. & Hand, M. (2011). Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, 39 (3), 1817-1830.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.019>
- Egging-Bratseth, R., Kauko, H., Knudsen, B. R., Bakke, S. A., Ettayebi, A. & Haufe, I. R. (2021). Seasonal storage and demand side management in district heating systems with demand uncertainty. *Applied Energy*, 285, 116392.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116392>
- Enescu, D., Chicco, G., Porumb, R. & Seritan, G. (2020). Thermal Energy Storage for Grid Applications: Current Status and Emerging Trends. *Energies*, 13(2), 340.
<https://doi.org/10.3390/en13020340>

Engedahl, E., Ramstad, R. K., Holmberg, H., Fossbakken, M., Bugge, L., Hanstad, N. & Landberg, F. (2021). *Konseptutredning: Solenergi + sesongvarmelagring i borehull = sant!* (Sluttrapport Enova). Kolbotn Idrettslag.

<https://d33by0imu011lz.cloudfront.net/1632137346/sluttrapport-konseptutredning-kolbotn-il.pdf>

Forbrukerrådet. (2025). *Strømpris*.

<https://www.forbrukerradet.no/strompris/spotpriser/>

Fornybar Norge. (2016). *Fjernvarme – utnytter ressurser som er til overs*.

<https://www.fornybarnorge.no/fjernvarme/fjernvarme-utnytter-ressurser-som-er-til-overs/>

Geotermos. (u.å.). *GeoTermos: evig termisk energilager*.

<https://www.geotermos.no/>

Giordano, N., Comina, C., Mandrone, G. & Cagni, A. (2015). Borehole thermal energy storage (BTES). First results from the injection phase of a living lab in Torino (NW Italy). *Renewable Energy*, 86, 993-1008. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.052>

Granås, S. (2024, 14. juni). Varmer opp kunstgressbaner med GeoTermos. *EnergiAktuelt*. <https://www.energiaktuelt.no/varmer-opp-kunstgressbaner-med-geotermos.6666665-575509.html>

Guelpa, E. & Verda, V. (2019). Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. *Applied Energy*, 252, 113474.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>

Gunnerød, J. L., Korneliussen, R., Østensen, E., Bøhnsdalen, E. T., Devik, G. J., Vågen, S. M., Hetland, E. V. & Storaker, K. H. (2025). *Langsiktig Markedsanalyse. Norge, Norden og Europa 2024-2050*. Statnett. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2024-50.pdf>

Guo, F. & Yang, X. (2021). Long-term performance simulation and sensitivity analysis of a large-scale seasonal borehole thermal energy storage system for industrial waste heat and solar energy. *Energy & Buildings*, 236, 110768.

<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110768>

Hafslund. (u.å.). *Fjernvarme nyttiggjør lokale energiressurser*.

<https://www.hafslund.no/no/produkter-og-tjenester/fjernvarme/fjernvarme-nyttiggjør-lokale-energiressurser>

- Heliostorage. (u.å.). *Introducing Our Seasonal Thermal Storage*.
<https://heliostorage.com/products/btes/>
- Hesselbrandt, M., Erlström, M., Sopher, D. & Acuna, J. (2021). Multidisciplinary Approaches for Assessing a High Temperature Borehole Thermal Energy Storage Facility at Linköping, Sweden. *Energies*, 14(14), 4379. <https://doi.org/10.3390/en14144379>
- Hirvonen, J., ur Rehman, H. & Sirén, K. (2018). Techno-economic optimization and analysis of a high latitude solar district heating system with seasonal storage, considering different community sizes. *Solar Energy*, 162, 472-488.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.052>
- Hirvonen, J. & Kosonen, R. (2020). Waste Incineration Heat and Seasonal Thermal Energy Storage for Promoting Economically Optimal Net-Zero Energy Districts in Finland. *Buildings*, 10(11), 205. <https://doi.org/10.3390/buildings10110205>
- Kauko, H., Brækken, A. & Askeland, M. (2024). Flexibility through power-to-heat in local integrated energy systems with renewable electricity generation and seasonal thermal energy storage. *Energy*, 313, 134017.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134017>
- Kauko, H. L. P., Pinel, D. & Wolfgang, O. (2021). *Sesonglagring av varme for lokale energisystem: Analyse av potensialet på Furuset* (ZEN report No. 35). ZEN Research Centre. https://fmezen.no/wp-content/uploads/2021/11/ZEN-Report-35_SESONGLAGRING-AV-VARME-FOR-LOKALE-ENERGISYSTEM-1.pdf
- Kirkerud, J. G., Buvik, M., Holm, I., Spilde, D., Sørbye, M., Skaansar, E., Kvandal, H., Birkelund, H., Skulstad, H., Petrusson, L., Fjær, K. & Darras, C. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* (NVE Rapport nr. 25/2023). NVE.
https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf
- Kirkerud, G., Bolkesjø, T. F. & Trømborg, E. (2017). Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy. *Energy*, 128, 776-784.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.153>
- Köfinger, M., Schmidt, R. R., Basciotti, D., Terreros, O., Baldvinsson, I., Mayrhofer, J., Moser, S., Tichler, R. & Pauli, H. (2018). Simulation based evaluation of large scale waste heat utilization in urban district heating networks: Optimized integration and operation of a seasonal storage. *Energy*, 159, 1161-1174.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.192>

Lanahan, M. & Tabares-Velasco, P. C. (2017). Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency. *Energies*, 10(6), 743. <https://doi.org/10.3390/en10060743>

Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J. & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785-807.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>

Lyden, A., Pepper, R. & Tuohy, P. G. (2018). A modelling tool selection process for planning of community scale energy systems including storage and demand side management. *Sustainable Cities and Society*, 39, 674-688.
<https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.02.003>

Malmberg, M., Mazzotti, W., Acuña, J., Lindståhl, H. & Lazzarotto, A. (2018). High temperature borehole thermal energy storage - A case study. 380-388.
<https://doi.org/10.22488/okstate.18.000036>

Naaïm, S., Ouhammou, B., Aggour, M., Daouchi, B., Mers, E. M. E. & Mihi, M. (2024). Multi-Utility Solar Thermal Systems: Harnessing Parabolic Trough Concentrator Using SAM Software for Diverse Industrial and Residential Applications. *Energies*, 17(15), 3685. <https://doi.org/10.3390/en17153685>

Neetzow, P. (2021). The effects of power system flexibility on the efficient transition to renewable generation. *Applied Energy*, 283, 116278.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116278>

Nilsson, E. & Rohdin, P. (2019). Performance evaluation of an industrial borehole thermal energy storage (BTES) project – Experiences from the first seven years of operation. *Renewable Energy*, 143, 1022-1034.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.020>

NOU 2023:3. (2023). *Mer av alt – raskere. Energikommisjonens rapport*. Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf>

NOU 2023:25. (2023). *Omstilling til lavutslipp. Veivalg for klimapolitikken mot 2050*. Klima- og miljødepartementet.

<https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/479/2023/10/Klimautvalget-2050.pdf>

Nussbicker, J., Heidemann, W. & Mueller-Steinhagen, H. (2006, 31. Mai – 2. juni). *Monitoring results and operational experiences for a central solar district heating system with borehole thermal energy storage in Neckarsulm (Germany)* [Paperpresentasjon]. Ecstock 10th International Conference on Thermal Energy Storage, Richard Stockton College of New Jersey. https://www.igte.uni-stuttgart.de/veroeffentlichungen/publikationen/publikationen_06-05.pdf

Palacios, A., Cong, L., Navarro, M. E., Ding, Y. & Barrenech, C. (2019). Thermal conductivity measurement techniques for characterizing thermal energy storage materials – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108, 32-52. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.020>

Rapantova, N., Pospisil, P., Koziorek, J., Vojcinak, P., Grycz, D. & Rozehnal, Z. (2016). Optimisation of experimental operation of borehole thermal energy storage. *Applied Energy*, 181, 464-476. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.091>

Reuss, M., Beck, M. & Müller, J. P. (1997). Design of a seasonal thermal energy storage in the ground. *Solar Energy*, 59(4-6), 247-257. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(97\)00011-X](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(97)00011-X)

Saini, P., Singh, S., Kajal, P., Dhar, A., Khot, Nikhil., Mohamed, M. E. & Powar, S. (2023). A review of the techno-economic potential and environmental impact analysis through life cycle assessment of parabolic trough collector towards the contribution of sustainable energy. *Heliyon*, 9(7), e17626. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e17626>

Schmidt, F. (2020). *Large scale heat storage for district heating* [Masteroppgave, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet]. NTNU Open. <https://hdl.handle.net/11250/2779587>

Schmidt, D., Kallert, A., Blesl, M., Svendsen, S., Li, H., Nord, N. & Sipilä, K. (2017). Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. *Energy Procedia*, 116, 26-38. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.052>

Sibbitt, B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. & Kokko, J. (2012). The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District

Heating System – Five Years of Operation. *Energy Procedia*, 30, 856-865.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.097>

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2024). *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/produksjon-og-forbruk-av-energi-energibalanse-og-energieregnskap>

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2024). *Fjernvarme og fjernkjøling*. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/fjernvarme-og-fjernkjoling>

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2025). *Konsumprisindeksen*. <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen>

Statistisk sentralbyrå (SSB). (2025). *Byggekostnadsindeks for røyrleggjarararbeid i kontor- og forretningsbygg*. <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/byggekostnadsindekser/statistikk/byggjekostnadsindeks-for-royrleggjararbeid-i-kontor-og-forretningsbygg>

Stinner, S., Huchtemann, K. & Müller, D. (2016). Quantifying the operational flexibility of building energy systems with thermal energy storages. *Applied Energy*, 181, 140-154 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.055>

Tordrup, K. W., Poulsen, S. E. & Bjørn, H. (2017). An improved method for upscaling borehole thermal energy storage using inverse finite element modelling. *Renewable Energy*, 105, 13-21. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.011>

TRNSYS. (u.å.). What is TRNSYS? <https://www.trnsys.com/>

Trømborg, E., Bolkesjø, T. F., Havskjold, M., Kirkerud, J. G., Sandberg, E., Kipping, A. & Tveten, Å. G. (2017). *Styrket energisystem gjennom smart samspill mellom kraft og termisk energi* (413-2017). Flexelterm. <http://bit.ly/flexelterm-eng>

Underground energy. (u.å.). *BTES – Borehole Thermal Energy Storage*. <https://underground-energy.com/our-technology/btes/>

Vaet, E. & Viken, B. *Termiske sesonglager i fjernvarme for økt fleksibilitet i kraftnettet. En casestudie av energisystemet i Oslo* [Masteroppgave, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet]. Brage. <https://hdl.handle.net/11250/3020536>

Welsch, B., Göllner-Völker, L., Schulte, D. O., Bär, K., Sass, I. & Schebek, L. (2018). Environmental and economic assessment of borehole thermal energy storage in district

heating systems. *Applied Energy*, 216, 73-90.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.011>

Yang, T., Liu, W., Kramer, G. J. & Sun, Q. (2021). Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110732. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>

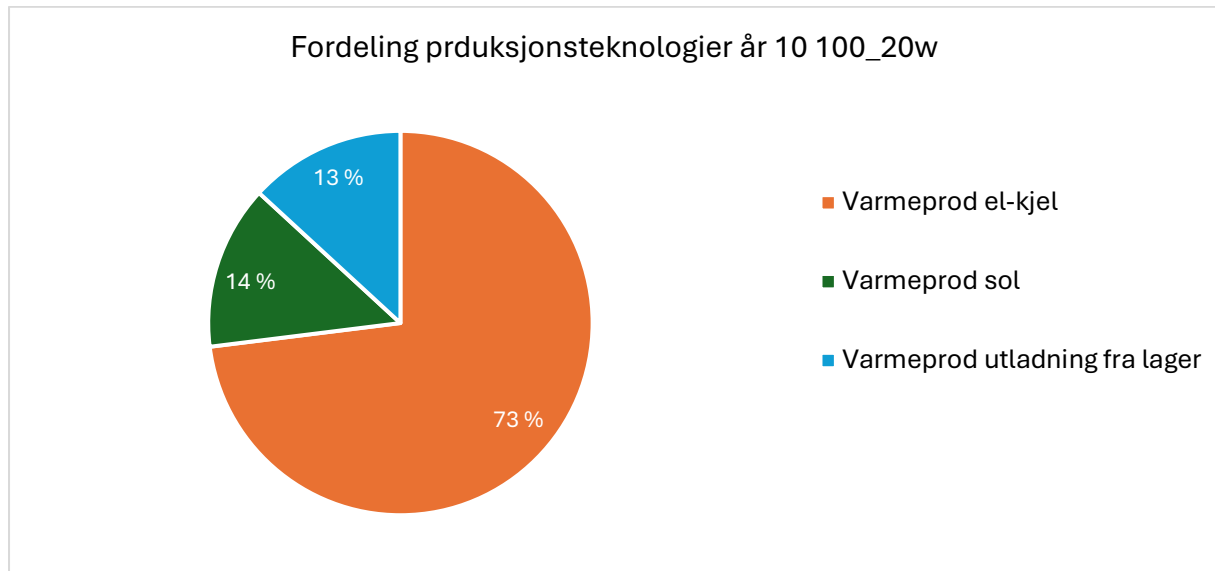
Østergaard, P. A. & Andersen, A. N. (2023). Optimal heat storage in district energy plants with heat pumps and electrolyzers. *Energy*, 275, 127423. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127423>

Østergaard, P. A., Andersen, A. N. & Sorknæs, P. (2022). The business-economic energy system modelling tool energyPRO. *Energy*, 257, 124792. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124792>

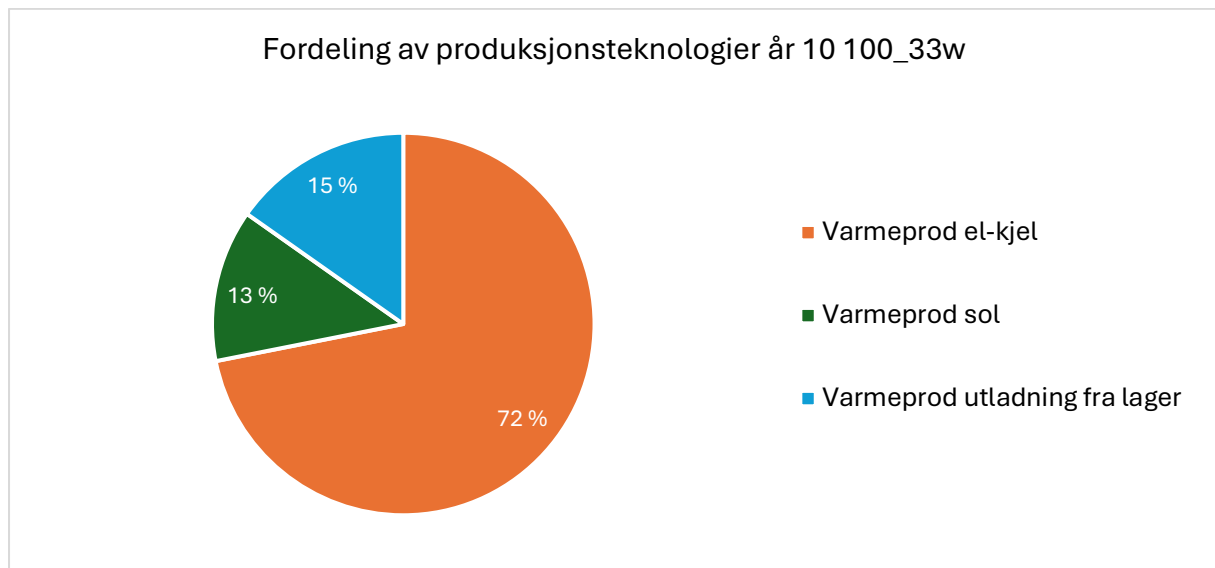
Vedlegg

Vedlegg A – bidrag fra de ulike produksjonsteknologiene i varmeleveransen til Furuset

100_20w

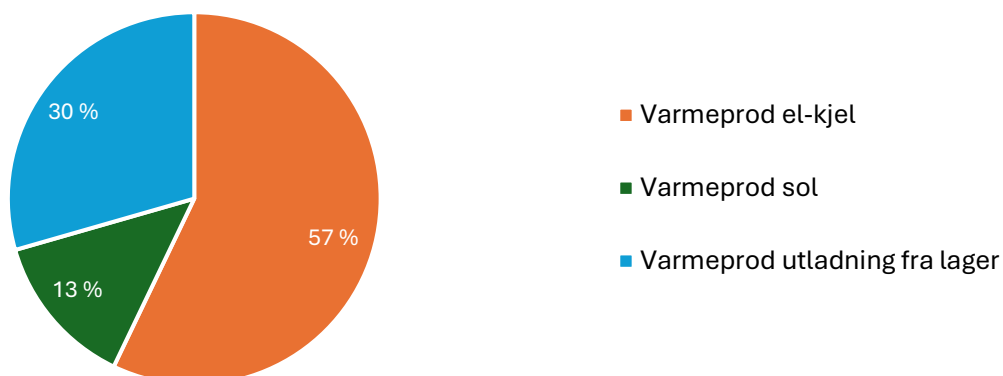


100_33w



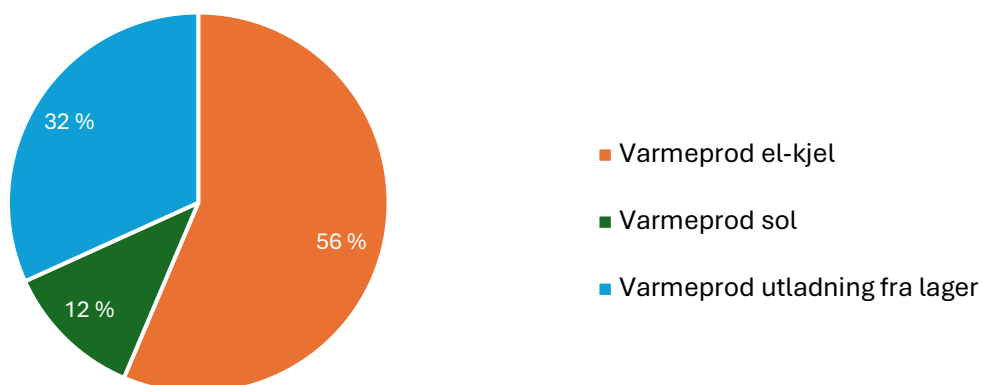
200_20w

Fordeling av produksjonsteknologier år 10 200_20w



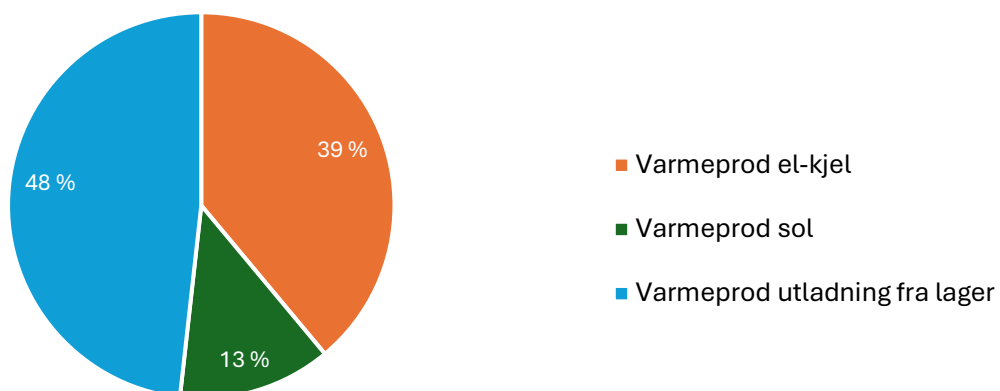
200_33w

Fordeling av produksjonsteknologier år 10 200_33w

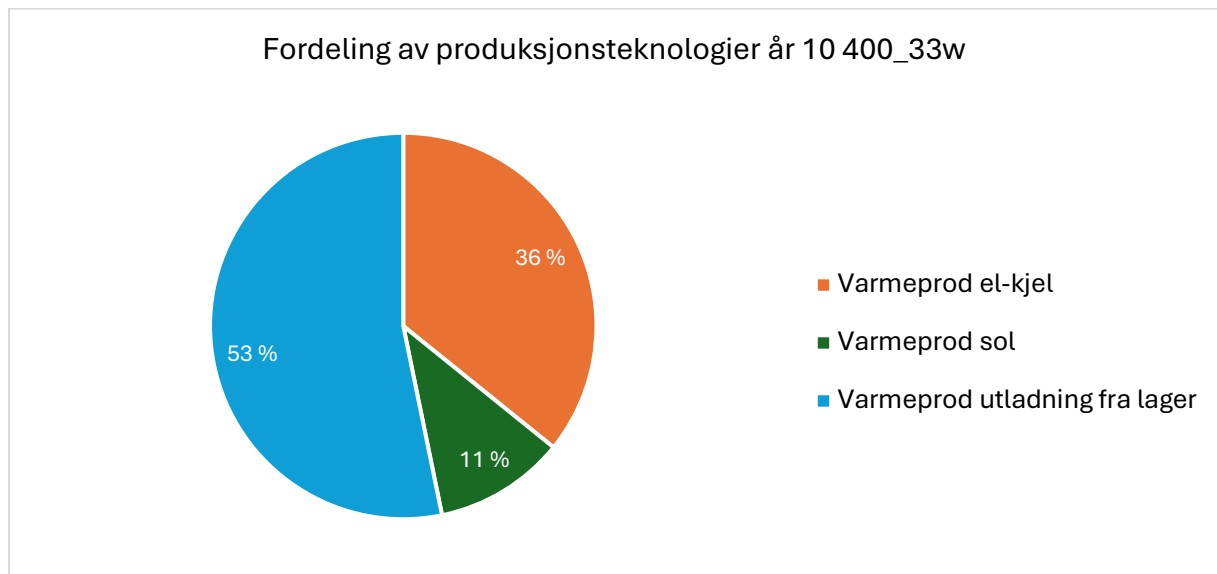


400_20w

Fordeling av produksjonsteknologier år 10 400_20w

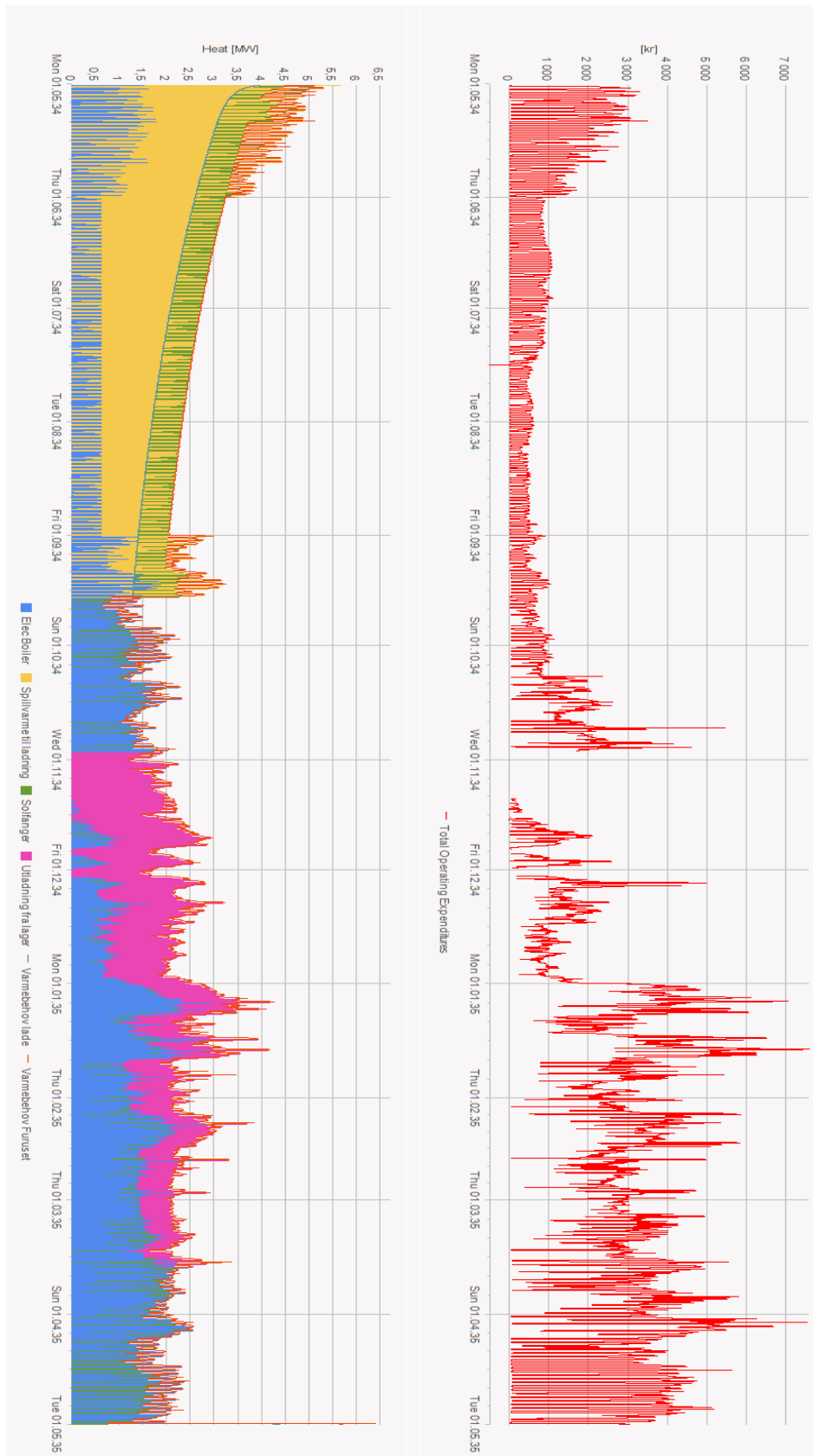


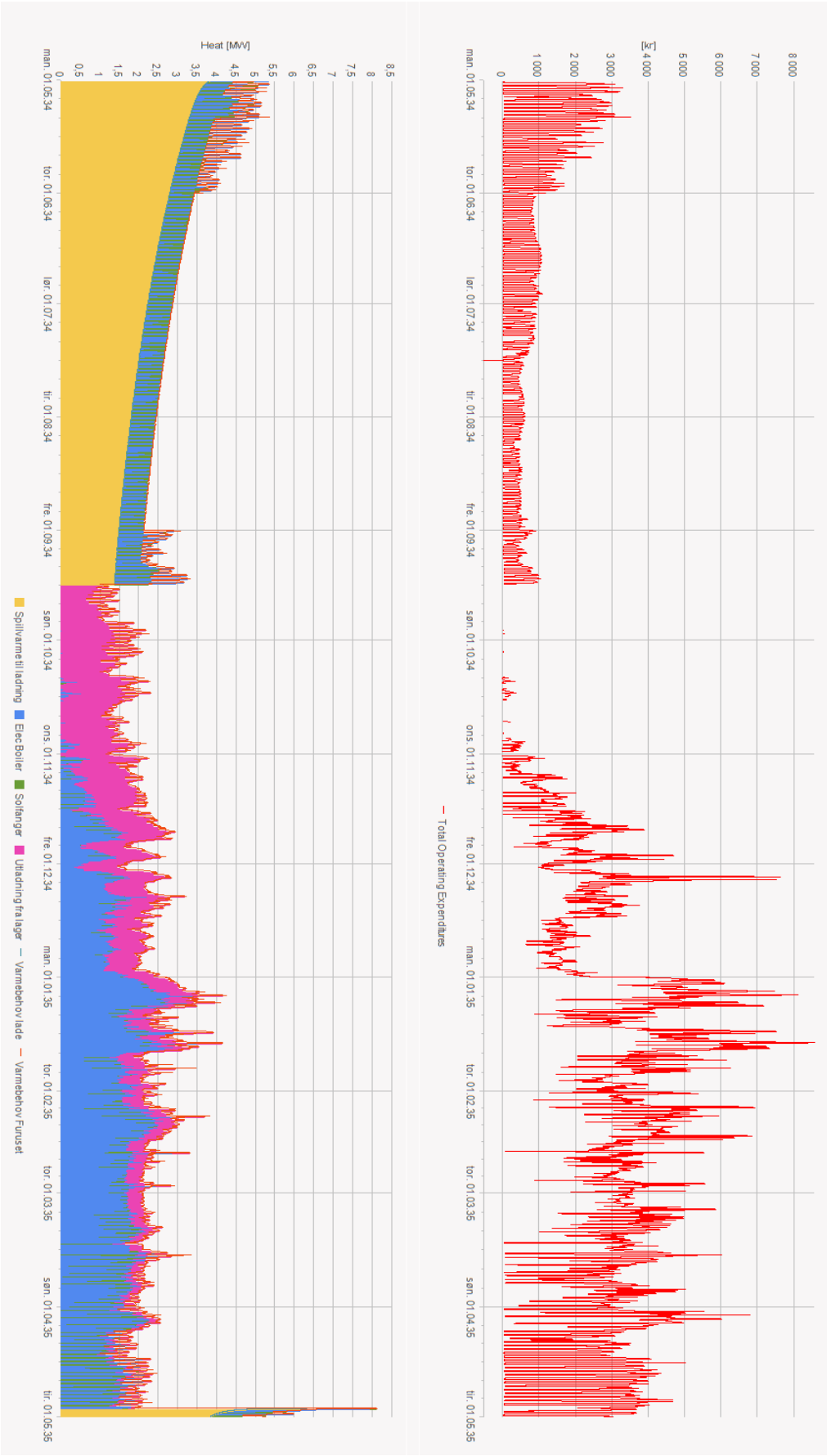
400_33w

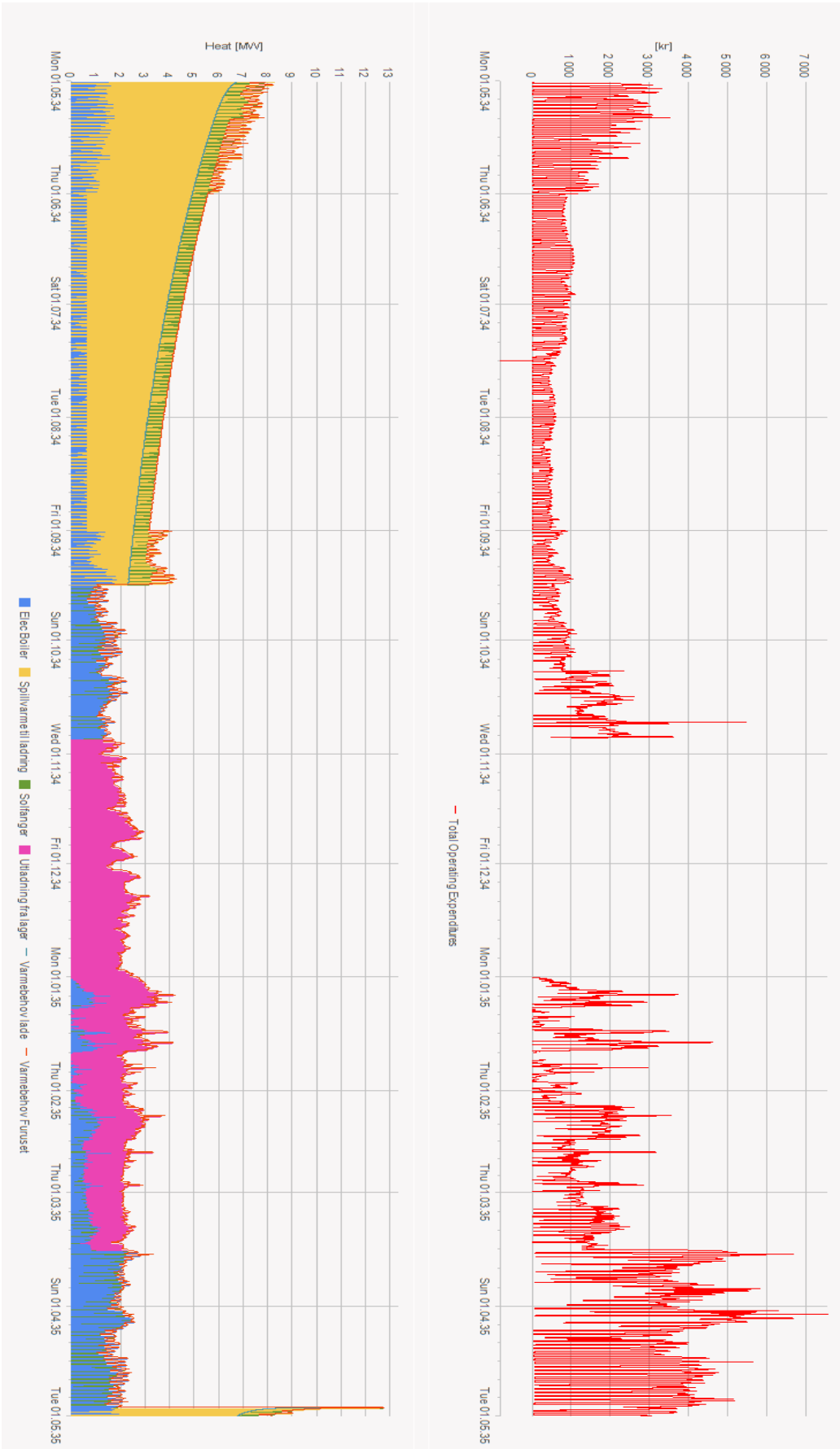


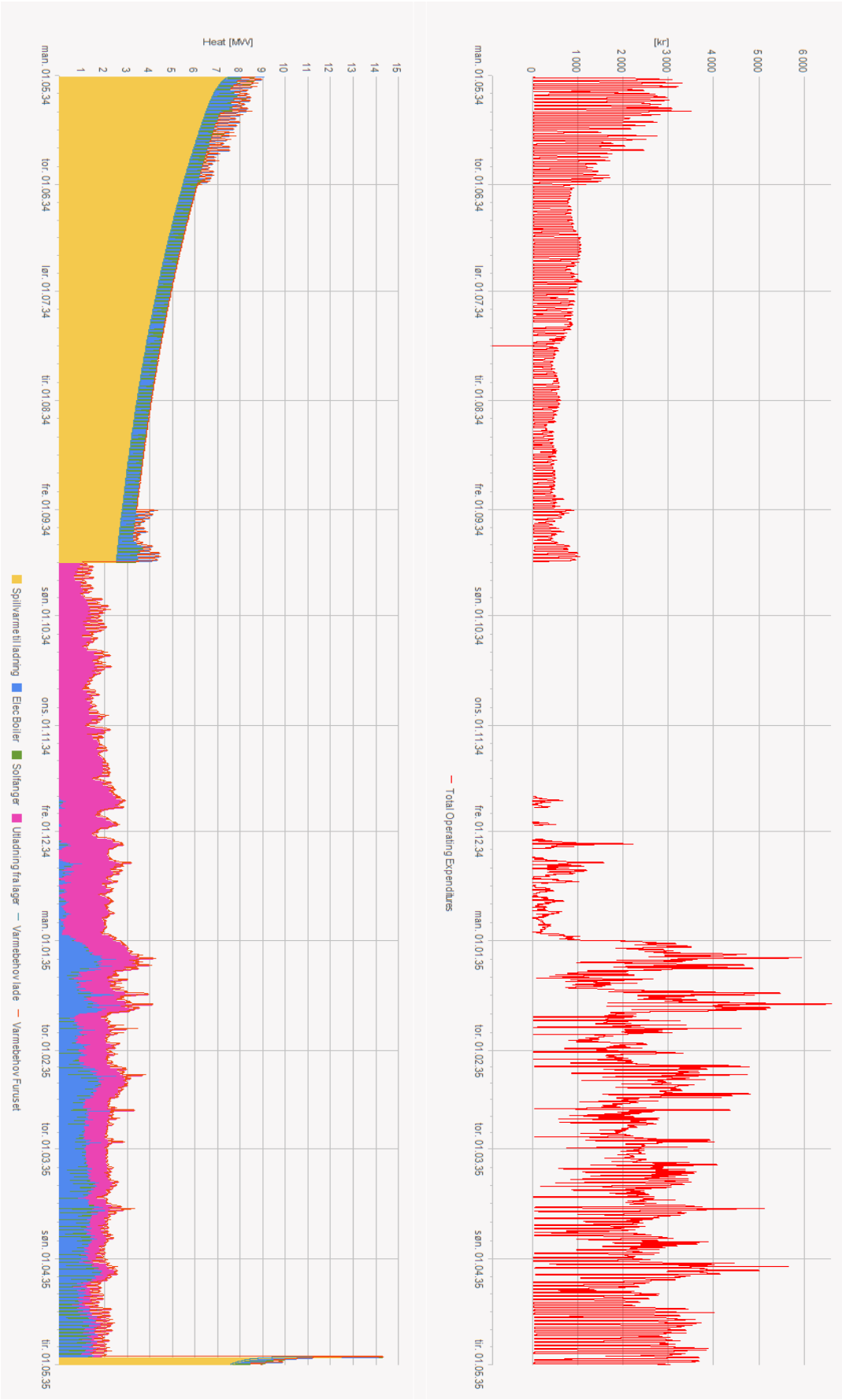
Vedlegg B – produksjonsgrafikk fra EnergyPRO i driftsår 10

200_20w











Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelege universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway