



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp.

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Bergvarmepumper - lokale eller kollektive energibrønner?

Ground Source Heat Pumps - local or central energy wells?

Kjetil Bjørndalen Traaen

Masterprogram fornybar energi

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avslutning på det 2-årige masterprogrammet fornybar energi på fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU) i Ås. Oppgaven har et omfang på 30 studiepoeng, og er skrevet i vårsemesteret 2018.

Oppgaven har utspring i min egen interesse for fornybar energi, kombinert med økonomi. På masterprogrammet har jeg tatt valgfag innenfor økonomi, og det falt naturlig å fokusere på en oppgave som kombinerer energi- og økonomiaspektet. I utgangspunktet skulle oppgaven i hovedsak dreie seg om kald fjernvarme der byggene installerer individuelle varmepumpeløsninger som utnytter varmen fra en kollektiv energibrønnpark, men etter arbeidet startet fant jeg mange spennende resultater knyttet til individuell varmepumpeoptimering i bygg. Variasjon og muligheter som lå i disse resultatene gjorde at jeg valgte å fokusere på denne delen av oppgaven, og heller sammenligne med alternative varmeløsninger som kald- og tradisjonell fjernvarme. Arbeidet med oppgaven har vært lærerik, og jeg føler jeg har fått bruk for flere sider av den tverrfaglige utdannelsen jeg har gjennomført de fem siste årene ved Høgskulen på Vestlandet avd. Sogndal (HVL) og NMBU. I tillegg til det faglige rundt oppgaven har det vært lærerikt å være min egen sjef gjennom et halvt år, og det har vært spennende å gjennomføre et prosjekt av denne størrelsen alene.

Jeg ønsker å rette en stor takk til veilederen min, Monica Havskjold, førsteamanuensis ved fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning ved NMBU for god veiledning, oppfølging og motiverende samtaler underveis i arbeidsprosessen. En takk går også til Nils-Atle Smerthu i ABE Boring for informasjon knyttet til kostnader og utstyr for energibrønner.

Håper oppgaven kan virke interessant for leseren, og at den kan tilføye faglig kunnskap og interesse på fagområdet.

Ås, 15.05.2018

Kjetil Bjørndalen Traaen

Sammendrag

Elektrisitetsbruken i Norge er forventet å stige frem mot 2030 i følge Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), og økt installasjon av varmepumpe er trukket frem som et av tiltakene for elektrifiseringen. Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) ser på bergvarmepumpe med energibrønner som en attraktiv løsning for bygg med stort oppvarmings- og varmtvannsbehov. I Danmark har det blitt gjennomført et prosjekt av EnviDan A/S for Silkeborg Varme A/S i 2017 som ser på økonomien i kald fjernvarme med individuelle varmepumpeløsninger og en kollektiv brønnpark. Resultater fra prosjektet i Danmark viser at kald fjernvarme er et konkurransedyktig alternativ til både tradisjonell fjernvarme og individuelle varmeløsninger som baserer seg på jordvarme- og luft-til-vann varmepumper.

Riktig dimensjonering av varmepumpe kan være avgjørende for lønnsomheten i prosjekter. Denne masteroppgaven ser på hvordan ulikt effektbehov påvirker økonomisk lønnsomhet og optimal størrelse på bergvarmepumpe i store bygg. Det er også vurdert om individuelle varmepumpeløsninger kan være konkurransedyktig med kald- og tradisjonell fjernvarme. I arbeidet er det utviklet en optimeringsmodell i Excel som optimerer bergvarmepumpe- og energibrønnstørrelse ved å maksimere netto nåverdi for fem store bygg med maksimalt effektbehov mellom 280 kW og 790 kW. Videre er det gjennomført ulike følsomhetsanalyser for å vurdere i hvilken grad variasjon i ulike variabler tilknyttet optimeringen vil endre den kostnadsoptimale varmepumpestørrelsen.

Resultater viser at byggene har en optimal varmepumpestørrelse på mellom 23% og 52% av maksimal effekt, noe som avviker fra NVE og NOVAP sin teori om at varmepumper fungerer driftssikkert og økonomisk optimalt når den dekker rundt 60% av det maksimale effektbehovet. Det er tydelige sammenhenger mellom optimal varmepumpestørrelse og brukstid, da en lavere brukstid gir lavere prosentandel varmepumpestørrelse i alle de fem byggene. En kollektiv brønnpark medfører en reduksjon i borekostnader på 890 000 kroner, og kald fjernvarme kan dermed være et konkurransedyktig alternativ til individuelle løsninger dersom kostnaden til det kollektive rørnett mellom byggene ikke overstiger dette beløpet. Tilknytning til tradisjonell fjernvarme kan være et lønnsomt alternativ for enkelte av byggene, men for majoriteten av byggene gir en løsning med varmepumpe og energibrønn den laveste varmeprisen i kr/kWh.

Abstract

Electricity use in Norway is expected to rise towards 2030 according to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), and increased heat pump installation has been identified as one of the measures for the electrification. Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) looks at ground source heat pumps with energy wells as an attractive solution for buildings with large heating and hot water demand. In Denmark, a report has been developed by EnviDan A/S for Silkeborg Varme A/S in 2017, which looks at the economics of cold district heating with individual heat pump solutions and central energy wells. Results from the project in Denmark shows that cold district heating is a competitive alternative to both traditional district heating and individual heating solutions based on geothermal and air-to-water heat pumps.

Accurate dimensioning of heat pumps can be crucial for the profitability of projects. This master thesis looks at how different power requirements affect economic profitability and optimal size of ground source heat pumps in large buildings. It is considered whether individual heat pump solutions can be competitive with cold and traditional district heating. During the work process, an optimization model has been developed in Excel that optimizes ground source heat pumps and energy pipeline size by maximizing the net present value of five major buildings with a maximum power requirement between 280 kW and 790 kW. Furthermore, various sensitivity analysis has been conducted to assess the extent to which variation in different variables associated with optimization will change the cost-optimal heat pump size.

Results shows that the buildings have an optimal heat pump size between 23% and 52% of their maximum power, which differs from NVE and NOVAP's theory that heat pumps operate efficiently and economically best when it covers around 60% of power requirements. There are clear connections between optimal heat pump size and full load hours, as a lower number of full load hours gives a lower percentage of installed heat pump size in all five buildings. A collective pipeline with central energy well park results in a reduction in drilling costs of NOK 890 000, and cold district heating can therefore be a competitive alternative if the cost of the collective pipeline between buildings does not exceed this. Connection to traditional district heating can be a profitable alternative for some of the buildings, but for the majority of the buildings, a solution with heat pump and energy well produces the lowest heating price in NOK/kWh.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	III
Abstract	IV
Figurliste	VIII
Tabelliste	X
1 – Introduksjon	1
1.1 – Oppgavens bakgrunn	1
1.2 – Avgrensninger	2
1.3 – Struktur	2
1.4 – Problemstilling	3
2 – Teori og litteraturstudie	4
2.1. Teori	4
2.1.1 – Generelt om varmepumper i Norge	4
2.1.2 – Grunnlast og spisslast	4
2.1.3 – Varmepumpe	5
2.1.4 – Bergvarmepumpe og energibrønner	5
2.1.5 – Elkjel	7
2.1.6 – Fordeler og ulemper ved energibrønnløsning med varmepumpe og elkjel	8
2.2 – Litteraturstudie	9
2.2.1 – ”Kald Fjernvarme”, en business case av EnviDan A/S	9
3 – Metode	11
3.1 – Datagrunnlaget	12
3.2 – Varighetskurve	12
3.3 – Byggene	14
3.3.1 – Generell informasjon	14
3.3.2 – Brukstil	15
3.4 – Strømpris 2017-2036	15
3.5 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger	17

3.5.1 – Kostnader knyttet til energibrønner	17
3.5.2 – Elkjel	19
3.5.3 – Bergvarmepumpe	20
3.6 – Optimering av varmepumpestørrelse	22
3.6.1 – Energibrønnens bidrag til varmepumpen	22
3.6.2 – Antall energibrønner	23
3.6.3 – Rørkostnader	23
3.6.4 – Samlekum og grove rør inn til teknisk rom	23
3.6.5 – Varmeproduksjon fra varmepumpe og elkjel	24
3.6.6 – Annuitet	25
3.6.7 – Varmepris (kr/kWh)	25
3.6.8 – Netto nåverdi	26
3.7 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)	26
3.8 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme	28
4 – Resultater	29
4.1 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger	29
4.1.1 – Optimal varmepumpestørrelse	29
4.1.2 – Netto nåverdi ved 100% elkjel	32
4.2 – Følsomhetsanalyser alternativ 1	34
4.2.1 – Avkastningskrav	35
4.2.2 – Lønnsomhet ved endring av strømpris	36
4.2.3 – Netto nåverdi dersom investering endres 20%	37
4.2.4 – Endring av SCOP-verdi	38
4.3 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)	40
4.4 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme	40
5 – Diskusjon	41
5.1 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger	41
5.2 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)	44
5.3 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme	46
5.4 – Enovastøtte	48
5.5 – Usikkerhet	49

6 – Konklusjon og videre arbeid	51
6.1 – Konklusjon	51
6.2 – Videre arbeid	51
Referanseliste	53
Vedlegg	56
<i>Vedlegg 1 – Dimensjonering av individuelle brønnløsninger for B1-B5, inkludert røravstand</i>	56
<i>Vedlegg 2 – Årlig varmekonsum for B1-B5</i>	59
<i>Vedlegg 3 – Varighetskurve for B1-B5</i>	61
<i>Vedlegg 4 – Interpolerte kostnader per installert kW for elkjeler mellom 150 kW og 1 MW</i>	64
<i>Vedlegg 5 – Interpolerte kostnader per installert kW for varmepumpe mellom 150 kW og 1 MW</i>	64
<i>Vedlegg 6 – Sammenligning av varmeprisen for 2017 for alle de tre alternativene</i>	65

Figurliste

Figur 1. Energibrønn i fjell med lukket kollektor og bergvarmepumpe i bygg. Figuren er hentet fra Ramstad (2011).	7
Figur 2. Normalisert varighetskurve til de 10 byggene med 100% som makseffekt. Byggene som er valgt til videre analyser har fått navnet B1-B5, mens de andre er navngitt M6-M10.	13
Figur 3. Normalisert varighetskurve for de fem utvalgte byggene med 100% som makseffekt.	14
Figur 4. Antatt strømpris mellom 2017 og 2036 ekskl. mva.	17
Figur 5. Interpolering av investeringskostnader knyttet til elkjel. Kostnader for 150kW og 1MW elkjel i Weir et al. (2015) er lagt til grunn. Datagrunnlaget for grafen er vist i vedlegg 4.	19
Figur 6. Interpolering av investeringskostnader knyttet til varmepumpe. Kostnader for 150kW, 500kW og 1MW varmepumpe i Weir et al. (2015) er lagt til grunn. Datagrunnlaget for grafen er vist i vedlegg 5.	21
Figur 7. Eksempel på hvordan produksjon kan fordele seg mellom varmepumpe og elkjel i et bygg med 280 kW som maksimalt effektbehov, og varmepumpe som dekker 36% av effektbehovet. Kilde: Skjermdump fra Excelmodell brukt i oppgaven.	24
Figur 8. Netto nåverdi for de ulike byggene med ulik prosentandel varmepumpe.	30
Figur 9. Varmepris 2017 for B1-B5, og elementene som inngår i denne.	31
Figur 10. Optimal kombinasjon av varmepumpe- og elkjelproduksjon for å dekke hele varmebehovet i B1-B5.	32
Figur 11. Den optimale løsningen sammenlignet med nåverdi ved 100% elkjel.	33
Figur 12. Stjernediagram over nåverdi ved $\pm 20\%$ endring i avkastningskrav, investering, strømpris og SCOP-faktor. 0-punktet i grafen representerer optimalløsningen til B1.	34
Figur 13. Grafisk oversikt over hvordan netto nåverdi endrer seg for B1 når avkastningskravet endres mellom 2% og 8%.	36
Figur 14. Lønnsomhet ved 20% økning eller reduksjon i strømpris sammenlignet med optimal løsning.	37

Figur 15. Energisparing ved endring av SCOP. Oransje strek indikerer energisparing ved SCOP på 2,6 som er brukt i denne oppgavens analyser. Energisparingen baserer seg på total strømforbruk.	39
Figur 16. Lønnsomhet ved ulike SCOP og varmepumpestørrelse.	39
Figur 17. Sammenheng mellom effektbasert varighetskurve og optimal varmepumpeandel i byggene.	41
Figur 18. Sammenheng mellom brukstimer og optimal varmepumpestørrelse for B1-B5.	42
Figur 19. Forslag til kollektivt rørnett for B1-B5 ved kald fjernvarme og felles brønnpark. For å dekke effektbehovet til alle de fem byggene er det nødvendig med 61 brønner, og 966 meter rør innad i brønnparken.	45
Figur 20. Sammenligning av varmeprisen i kr/kWh for 2017 for alle de tre alternativene. Grafen er en illustrasjon av vedlegg 6.	46

Tabelliste

Tabell 1. Aktuelle varmekilder for varmepumper i Norge, gjengitt fra Weir et al. (2015).	6
Tabell 2. Årlige kostnader for å dekke varmebehovet ved fire ulike alternativer, sett fra forbrukerperspektiv. Det legges til grunn et årlig varmebehov på 8 MWh i rapporten til Envidan A/S (2017).	10
Tabell 3. Generell informasjon om B1-B5.	15
Tabell 4. Oversikt over forutsetningene til elkjel som er brukt i modellen. Investeringskostnader er ikke inkludert, og fremkommer av figur 5.	20
Tabell 5. Oversikt over forutsetningene til bergvarmepumpe som er brukt i modellen. Investeringskostnader er ikke inkludert, og kommer frem av figur 6.	22
Tabell 6. Årlig varmebehov i byggene, og hvor mange prosent av det totale varmebehovet hvert av byggene står for.	27
Tabell 7. Optimal varmepumpestørrelse i B1-B5, inkludert varmepris i kr/kWh for 2017.	31
Tabell 8. Differanse i lønnsomheten mellom optimumløsning og 100% elkjel.	33
Tabell 9. Optimal prosentandel varmepumpe og netto nåverdi ved endring i avkastningskrav mellom 2% og 8%.	35
Tabell 10. Netto nåverdi hvis investering endres 20% med ulik varmepumpeandel.	38
Tabell 11. Sammenligning av nåverdi ved individuelle løsninger i alternativ 1 og kollektiv brønnpark i alternativ 2.	40
Tabell 12. Netto nåverdi for optimal varmepumpestørrelse sammenlignet med 60% varmepumpe for B1- B5.	43
Tabell 13. Varmeprisen for 2017 sin endring ved Enovastøtte på 1600 kr per installerte kW varmepumpe.	48

1 – Introduksjon

1.1 – Oppgavens bakgrunn

Norge møter et stadig økende elektrisitetsbehov, og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) forventer at elektrisitetsbruken i Norge skal øke frem mot 2030 (Norges vassdrags- og energidirektorat 2016). Dagens tendens med økende overgang fra fossile energivarer til elektrisitet er forventet å fortsette de neste årene, og det blir blant annet trukket frem økt installasjon av varmepumpe i boliger og næringsbygg som et av tiltakene for elektrifiseringen. Mange bygg har frem til nå brukt fossil fyringsolje for å dekke hele eller deler av oppvarmingsbehovet, men regjeringen vedtok i 2017 å forby dette fra og med 1. januar 2020 for å redusere klimagassutslippene (Klima- og miljødepartementet 2017). Forbudet gjør at det må vurderes andre oppvarmingsløsninger i disse byggene, og innføring av varmepumpe kan være en alternativ løsning. Forbudet gjør at det er høyaktuelt med vurdering av varmepumpeløsninger i mange bygg som frem til nå har benyttet seg av fossil fyringsolje.

Norsk Varmepumpeforening (NOVAP) har uttalt at energibrønn og bergvarmepumpe kan spare opp mot 60-80% av boligens energibehov til oppvarming og tappevann sammenlignet med andre energikilder (Norsk Varmepumpeforening 2017). En så stor energibesparelse kan medføre betydelige økonomiske besparelser. Riktig dimensjonering av varmepumpe er viktig for at installasjon blir lønnsomt, og kan være avgjørende i vurderingen om installasjon skal gjennomføres. Teori fra blant annet NVE viser at det er optimalt å dimensjonere varmepumpe for å dekke 50-60% av byggets maksimale effektbehov (Weir et al. 2015). Det kan derfor være interessant å se på om optimering av varmepumpestørrelse i bygg med ulikt effektbehov og forbruksmønster avviker fra NVE sin teori om optimal varmepumpestørrelse.

I Danmark har det blitt gjennomført et prosjekt som ser på økonomien i kald fjernvarme. Kald fjernvarme går ut på å utnytte varmen fra en kollektiv energibrønnpark, der vannet holder lav temperatur, og blir fraktet i et felles rørnett over lengre avstander. Deretter blir vannet oppvarmet i individuelle varmepumper i byggene. Resultater fra prosjektet i Danmark viser at kald fjernvarme er konkurransedyktig med individuelle varmepumpeløsninger sett fra et forbrukerperspektiv, og de anser kald fjernvarme som et attraktivt alternativ til både jordvarme

og luft-vann varmepumper (Envidan A/S 2017). I følge rapporten eksisterer det mange gode argumenter for å investere i kald fjernvarme, og det kan være interessant å se på om noe lignende kan være lønnsomt i Norge, da med bruk av bergvarmepumpe.

På bakgrunn av dette skal denne oppgaven se på individuell optimering av varmepumpestørrelse, og vurdere tre ulike investeringsalternativer for varmeløsning i fem store bygg med vannbåren varme, med maksimalt effektbehov mellom 280 og 790 kW.

1.2 – Avgrensninger

Oppgaven har vist seg å være omfattende, og har gjort at det må settes tydelige avgrensninger for å gjøre den gjennomførbar med tiden som er til rådighet. Oppgaven forutsetter at alle bygg har et fungerende vannbåret varmesystem integrert fra før, så kostnader tilknyttet dette er ikke inkludert. Det er kun sett på én løsning som baserer seg på bergvarmepumpe som grunnlast og elkjel som spisslast. Optimalt burde det vurderes lønnsomhet ved andre alternativer enn kun bergvarme for å finne den kostnadsoptimale varmeløsningen, for eksempel jordvarme eller som en kombinasjon med solfangere. Optimaliseringen av varmepumpestørrelse er kun gjort fra et økonomisk perspektiv, og det er ikke sett på om denne løsningen fraviker den driftsoptimale løsningen. Det er komplisert og tidkrevende å lage en fullstendig modell for kald fjernvarme med kollektivt rørnett, noe som har medført forenklinger i denne delen av modellen som kan ha innvirkning på lønnsomheten til dette alternativet. Oppgaven baserer seg på et fiktivt anlegg, og dersom den hadde tatt utgangspunkt i et reelt fjernvarmeanlegg, ville det gitt mer presise resultater ved bruk av nøyaktig rørlengde mellom bygg og reell informasjon om temperatur- og geologiske grunnforhold. Det tas utgangspunkt i en standardisert ytelse til energibrønnene og en fast brønndybde, men ideelt sett burde energibrønnene vært optimert ved målinger og nøyaktige beregninger i utbyggingsområdet.

1.3 – Struktur

Kapittel 2 inneholder teori som gir innblikk i dagens situasjon når det gjelder både teknologi og forbruk av varmepumpe, energibrønner og elkjeler. Her blir det i en litteraturstudie presentert resultater fra et lignende prosjekt som er gjennomført i Danmark. I kapittel 3 følger en introduksjon til metoden brukt i oppgaven. Excel er brukt som verktøy for å lage en modell, og

det er forklart hvordan denne modellen er bygget opp. Kapittel 4 inneholder resultater fra modellen for de ulike byggene. Resultatene og usikkerheten rundt disse diskuteres i kapittel 5, før det til slutt foreligger en konklusjon i kapittel 6 over hvilket av alternativene som er mest lønnsomt for byggene.

1.4 – Problemstilling

Målet med oppgaven er å svare på hvilket av de tre investeringsalternativene som er den mest kostnadsoptimale løsningen med forutsetningene gjort i oppgaven, og hvordan dette har innvirkning på optimal varmepumpestørrelse i bygget. For å svare på dette målet er det lagt til grunn følgende problemstillinger i oppgaven:

- 1. Hvordan vil ulikt effektbehov og variasjon i brukstimer påvirke optimal størrelse på bergvarmepumpe i byggene?*
- 2. Kan ”kald fjernvarme” med en kollektiv brønnpark eller tradisjonell fjernvarme være et konkurransedyktig alternativ til individuelle varmepumpeløsninger som utnytter bergvarme?*

2 – Teori og litteraturstudie

2.1. Teori

2.1.1 – Generelt om varmepumper i Norge

Norge er i verdenstoppen når det gjelder forbruk av elektrisk strøm. Så mye som 80% av energiforbruket vårt er strøm, og store deler av dette går til oppvarming av bygg (Bøeng 2014). Varmepumper spiller en viktig rolle i det norske energisystemet, og i følge en rapport fra NVE var det i 2016 ca. 750 000 varmepumper i drift i Norge, som i 2015 produserte tilsammen 15 TWh varme (Ericson et al. 2016).

2.1.2 – Grunnlast og spisslast

For å dekke varmebehovet i bygg er det vanlig å kombinere ulike teknologier for å redusere de totale varmeproduksjonskostnadene, og man deler her inn i grunnlast og spisslast. Grunnlasten skal dekke behovet som er tilnærmet konstant over lengre perioder, og kjennetegnes ved høy investeringskostnad og lav produksjonskostnad. Spisslasten regnes som de korte periodene med høyt effektbehov, og spisslastenheter skal dekke det resterende behovet som grunnlasten ikke har kapasitet til å dekke. For spisslast er det vanlig å bruke elkjeler, og disse kjennetegnes ved lavere investeringskostnad og høyere variable kostnader sammenlignet med grunnlastenheter. Grunnlast dimensjoneres ofte til å dekke 50-60% av det maksimale effektbehovet (Weir et al. 2015). På grunn av store temperaturvariasjoner i Norge vil effektbehovet til byggene variere betydelig på både kort og lang sikt, og det maksimale effektbehovet i løpet av året vil bare forekomme en liten prosentandel av timene. Høy investeringskostnad knyttet til varmepumpe gjør at det som oftest ikke vil lønne seg å installere varmepumpe som dekker hele effektbehovet, men heller installere en enhet som kan dekke spisslasten i disse periodene. Norsk Varmepumpeforening mener at det i de fleste tilfeller er hensiktsmessig å la varmepumpe dekke rundt 90% av byggets årlige energibehov (Norsk Varmepumpeforening 2018).

2.1.3 – Varmepumpe

En varmepumpe hever temperaturen til en energikilde ved trykkendring og bruk av elektrisitet som arbeidsmedium, slik at den høye temperaturen kan brukes til ulike oppvarmingsformål som oppvarming av rom og tappevann. Når man snakker om varmepumper snakker man ofte om effektfaktor (COP-faktor). Denne faktoren angir forholdet mellom tilført og avgitt effekt, og en COP-faktor på 3 vil si at man får ut en varmeeffekt 3 ganger så høy som effekten inn i varmepumpen (Weir et al. 2015). Det er vanlig for varmepumpedistributører å oppgi en gjennomsnittlig årseffektfaktor som kalles SCOP-faktor (Seasonal Coefficient of Performance). Denne effektfaktoren er vanligvis mellom 2 og 6, og angir varmepumpens effektivitet gjennom året, korrigert for endringer i luftfuktighet og temperatur (Weir et al. 2015). Varmepumper kan nyttiggjøre ulike lavtemperatur energikilder som for eksempel omgivelsesvarme i luft, sjøvann, overskuddsvarme fra industri, samt bergvarme som det fokuseres på i denne oppgaven.

2.1.4 – Bergvarmepumpe og energibrønner

Bergvarmepumper er en form for væske-til-vann varmepumper som utnytter omgivelsesvarmen i berggrunnen til å avgi varme i et vannbåret distribusjonssystem. Dette distribusjonssystemet kan hente varme fra loddrette borehull i bakken som normalt er mellom 80-200 meter dype, og kalles energibrønner (Beer 2017). I borehullene vil det være rør (kollektorer) som inneholder sirkulasjon av frostsikker væske i et lukket rørsystem som henter varme fra varmekilden. Tabell 1 viser aktuelle varmekilder for Norge med temperaturvariasjon. Denne viser at berggrunn har en temperaturvariasjon på -2 til +8 °C (Weir et al. 2015). Dypere brønner vil avgi mer varme, og en brønn på rundt 800 meters dyp kan avgi en temperatur opp mot 20 grader (Rosvold & Hofstad 2016). Potensialet for bergvarmepumpe er stort, og i en rapport NVE har utarbeidet fremkommer det at man i prinsippet kan dekke hele varme- og kjølebehovet i Norge i 2030 kun ved bruk av grunnvarme (Ramstad 2011).

Tabell 1. Aktuelle varmekilder for varmepumper i Norge, gjengitt fra Weir et al. (2015).

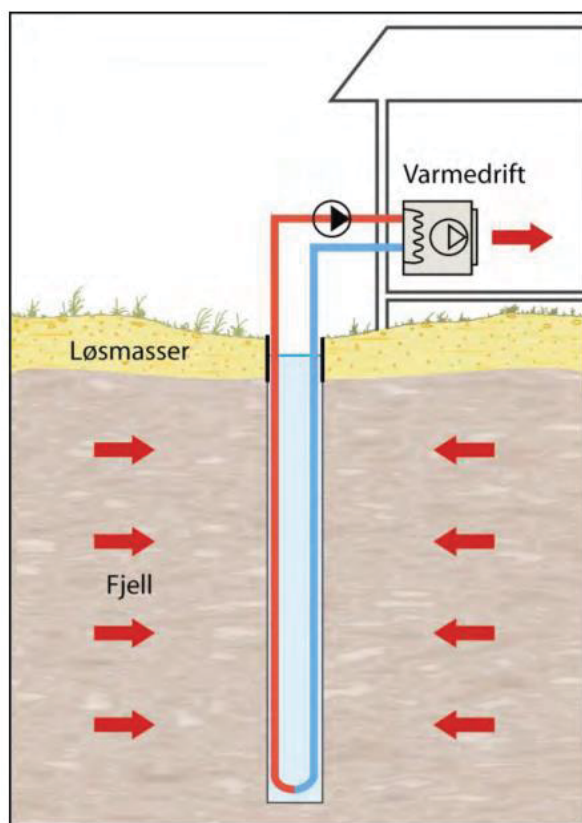
Varmekilde	Temperaturvariasjon (°C)		Tilgjengelighet
Sjøvann	+2	15	God (langs kysten, i fjorder)
Innsjøvann	+1	20	Begrenset
Ellevann	0	20	Begrenset
Grunnvann	+3	8	Begrenset
Fjell (berg)	-2	8	God
Jord	-5	10	Begrenset
Uteluft	-40	30	Ubegrenset
Ventilasjonsluft	+5	25	God
Gråvann	+20	30	God
Kloakk	+2	15	Begrenset
Prosessvann	Over 10		Begrenset

På grunn av grave- og borekostnader knyttet til energibrønner har denne teknologien høyere investeringskostnader enn andre varmepumpeteknologier som for eksempel luft til luft- eller luft til vann-teknologier. Bergvarmepumper har en stor fordel ved at temperaturen til kilden varierer mindre over året sammenlignet med luft, og at den i tillegg har en tidsforsinkelse i forhold til utetemperaturen. Når luften ute er kald er varmebehovet til bygget størst, og på grunn av tidsforsinkelsen kan det fortsatt være høy temperatur og god ressurstilgang i berggrunnen. En energibrønn har ofte lang levetid, og kan være fungerende i 100 år (Weir et al. 2015).

Det er flere faktorer som har innvirkning på varmekapasiteten til energibrønnen. En av de viktigste faktorene er avstanden mellom borehullene, da for korte avstander kan føre til at brønnene ikke fungerer optimalt. I tillegg er det flere naturlige faktorer som spiller inn på varmekapasiteten. Dette kan være solinnstråling, varmeledningen til bergartene i berggrunnen, samt grunnvannet i området. I områder med godt grunnvannstilsig og oppsprukket fjell ligger forholdene best til rette for størst varmeuttak (SINTEF 2011). Ved overskuddsvarme i bygg om sommeren kan man utnytte bergvarmeløsninger som energilager ved å pumpe varmen ned i grunnen og utnytte den ved senere behov (Norsk Varmepumpeforening 2017). En slik tilbakeføring av varme minimerer netto varmeuttak fra brønnen, og minimerer sannsynligheten

for at brønnen går tom for varme. Det er viktig at hver brønnpark optimaliseres individuelt med tanke på de geologiske grunnforholdene og variasjonen i varmebehovet til de ulike byggene. Det er mange faktorer å ta hensyn til ved dimensjonering, og spesialkompetanse fra geologer og rådgivere er nødvendig for riktig dimensjonering (Novema Kulde AS u.å.).

I denne oppgaven er det snakk om varmebehov i relativt store bygg, noe som vil kreve boring av flere brønner per bygg. En prinsippskisse over energibrønn med tilhørende varmepumpe vises i figur 1.



Figur 1. Energibrønn i fjell med lukket kollektor og bergvarmepumpe i bygg. Figuren er hentet fra Ramstad (2011).

2.1.5 – Elkjel

Elkjel er en enkel form for varmeproduksjon, og baserer seg på oppvarming av vann i tank som utnytter elektrisk motstand i rør i vannet. Denne teknologien blir ofte brukt som spisslast og reservelast i varmeanlegg, da den har lave investeringskostnader og høye driftskostnader.

Elkjeler fås i alle størrelser og kan brukes både i bolighus og store næringsbygg. Det finnes flere

ulike typer elkjeler, men i Norge er det mest vanlig å bruke elementkjel. Elementkjel har et aktuelt effektområde på 3-1500 kW, men for bolighus som har effektbehov på 3-11 kW kan det også vurderes å bruke el-kassetter. Disse varmer opp vannet gjennom elementer i vann, på samme måte som en varmtvannsbereder (Weir et al. 2015).

2.1.6 – Fordeler og ulemper ved energibrønnløsning med varmepumpe og elkjel

En varmeløsning som innebærer varmepumpe, elkjel og energibrønner har mange fordeler, men også enkelte ulemper. Den største fordelen er at den ikke medfører lokale utslipp, og har spesiell stor fordel dersom den installeres som erstatning fra fossile energikilder som olje, gass eller kull. En annen stor fordel er at den etterlater seg få synlige spor. Restaurering av vegetasjonen i området etter anleggsarbeidet er ferdig er viktig, slik at området rundt brønnene kan brukes til for eksempel hage senere. En løsning med væske-til-vann varmepumpe vil ikke medføre synlig utedel, og det regnes ofte lengre levetid på denne varmepumpetypen sammenlignet med andre. I og med varmekilden har omtrent konstant temperatur gjennom året, vil bergvarmepumpe med tilhørende energibrønn medføre høyere energisparing enn for eksempel luftbasert varmepumpe der temperaturen til varmekilden varierer i større grad (Norsk Varmepumpeforening 2017). I Norge har vi ofte kalde vintre med lengre kuldeperioder på vinteren, noe som passer luft-luft varmepumpe dårlig da større forskjell mellom ute- og innetemperaturen medfører lavere virkningsgrad for varmepumpen. Dette gjør at andre varmepumpeløsninger ofte kan være et bedre alternativ, som for eksempel bergvarmepumpe.

En ulempe med denne varmeløsningen er at konsekvensene av feildimensjonering av energibrønner er store. Ved underdimensjonering kan man risikere at brønnene vil yte dårligere over tid, og det er kostnadskrevende å etterbore hull. Energibrønner inneholder komponenter som kan bli ødelagt over tid, og dermed medføre kostnadskrevende reparasjonsarbeid. Dersom det går hull på for eksempel rørledning medfører dette lekkasjer av væske, men også reparasjonskostnader og perioder hvor energibrønnen ikke kan tilføre varme til varmepumpen. I slike perioder må reservelast, for eksempel elkjel, dekke hele varmebehovet til bygget, noe som medfører høyere driftskostnader i denne perioden.

2.2 – Litteraturstudie

2.2.1 – ”Kald Fjernvarme”, en business case av EnviDan A/S

I januar 2017 ble det utarbeidet en rapport av EnviDan A/S på vegne av Silkeborg Varme A/S. Det vurderes her å kombinere fordelen med individuelle varmepumpeløsninger i enkeltbygg med et kollektivt rørnett som utnytter jordvarmeboringer som varmekilde. Rapporten var en business case for å avgjøre om gjennomføringen av et byggeprosjekt skulle iverksettes. Området som ble valgt var under utvikling, men ikke utbygget. Det ble i business casen vurdert å dimensjonere anlegget etter 26 eneboliger, som hver har et årlig varmebehov på 8 MWh (Envidan A/S 2017).

Lønnsomheten i prosjektet vurderes både fra bedrifts- og forbrukerperspektiv. Ved kald fjernvarme antas det at Silkeborg Varme A/S står for brukerinstallasjonen i byggene. I prosjektet skal det legges egen strømkabel ut til byggene som varmepumpen kobles på, slik at Silkeborg Varme A/S står for alle kostnader tilknyttet investering, drift og vedlikehold av utstyr. Kundene betaler dermed en pris per levert kWh til Silkeborg Varme A/S på lik linje som om de hadde vært tilknyttet et tradisjonelt fjernvarmeanlegg. Denne løsningen er en stor fordel for forbrukeren som slipper å tenke på uforutsette utgifter, dersom for eksempel varmepumpen blir ødelagt, da eventuelle reparasjonskostnader blir dekket av selskapet. Det antas en temperatur på væsken i rørene på 8°C. Det antas ikke varmetap, da væsken i rørene holder en temperatur som er lik eller lavere enn omgivelsene. Det kan tvert i mot være muligheter for varmeopptak i rørene dersom omgivelsestemperaturen i bakken er høyere enn væsken.

Tabell 2 viser en oversikt over de økonomiske resultatene i rapporten sett fra et forbrukerperspektiv. SCOP-faktoren lagt til grunn i prosjektet er 4,7 (Envidan A/S 2017).

Tabell 2. Årlige kostnader for å dekke varmebehovet ved fire ulike alternativer, sett fra forbrukerperspektiv. Det legges til grunn et årlig varmebehov på 8 MWh i rapporten til Envidan A/S (2017).

	Pris i danske kroner (DKK/år)
Tradisjonell fjernvarme	12 407
Kald fjernvarme	12 867
Individuell luft-vann	12 535
Individuell jordvarme	14 174

Resultatene viser at tradisjonell fjernvarme er den mest lønnsomme løsningen dersom byggene ligger i nærheten av et eksisterende fjernvarmeanlegg som har kapasitet til å koble på byggene. Kostnadene knyttet til kald fjernvarme ligger tett opptil både kostnaden med individuelle luft-vann varmepumper og tradisjonell fjernvarme. Den årlige utgiften på 12 867 kroner for kald fjernvarme består av en samlet varmeregning på 8084 kr/år og en avskrivning på investering og rørnett på 4783 kr/år. Det legges til grunn et avkastningskrav på 4% i vurderingen. Den årlige utgiften for kald fjernvarme gir dermed en varmepris på 1,61 kr/kWh for forbrukeren. Til sammenligning er elprisene i Danmark generelt høye, og 1. kvartalsrapport for 2018 fra Energitilsynet i Danmark viser en gjennomsnittspris på 2,3 kr/kWh for et bygg med 4 MWh forbruk (Energitilsynet 2018). Kald fjernvarme med et kollektivt rørnett blir i rapporten til EnviDan A/S sett på som et konkurransedyktig alternativ til individuelle løsninger, spesielt i områder uten mulighet for tilknytning til et tradisjonelt fjernvarmeanlegg. I rapporten til Envidan A/S er det Silkeborg Varme A/S som eier og drifter både ledningsnett og varmepumpeanlegg i byggene, noe som gir enda flere fordeler som ikke er prissatt i rapporten, sett fra et forbrukerperspektiv. Sett fra et bedriftsperspektiv kommer kald fjernvarme mindre gunstig ut enn tradisjonell fjernvarme med en nåverdi på -112 000, sammenlignet med nåverdi til tradisjonell fjernvarme på 994 000 (Envidan A/S 2017). I ettertid av business casen ble det iverksatt oppstart av et reelt testanlegg i Silkeborg der det planlegges bygging av 14 boliger.

3 – Metode

I arbeidet med oppgaven er dataprogrammet Excel benyttet til å utvikle en modell for beregning av optimal varmepumpe-, elkjel- og energibrønnstørrelse. Et datasett med forbruk fra fem ulike bygg er valgt ut og satt sammen til et fiktivt anlegg. Modellen vurderer lønnsomhet ved å maksimere netto nåverdi for tre ulike alternativer for å dekke varmebehov i bygg.

Fremgangsmåten og antagelsene gjort i modellen presenteres i dette kapittelet. De tre ulike alternativene presenteres kort nedenfor:

1. **Individuelle løsninger**

Hvert bygg dimensjonerer egne energibrønner, varmepumpe og elkjel som passer til byggets effektbehov.

2. **Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)**

De fem byggene går sammen og optimerer en felles brønnpark. Varmeoverføringen mellom brønnpark og byggene skjer via rør i bakken ved lav temperatur, for deretter individuell oppvarming i byggene. Varmepumpene og elkjelene optimert i alternativ 1 brukes også i dette alternativet.

3. **Tilknytning til tradisjonell fjernvarme**

De fem byggene kobler seg på et eksisterende fjernvarmeanlegg. Gjennomsnittlig fjernvarmepris for 2016 blir lagt til grunn for lønnsomhetsvurderingen.

Norsk varmepumpeforening (NOVAP) mener det eksisterer mange gode argumenter for å investere i bergvarmepumpe, og at disse er spesielt godt egnet for store bygg med høyt oppvarmings- og tappevannsbehov. I tillegg er bergvarme regnet som driftssikker teknologi med lang levetid (Norsk Varmepumpeforening 2017). Varmepumper og energibrønn bør dimensjoneres individuelt etter byggets årlige forbruk og varighetskurve, men lavenergiprogrammet til Direktoratet for byggkvalitet har uttalt at varmepumper fungerer både driftsmessig og økonomisk optimalt når den dekker omtrent 60% av det maksimale effektbehovet til bygget (Direktoratet for byggkvalitet 2015). Denne påstanden settes på prøve i oppgaven ved å se hvor stor variasjonen blir i lønnsomheten for fem ulike bygg ved å øke eller minke denne prosentandelen i de ulike byggene. Prosjektperioden lagt til grunn i oppgaven er mellom 2017 og 2036. Oppgaven tar for seg 3 ulike investeringsalternativer for å dekke

varmebehovet i fem store bygg som gjennom et år har et maksimalt effektbehov mellom 280 og 790 kW. Forbruksdataene er reelle, men blir satt inn i et fiktivt prosjekt. I hvert av de tre investeringsalternativene blir det regnet ut en årlig varmepris i kr/kWh og en netto nåverdi for hele prosjektet for hvert av byggene.

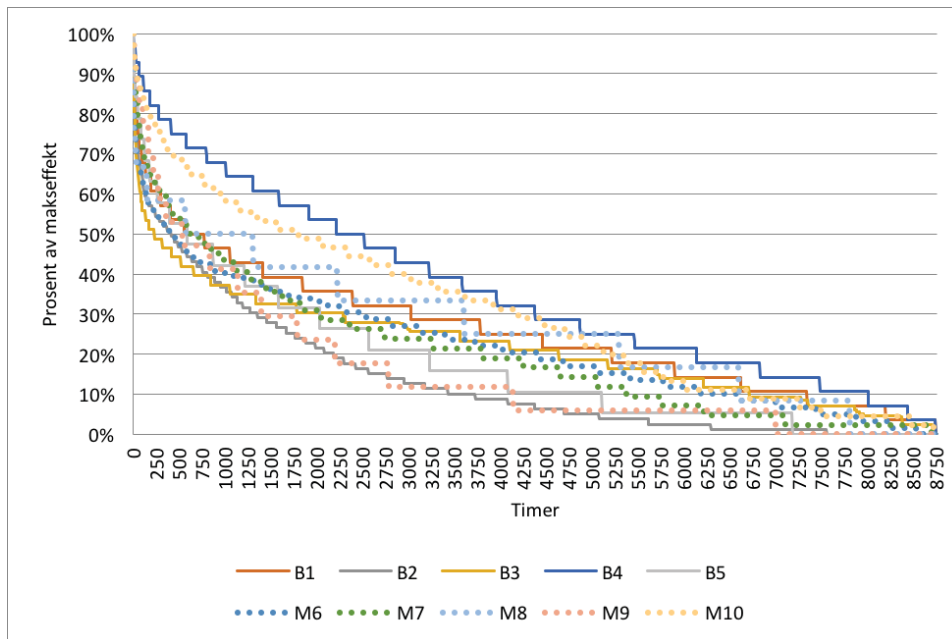
I modellen kan man legge inn hvor stor prosentandel av byggets totale effektbehov som skal dekkes av varmepumpe, så vil dimensjonering av varmepumpe og energibrønn skje på bakgrunn av dette med tilhørende kostnader og netto nåverdi for hele prosjektperioden. Modellen er laget med kostnadsforutsetninger gjort i denne oppgaven, samt informasjon fra ABE Boring og NVE sine veiledere. Alle kostnader i oppgaven er ekskl. mva. Det er gjennomført en systematisk gjennomgang av ulike prosentandeler varmepumpe under optimeringen, og vurdert tilhørende nåverdi. Resultatene over nåverdien samles i en graf der man kan finne optimalpunkt for totalkostnadene gjennom prosjektperioden. Det er deretter utført ulike følsomhetsanalyser i vurderingen av hvilke variabler som påvirker lønnsomheten i prosjektet i størst grad.

3.1 – Datagrunnlaget

Datagrunnlaget i oppgaven er et anonymisert datasett fra Fortum Varme som er tilgjengelig for NMBU-studenter, og er blant annet brukt i doktorgradsavhandlingen ”Modellering av energiforbruk på timesnivå i norske bygninger” (Kipping 2016). Datasettet inneholder årlig varmebehov på timesbasis for bygg med ulik størrelse og varmebehov. Ut ifra dette datasettet ble det først valgt ut 10 bygg med varierende varmebehov som utgangspunkt for videre analyser. Videre ble det tatt en nærmere titt på de 10 byggene, og valgt ut fem bygg på bakgrunn av variasjon i effektbaserte varighetskurver og brukstid. De fem utvalgte byggene som er tatt med i oppgaven fikk sitt eget ID-navn B1-B5.

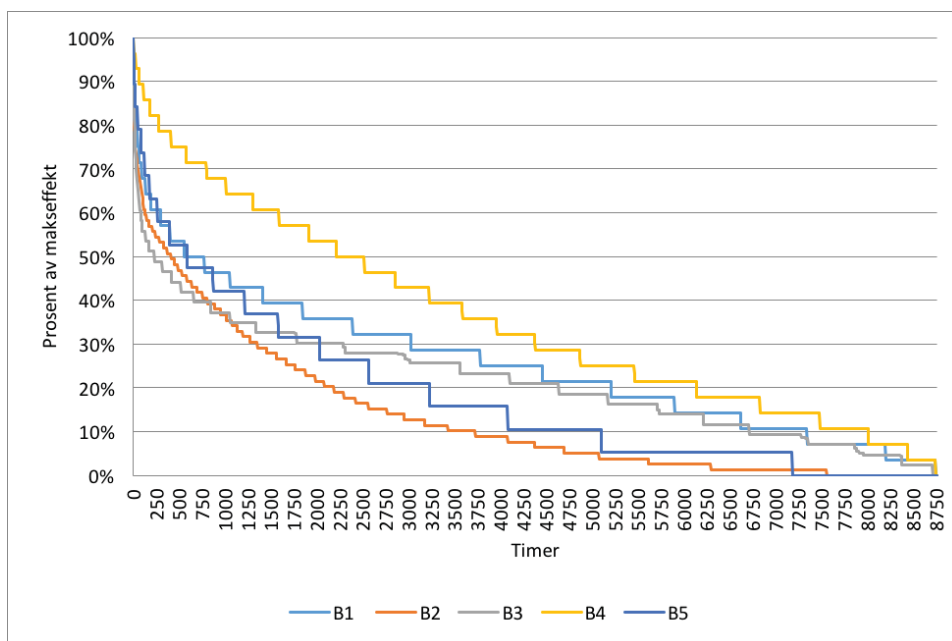
3.2 – Varighetskurve

Effektbehov gjennom året for de ulike byggene er sortert i synkende rekkefølge og presentert som varighetskurver. Oversikt over normalisert varighetskurve for de 10 byggene er vist i figur 2, og viser lastfordelingen i løpet av året. Alle effektene er justert med 100% som makseffekt i varighetskurvene.



Figur 2. Normalisert varighetskurve til de 10 byggene med 100% som makseffekt. Byggene som er valgt til videre analyser har fått navnet B1-B5, mens de andre er navngitt M6-M10.

De fem utvalgte byggene sine normaliserte varighetskurver vises i figur 3. Disse ble valgt på bakgrunn av variasjon i årlig varmebehov og fasong på varighetskurve. Større variasjon i varighetskurver tydeliggjør resultater fra oppgaven, og for bygg med tilnærmet lik fasong på varighetskurve ble det valgt ut fra brukstimer til bygget, slik at disse også varierer. Analyse av bygg er tidkrevende, og det ble valgt å fokusere på fem bygg istedenfor å inkludere flere bygg i analysene. Fem bygg tydeliggjør tendenser og trender, samtidig som det gir oversiktlige resultater.



Figur 3. Normalisert varighetskurve for de fem utvalgte byggene med 100% som makseffekt.

3.3 – Byggene

3.3.1 – Generell informasjon

Tabell 3 viser bruttoareal, årlig varmebehov og maksimalt effektbehov, samt varme- og effektbehov per m² for de fem utvalgte byggene. Variasjon i forbruket gjennom året for alle de fem byggene er vist i vedlegg 2. Byggene har stor variasjon i brukstid, noe som henger sammen med byggtypen. Eksempelvis vil et boligkompleks ha et annet forbruksmønster enn et kontorbygg, noe som vil påvirke brukstiden. De individuelle varighetskurvene til alle de fem byggene er fremstilt i vedlegg 3.

Tabell 3. Generell informasjon om B1-B5.

	B1	B2	B3	B4	B5
Bruttoareal (m ²)	5 026	9 274	31 918	5 487	15 766
Årlig varmebehov (MWh)	626	926	816	1 739	591
Maksimalt effektbehov gjennom året (kW)	280	790	430	560	380
Varmebehov per m ² (kWh/m ²)	125	100	26	317	38
Effektbehov per m ² (W/m ²)	56	85	13	102	24
Brukstid (h)	2 236	1 172	1 899	3 105	1 557
Byggeår	2009	1970	2013	1962	1953
Byggtype	Hotell	Kontorbygg	Kontorbygg	Boligkompleks	Helsesenter

3.3.2 – Brukstid

Brukstiden er regnet ut ved å dividere årlig varmebehov med maksimalt effektbehov gjennom året. Brukstiden forteller hvor mange timer i året det vil ta å dekke årlig varmebehov, dersom bygget utnytter maksimal effekt hele tiden. En lav brukstid vil dermed si at høyt effektbehov kun inntreffer få timer i løpet av året, sammenlignet med en høy brukstid. Brukstiden kan gjenspeiles i en effektbasert varighetskurve, da et bygg med høyt effektbehov få timer i året vil ha en brattere varighetskurve i starten enn et bygg med jevnere høyt effektbehov. Eksempelvis vil B4, som har den høyeste brukstiden, også ha varighetskurven som er slakest i figur 3.

3.4 – Strømpris 2017-2036

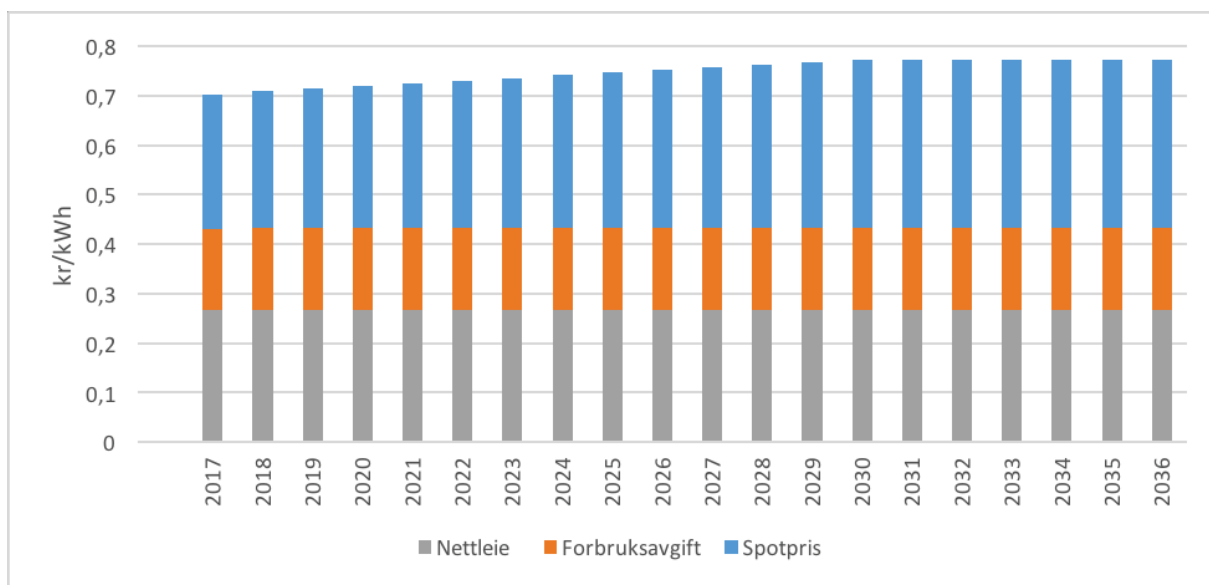
Prisen for elektrisitet i perioden 2017-2036 vil ha innvirkning på lønnsomheten til investeringsalternativene i og med at byggene utnytter både varmepumpe og tidvis elkjel. Fremtidens spotpris frem mot 2036 er vurdert ut fra NVE sin rapport om kraftmarkedsanalyse frem mot 2030, og det kommer frem at spotprisen forventes å stige 6-7 øre frem mot 2030, tross et økende kraftoverskudd (Amundsen et al. 2017). Oppgaven tar utgangspunkt i en lineær vekst

fra gjennomsnittlig spotpris i 2017 og frem mot stigningen på 7 øre i 2030. Spotprisutvikling etter 2030 er usikker, og det antas derfor en konstant spotpris mellom 2030 og 2036, da det ikke er gode nok forutsetninger for å si om spotprisen går opp, ned eller holdes konstant. Spotprisen lagt til grunn for 2017-nivå i denne oppgaven, er 0,27 kr/kWh ekskl. mva. Dette er den gjennomsnittlige spotprisen fra Nord Pool i NO1 for 2017 (LOS 2018). Med 7 øre stigning vil denne spotprisen være 0,34 kr/kWh i 2030, noe som tilsvarer en årlig økning på 0,54 øre/kWh.

I en oversikt fra NVE over nettleiestatistikk for næringskunder, samles informasjon på fylkesbasis og landsgjennomsnitt mellom årene 2005-2017 over nettleieutviklingen (Norges vassdrags- og energidirektorat 2017). Denne utviklingen i kr/kWh har variert mellom årene, og det er en del usikkerhet knyttet til fremtidens nettleiepriser. Det gjør at det legges til grunn gjennomsnittlig nettleie for næringskunder fra 2017 for hele prosjektperioden. Dette gjennomsnittet er på 0,27 kr/kWh ekskl. mva. og forbruksavgift.

Forbruksavgiften bestemmes dels politisk, i tillegg til at den justeres med prisstigning. Det er vanskelig å forutse fremtidig utvikling, så forbruksavgiften lagt til grunn i denne oppgaven baserer seg på 2017 og 2018 nivå. For 2017 var denne avgiften 0,1632 kr/kWh, mens den fra 1. januar 2018 ble oppjustert til 0,1658 kr/kWh (Finansdepartementet 2017). For perioden 2018-2036 er det 0,1658 kr/kWh som er brukt som forbruksavgift i de økonomiske analysene i oppgaven.

Med disse forutsetningene lagt til grunn tar oppgaven utgangspunkt i elprisutvikling mellom 2017 og 2036 vist i figur 4. Prisen går fra 0,70 kr/kWh i 2017 til 0,77 kr/kWh i 2030, før den holdes konstant frem mot 2036. Elprisene er lagt til grunn når det regnes kostnader forbundet med elkjel- og varmepumpeproduksjon i oppgaven.



Figur 4. Antatt strømpris mellom 2017 og 2036 ekskl. mva.

3.5 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger

3.5.1 – Kostnader knyttet til energibrønner

Kostnader tilknyttet energibrønner er basert på samtale med Nils-Arne Smerthu som er daglig leder i ABE Boring AS avdeling Skiptvedt (Smerthu 2018). ABE Boring AS regner en levetid på minimum 100 år for energibrønnene deres, og regner ingen vedlikeholdskostnader etter investering. De antar at en brønn kan yte 35 W/meter, noe også NVE antar i sin kostnadsveileder (Weir et al. 2015). Det tas i denne oppgaven utgangspunkt i at det bores 200 meter dype brønner. Dersom man borer dypere enn 200 meter kan dette by på flere utfordringer, blant annet for mye grunnvann. NVE har i sin kostnadsveileder antatt en minimumsavstand mellom borehullene på 8-10 meter, men ABE Boring ønsker en avstand på nærmere 15 meter dersom dette er gjennomførbart med tanke på tilgjengelig areal. En avstand på 15 meter minimerer sannsynligheten for at borehullene stjeler varme fra hverandre, og minimerer risikoen for å treffe nabohull dersom det oppstår avvik i den vertikale boringen. Ved slike avvik kan boret dra seg til siden og havne i konflikt med nærliggende borehull. Denne oppgaven antar dermed en minimumsavstand mellom borehullene på 15 meter. 15 meter er ønskelig avstand blant flere bedrifter, blant annet fra Asplan Viak som har dimensjonert energibrønner for Trondheim kommune (Ramstad 2013).

Prisen for å bore i berggrunn med kollektor montert i borehullene fylt med HX35 er 250 kr/meter i følge ABE Boring. HX35 er en kjemikalie som blir brukt som varmeoverføringsmedium, og er frostsikkert frem til -17,5 °C (Båsum Boring AS 2012). Øverst i borehullet brukes foringsrør i stål som bores og monteres før man borer selve hullet i berggrunnen. En rapport fra NTNU sier at foringsrøret skal være minst 2 meter ned i fast fjell, og minimum 6 meter fra jordoverflaten (Aarbø et al. 2002). På bakgrunn av dette antas det 6 meter foringsrør fra jordoverflaten i denne oppgaven. Prisen på foringsrør og borearbeid knyttet til dette er i følge ABE Boring 650 kr/meter. I NVE sin rapport "Grunnvarme i Norge - Kartlegging av økonomisk potensial" fra 2011 (Ramstad 2011), antas det at foringsrør og borearbeid tilknyttet dette er 3-5 ganger så dyrt som å bore i fast fjell, noe som stemmer godt overens med ABE Boring sin kostnadsoversikt. I samme rapport finnes det og informasjon om rørstørrelser og kostnader tilknyttet kollektor og boring i fast fjell som stemmer godt overens med ABE Boring sine kostnader.

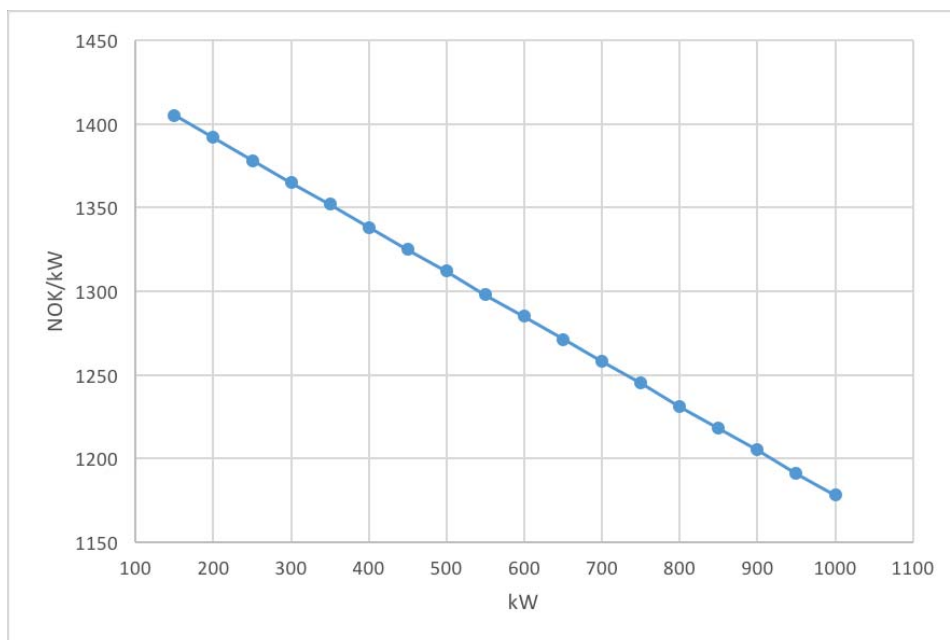
I alternativ 1 fraktes det oppvarmede vannet fra brønnåpningen til en samlelum som ligger i nærheten av bygget. Rørene mellom brønnåpning og samlelum ligger normalt 50 cm under marknivå, og har en pris på 100 kr/meter. Hele veien legges det to parallelle rør; en for kaldt og en for varmt vann. Gravekostnadene antas å være 100 kr/meter. Nærmere bygget vil det oppvarmede vannet lagres i en samlelum. Samlekummer installert av ABE Boring kan dekke oppvarmet vann for 10 eller 20 brønner, og har en kostnad på henholdsvis 40 000 kroner og 55 000 kroner. Fra samlekummen og inn til det tekniske rommet i huset fraktes vannet i et grovere rør med en pris på 450 kr/meter. Rørene må sveises i skjøten, og er prissatt til 1500 kroner per skjøt. Det må også her være to parallelle rør for både varm og kald transport. Man ønsker å legge samlekummen så nærme huset som mulig, men ikke så nærme at eventuelle lekkasjer kan havne i konflikt med bygget. Det antas i oppgaven en avstand mellom teknisk rom og samlelum på 6 meter.

Det er viktig at boreslammet behandles riktig og etter forskrifter. Slammet skal samles opp og kjøres til godkjent deponi. Boreslam fra en brønn med borehull på 200 meter går normalt i en container, og man regner en kostnad på 4500 kroner per container i området rundt Akershus. Det

antas 50 000 kroner i en oppbyggingspost for å hente inn anleggsutstyr til boreområdet i følge ABE Boring (Smerthu 2018).

3.5.2 – Elkjel

På grunn av lave investeringskostnader forutsettes det i oppgaven at elkjelen skal kunne dekke hele effektbehovet for å fungere som en reservelast dersom varmepumpen er ute av drift, i tillegg til å dekke spisslasten. Det legges til grunn NVE sin kostnadsveileder (Weir et al. 2015), der man finner informasjon om både investerings- og driftskostnader for elkjel på 0,15 MW og 1 MW. Investeringskostnader i denne veilederen omfatter elkjel, installasjonskostnader, prosjektering og administrasjonskostnader. Det finnes ulike elkjeler på markedet, og for å skaffe et representativt bilde på kostnadene knyttet til elkjelerstørrelser mellom 0,15 MW og 1 MW, interpoleres prisene fra disse størrelsene med intervall på 0,05 MW. I kostnadsveilederen til NVE er det oppgitt en total investeringskostnad for 0,15 MW elkjel på 1405 kr/kW, og for 1 MW elkjel er denne satt til 1178 kr/kW. Ved lineær interpolering får man et innblikk i den omtrentlige prisen for elkjeler med andre størrelser enn de som er oppgitt i veilederen, vist i figur 5.



Figur 5. Interpolering av investeringskostnader knyttet til elkjel. Kostnader for 150kW og 1MW elkjel i Weir et al. (2015) er lagt til grunn. Datagrunnlaget for grafen er vist i vedlegg 4.

Dersom et bygg har et effektbehov mellom effektene markert i figur 5, vil prisen for elkjel bli oppjustert til nærmeste interpolerte tall. Det vil si at et bygg med effektbehov på for eksempel 280 kW vil få installert en 300 kW elkjel til 1365 kr/kW. Faste driftskostnader er i kostnadsrapporten til NVE satt til 30 kr/kW for 0,15 MW elkjel og 4 kr/kW for 1 MW elkjel. Da faste driftskostnader ikke utgjør de største utslagene for lønnsomheten til prosjektet, er disse satt til 13 kr/kW, uavhengig av størrelse da dette er midt i mellom 0,15 MW og 1 MW. Variable driftskostnader er satt til 1 øre/kWh for alle elkjelene, slik det er gjort i kostnadsveilederen til NVE (Weir et al. 2015). Elkjelen lagt til grunn i oppgaven har en virkningsgrad på 98%, og levetiden er satt til 20 år. En oversikt over forutsetningene til elkjel presenteres i tabell 4. Prisene i NVE sin kostnadsveileder er fra 2015, og investeringskostnadene til elkjel er dermed oppjustert til gjennomsnittlig 2017 nivå, med konsumprisindeksen på Statistisk sentralbyrå sine sider (Statistisk sentralbyrå 2018).

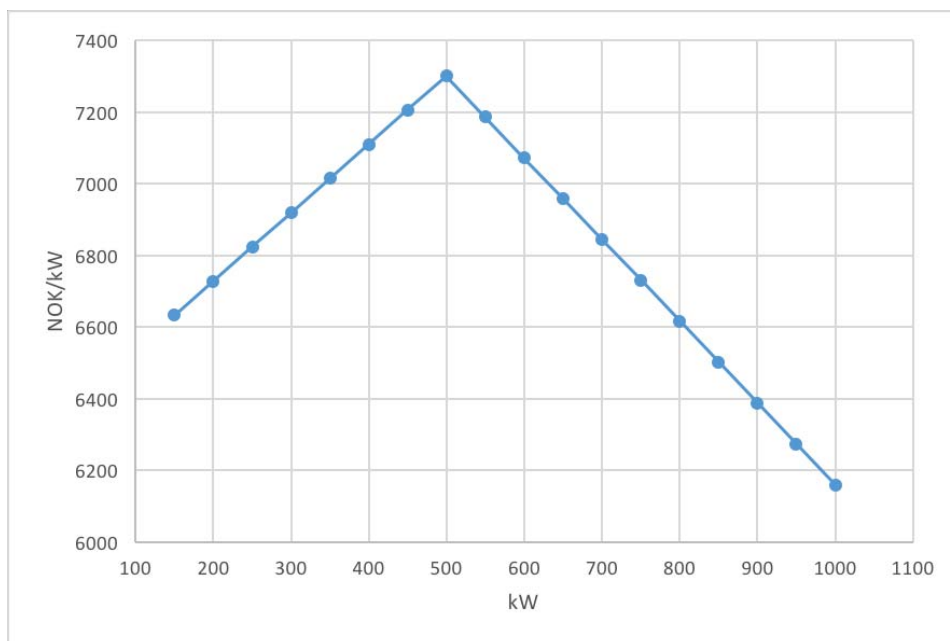
Tabell 4. Oversikt over forutsetningene til elkjel som er brukt i modellen. Investeringskostnader er ikke inkludert, og fremkommer av figur 5.

Element	Verdi
Faste driftskostnader (kr/kW)	13
Variable driftskostnader (øre/kWh)	1
Virkningsgrad elkjel	98%
Levetid (år)	20

3.5.3 – Bergvarmepumpe

Varmpumpene som er valgt i denne oppgaven er basert på NVE sitt oppdaterte datasett med kostnader fra 2017 (Norges vassdrags- og energidirektorat 2018) . I datasettet finnes varmepumpekostnader for ulike størrelser, og det er i denne oppgaven lagt til grunn kostnadene knyttet til 0,15 MW, 0,5 MW og 1 MW væske-til-vann varmepumpe med oppvarming til 70°C. Summen av anleggskostnader og installasjon av disse varmepumpene er henholdsvis 6633 kr/kW, 7300 kr/kW og 6160 kr/kW. I likhet med elkjel er disse kostnadene interpolert med 0,05 MW intervaller, noe som gir kostnadene for de ulike varmepumpestørrelsene vist i figur 6. Kostnadene tilknyttet varmepumpen på 0,5 MW viser seg å være noe høyere enn de to andre

størrelsene, og medfører en interpoleringskurve med toppunkt på 0,5 MW. NVE uttaler i datasettet at kostnadene tilknyttet denne varmepumpestørrelsen ikke er hentet fra bransjen, men basert på estimat. Dette kan ha påvirkning på den høye investeringskostnaden, og dermed fasongen på interpoleringskurven i figur 6. Varmepumpen på 0,15 MW har et annet kjølemedium enn varmepumpen på 1 MW, noe som også kan påvirke kostnadene og kurvens fasong.



Figur 6. Interpolering av investeringskostnader knyttet til varmepumpe. Kostnader for 150kW, 500kW og 1MW varmepumpe i Weir et al. (2015) er lagt til grunn. Datagrunnlaget for grafen er vist i vedlegg 5.

Dersom et bygg har en optimal varmepumpeandel som tilsier en effekt mellom de markerte effektstørrelsene i figur 6, vil prisen bli oppjustert til nærmeste interpolerte tall. Det vil si at et bygg med varmepumpeeffekt på for eksempel 217 kW, vil få installert en 250 kW varmepumpe til 6824 kr/kW. Faste driftskostnader for varmepumpen er fra NVE sine tall oppgitt til henholdsvis 70, 54 og 38 kr/kW. Da faste driftskostnader ikke representerer de største utslagene for lønnsomheten, er disse satt til gjennomsnittet som er 54 kr/kW. Variable driftskostnader er satt til 1,4 øre/kWh som er et gjennomsnitt av de tre variable kostnadene til varmepumpene som er henholdsvis 1,5, 1,4 og 1,2 øre/kWh. Effektfaktoren (SCOP-faktoren) til de 3 varmepumpene i datasettet er 2,5, 2,6 og 2,8. I oppgaven er det lagt til grunn en SCOP på 2,6. En oversikt over

forutsetningene til varmepumpe presenteres i tabell 5. I likhet med NVE sin kostnadsveileder antas det i denne oppgaven en levetid for bergvarmepumpen på 20 år (Weir et al. 2015).

Tabell 5. Oversikt over forutsetningene til bergvarmepumpe som er brukt i modellen. Investeringskostnader er ikke inkludert, og kommer frem av figur 6.

Element	Verdi
Faste driftskostnader (kr/kW)	54
Variable driftskostnader (øre/kWh)	1,4
SCOP varmepumpe	2,6
Levetid (år)	20

3.6 – Optimering av varmepumpestørrelse

3.6.1 – Energibrønnens bidrag til varmepumpen

For å beregne hvor stort effektbidrag energibrønnene har til varmepumpen brukes formlene 3.1 og 3.2:

$$Q_k = Q_f + W \quad 3.1$$

og

$$W = \frac{Q_k}{SCOP} \quad 3.2$$

der Q_k står for effekten ut av varmepumpen, Q_f for effekten som kreves fra energibrønnene og W for elektrisiteten som kreves med den gitte SCOP-faktoren til varmepumpen. Uttrykket for Q_f kommer frem av formel 3.3:

$$Q_f = Q_k - \frac{Q_k}{SCOP} \quad 3.3$$

3.6.2 – Antall energibrønner

Ved en ytelse på 35 W/meter vil man med 200 meter dype brønner få en effekt per brønn på 7 kW.

Behovet for brønner uttrykkes i formel 3.4 (rundet opp til nærmeste hele tall):

$$\text{Antall brønner} = \frac{\text{Antall } W \text{ som må dekkes av energibrønn } (Qf)}{35 \text{ W/m} * 200 \text{ m}} \quad 3.4$$

3.6.3 – Rørkostnader

Brønnparken legges med noen meters avstand til bygget. Det antas fem meter rør mellom samleikum og hovedrørnettet tilknyttet brønnparken. Hvert borehull antas å ligge en meter unna hovedrørnettet. I tillegg må forutsetningen om 15 meters avstand mellom borehullene innfris, slik at det i oppgaven antas følgende rørlengde i brønnparken:

1 brønn = 6 meter rør.

2 brønner = 22 meter rør

Deretter antas det at total rørlengde øker med 16 meter per brønn.

Total rørlengde uttrykkes i formel 3.5:

$$\text{Antall meter rør} = 22 + (16 * (A - 2)) \quad 3.5$$

Der A representerer antall brønner som bores.

Det antas for alle brønner 6 meter med foringsrør, noe som representerer 3900 kroner per brønn. Videre antas det kostnader nevnt i kapitel 3.5.1 for både fjerning av boreslam, oppbyggingspost og gravekostnader. Oversikt over rørnettet mellom borehull og byggene med tilhørende avstander for B1-B5 er gitt i vedlegg 1.

3.6.4 – Samlekum og grove rør inn til teknisk rom

Det blir installert samleikum som dekker behovet til antall borede brønner. Samlekummer for 10 eller 20 brønner har en kostnad på henholdsvis 40 000 kroner og 55 000 kroner i følge ABE

Boring sin kostnadsoversikt (Smerthu 2018). Dersom brønnparken har et behov på 43 brønner, vil det eksempelvis være nødvendig med to samleklummer til 55 000 kroner og en samleklum til 40 000 kroner. Det antas i oppgaven at samleklummene legges såpass nærme bygget at det holder med to rørlengder av grovere rør (en tur og en retur) på 6 meter som har en kostnad på 5400 kroner (450kr/m x 6meter x 2stk). Det er lagt til grunn 3000 kroner i sveisekostnader for skjøt (2x1500kr).

3.6.5 – Varmeproduksjon fra varmepumpe og elkjel

For å summere hvor mange timer i løpet av året varmepumpen og elkjelen produserer varme er det sett på varmebehovet gjennom 8760 timer i løpet av et år, og hvor mye av dette behovet varmepumpen klarer å dekke. I timer der varmebehovet er over det varmepumpen klarer å produsere så vil elkjelen bidra til å dekke resterende behov. Figur 7 viser oversikt over varmebehovet de 9 første timene i året for et bygg med maksimalt effektbehov på 280 kW, der varmepumpen dekker 36% av effektbehovet (100,8 kW). De åtte første timene er det totale varmebehovet under 100,8 kW, noe som gjør at kun varmepumpen er i drift. Den neste timen er varmebehovet større enn 100,8 kW, og elkjelen produserer for å dekke resterende behov. Summen av kolonne D og F er lik summen av kolonne B i figur 7. Det er summen av kolonne D og F som legges til grunn for beregning av de årlige driftskostnadene til varmepumpe og elkjel.

A	B	C	D	E	F	G
Timer i året:	Effektbehov denne timen		Dekket av elkjel		Dekket av varmepumpe	
1	80 kW		0 kW		80,00 kW	
2	80 kW		0 kW		80,00 kW	
3	60 kW		0 kW		60,00 kW	
4	60 kW		0 kW		60,00 kW	
5	60 kW		0 kW		60,00 kW	
6	70 kW		0 kW		70,00 kW	
7	80 kW		0 kW		80,00 kW	
8	100 kW		0 kW		100,00 kW	
9	140 kW		39,20 kW		100,80 kW	

Figur 7. Eksempel på hvordan produksjon kan fordele seg mellom varmepumpe og elkjel i et bygg med 280 kW som maksimalt effektbehov, og varmepumpe som dekker 36% av effektbehovet. Kilde: Skjermdump fra Excelmodell brukt i oppgaven.

3.6.6 – Annuitet

Investeringskostnadene til energibrønn, varmepumpe og elkjel er fordelt utover enhetens levetid ved bruk av annuitetsfaktor og et avkastningskrav på 4%, da dette er samme avkastningskrav som er brukt i NVE sin kostnadsveileder (Weir et al. 2015). Antatt levetid på varmepumpe og elkjel er 20 år. Levetid på energibrønn er også satt til 20 år i oppgaven, men denne vil med høy sannsynlighet være velfungerende en stund etter prosjektperioden er over i følge Smerthu (2018) og Weir et al. (2015), noe som vil bidra til å gjøre en eventuell reinvestering mer lønnsomt. Formelen som er lagt til grunn for å beregne annuitetsfaktor er vist i formel 3.6.

$$\text{Annuitetsfaktor} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad 3.6$$

der

r = avkastningskravet

n = levetid oppgitt i år

Annuitetsfaktoren er ganget med investeringen til enheten for å finne årlig kostnad. Annuiteten blir brukt i beregningen av den årlige varmeprisen i kr/kWh for de ulike byggene og alternativene.

3.6.7 – Varmepris (kr/kWh)

Varmeprisen er den totale kostnaden til varmealternativet per leverte kWh varme, og er viktig for å gi et godt sammenligningsgrunnlag for alle de tre alternativene. Det er i arbeidet med oppgaven regnet ut en årlig varmepris i kr/kWh for den optimale varmepumpestørrelsen i alle bygg.

Summen av de årlige kostnadene forbundet med varmeproduksjon til bygget blir dividert med årlig varmebehov for å finne varmepris i kr/kWh. Summen av de årlige kostnadene inneholder følgende elementer, og uttrykkes i formel 3.7:

- Den årlige annuiteten til energibrønn, varmepumpe og elkjel.
- Faste og variable driftskostnader knyttet til elkjel og varmepumpe (ekskl. strømforbruk).
- Strømforbruk til varmepumpe og elkjel.

$$\text{Varmepris} \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Sum årlige kostnader}}{\text{Årlig varmebehov (kWh)}} \quad 3.7$$

3.6.8 – Netto nåverdi

For å vurdere lønnsomheten ved de ulike varmepumpestørrelsene er det brukt netto nåverdi. Denne neddiskonterer fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi, og brukes for å vurdere lønnsomheten til fremtidige investeringer. Nåverdiformelen lagt til grunn er vist i formel 3.8:

$$\sum_{t=1}^T \frac{a_t}{(1+r)^t} - A \quad 3.8$$

Hvor

a_t representerer de årlige utgiftene knyttet til driften av varmepumpe og elkjel, herunder faste og variable driftskostnader, samt strømforbruk

r representerer avkastningskravet som er satt til 4% i likhet med Weir et al. (2015)

T representerer levetiden til prosjektet, oppgitt i antall år (20 år i denne oppgaven)

A representerer investeringen til energibrønn, varmepumpe og elkjel.

3.7 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)

Byggene settes sammen til et felles fiktivt rørnett med kollektiv brønnpark. Ved å summere effektbehovet til alle de fem byggene på timesbasis gjennom året vil den maksimale effekten som inntreffer være 2060 kW. Denne effekten representerer den timen i løpet av året det totale varmebehovet er høyest for de fem byggene, når alle de individuelle effektene er lagt sammen. Summen av byggenes individuelle makseffektbehov i alternativ 1 er til sammenligning 2440 kW, noe som gir en sammenlagingsfaktor på 0,84. En sammenlagingsfaktor på 0,84 indikerer at byggene har sine effekttopper på ulikt tidspunkt, noe som vil redusere behovet for antall borede energibrønner ved en felles brønnpark. En reduksjon i antall energibrønner vil medføre reduksjon i borekostnadene, og ved en felles brønnpark vil man i tillegg spare kostnader knyttet til opprigging av anleggsutstyr, sammenlignet med alternativ 1. Ved en felles brønnpark må det installeres et rørnett mellom byggene, og alternativ 2 vil kun være lønnsomt dersom kostnadsreduksjonene til boringen er større enn investeringskostnadene tilknyttet det nye rørnettet. I og med det ikke er laget en egen optimeringsmodell for dette alternativet, tas det utgangspunkt i modellen i alternativ 1. Fremgangsmetode for optimeringen som omfatter kostnader knyttet til energibrønner, varmepumpe og elkjel er dermed lik som alternativ 1. Det antas at den optimale varmepumpestørrelsen i byggene forblir den samme som i alternativ 1, slik

at bare borekostnadene og rørnettendres. Antall kW som dekkes av energibrønn er for B1-B5 i alternativ 1 til sammen 498 kW, vist i formel 3.10, og baserer seg på formel 3.3 i kapittel 3.6.1. Q_k i dette tilfellet representerer hvor mye av byggenes effektbehov som dekkes av varmepumpe, og uttrykkes i formel 3.9 ved summen av individuell makseffekt multiplisert med individuell optimal varmepumpestørrelse for alle de fem byggene:

$$Q_k = (280 * 0,36 + 790 * 0,23 + 430 * 0,29 + 560 * 0,52 + 380 * 0,29) = 809 \text{ kW} \quad 3.9$$

dette gir

$$Q_f = 809 - \frac{809}{2,6} = 498 \text{ kW} \quad 3.10$$

498 kW tilsvarer 20,4 % av den totale summerte makseffekten i alternativ 1 som er 2440 kW. Det antas at energibrønnene i den kollektive brønnparken i alternativ 2 skal dekke samme prosentandel av makseffekten. Makseffekten på 2060 kW multiplisert med 20,4 % gjør at energibrønnene i den kollektive brønnparken skal yte 420 kW, noe som gir et behov på 61 borede brønner. Det totale varmebehovet gjennom året for B1-B5 er 4,7 GWh, og fordelingen av energibruken mellom de ulike byggene er vist i tabell 6.

Tabell 6. Årlig varmebehov i byggene, og hvor mange prosent av det totale varmebehovet hvert av byggene står for.

Bygg	Årlig varmebehov (MWh)	Prosent av total varmebehov
B1	626	13%
B2	926	20%
B3	816	17%
B4	1 739	37%
B5	591	13%

De totale borekostnadene tilknyttet den kollektive brønnparken fordeles på de fem ulike byggene, der hvert bygg må dekke prosentandelen til forbruket sitt. Eksempelvis må B1 dekke 13% av borekostnadene tilknyttet den kollektive brønnparken. I tillegg inkluderes kostnader for

individuelle samlekommer og grove rør tilsvarende optimumsløsningen i alternativ 1.

På lik linje med alternativ 1 regnes det ut netto nåverdi og en årlig varmepris i kr/kWh for prosjektet.

3.8 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme

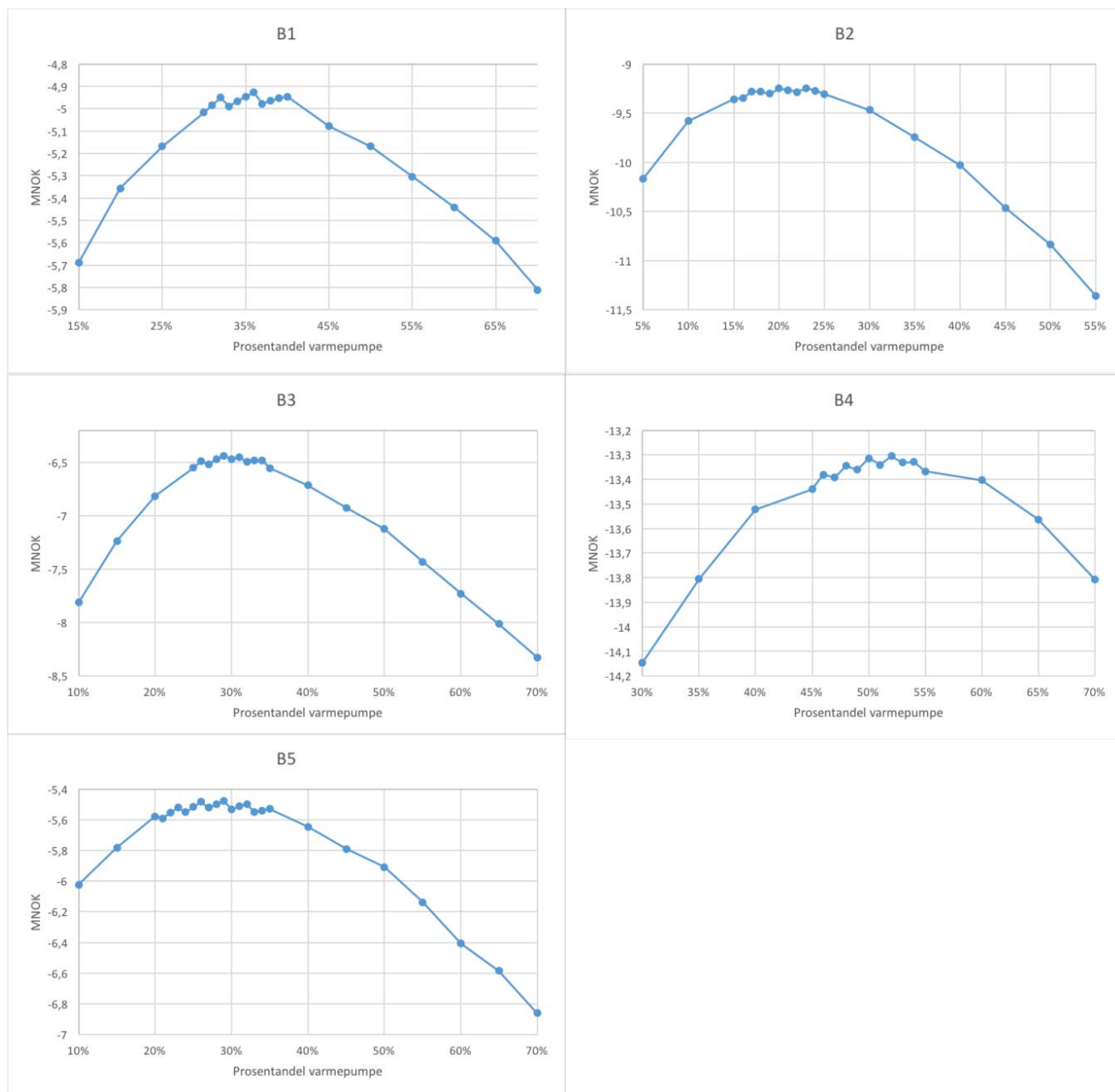
Dersom det fiktive anlegget ligger i nærheten av et eksisterende fjernvarmeanlegg kan et alternativ for å dekke varmebehovet være at byggene kobler seg på dette. Den gjennomsnittlige fjernvarmeprisen for 2016 på 0,65 kr/kWh blir lagt til grunn i lønnsomhetsberegningene (Aanensen & Bøeng 2017). Denne prisen inkluderer både de faste og variable komponentene selskapene krever inn, men inneholder ikke tilknytningsavgift.

4 – Resultater

4.1 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger

4.1.1 – Optimal varmepumpestørrelse

Resultater fra en systematisk gjennomgang av endring i prosentandel varmepumpe i B1-B5 er vist i figur 8. Grafen illustrerer hvilken nåverdi man oppnår for hele prosjektperioden ved de ulike varmepumpestørrelsene i alle bygg. Figur 8 viser nåverdi ved hver 5% økning i varmepumpeandel, mens det i området rundt optimumpunktet er markert for hver prosentandel for et mer nøyaktig resultat. Resultatene viser at området rundt kurven sitt toppunkt er nokså flat, noe som gir robuste resultater, og betyr at en liten endring i prosentandel varmepumpe i bygg ikke vil ha betydelig innvirkning på lønnsomheten. Dette skyldes at en liten endring i prosentandel varmepumpe i bygget, i de fleste tilfeller ikke vil være nok til å endre installert varmepumpestørrelse, da denne oppjusteres i henhold til kapittel 3.5.3. I området rundt toppunktet ser man at kostnadene varierer noe og går både opp og ned. Dette skyldes at en økning i prosentandel varmepumpe har innvirkning på blant annet antall brønner og samlekommer. I realiteten vil det være noe mer svingninger i grafen, men på grunn av grovinndelingen på hver femte prosent synes ikke disse. Hvor mange brønner hver av byggene trenger, og rørlengden brukt i analysene for å tilfredsstille 15 meter avstand, er vist for alle byggene i vedlegg 1.



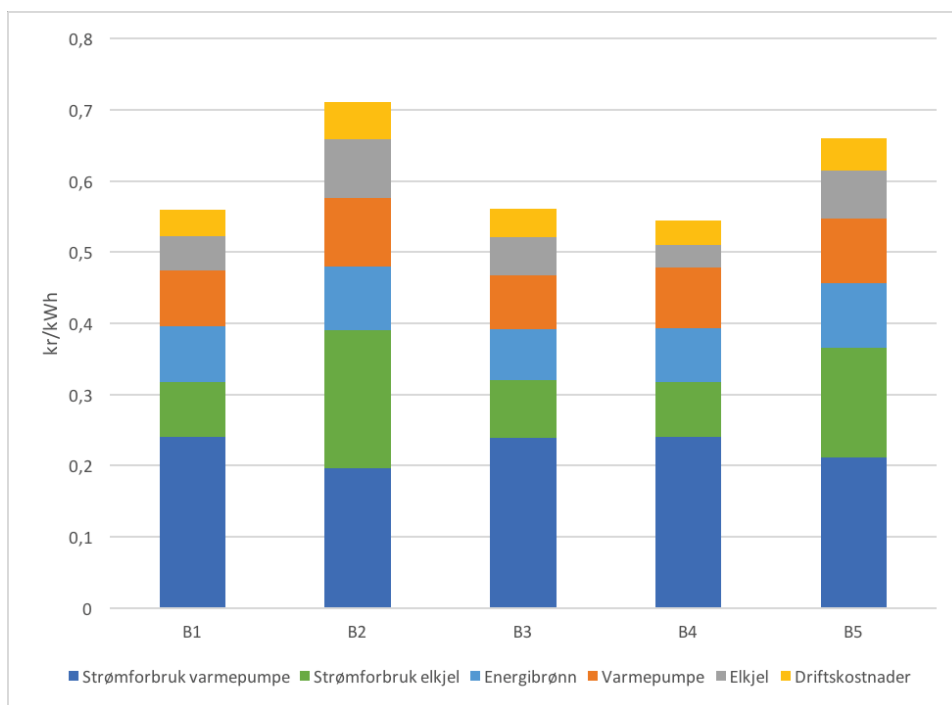
Figur 8. Netto nåverdi for de ulike byggene med ulik prosentandel varmpumpe.

Optimal varmepumpestørrelse for de ulike byggene sammenfattes i tabell 7, sammen med varmeprisen for 2017 i kr/kWh i optimumspunktet.

Tabell 7. Optimal varmepumpestørrelse i B1-B5, inkludert varmepris i kr/kWh for 2017.

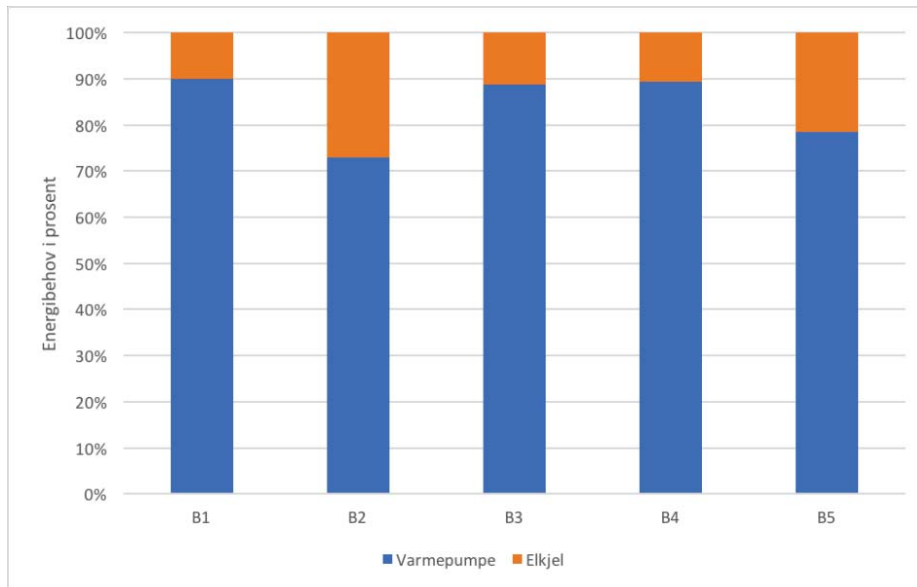
Bygg	Optimal varmepumpestørrelse (% av makseffekt)	Varmepris 2017 (kr/kWh)
B1	36%	0,56
B2	23%	0,71
B3	29%	0,56
B4	52%	0,54
B5	29%	0,66

Varmeprisen består av de årlige kostnadene knyttet til energibrønn, varmepumpe og elkjel, strømforbruk til varmepumpe og elkjel, samt de faste og variable driftskostnadene. I hvilken grad hver av disse elementene påvirker varmeprisen for 2017 vises i figur 9. Elementet med størst påvirkning på varmeprisen er strømforbruket, som står for over halvparten av varmeprisen for 2017.



Figur 9. Varmepris 2017 for B1-B5, og elementene som inngår i denne.

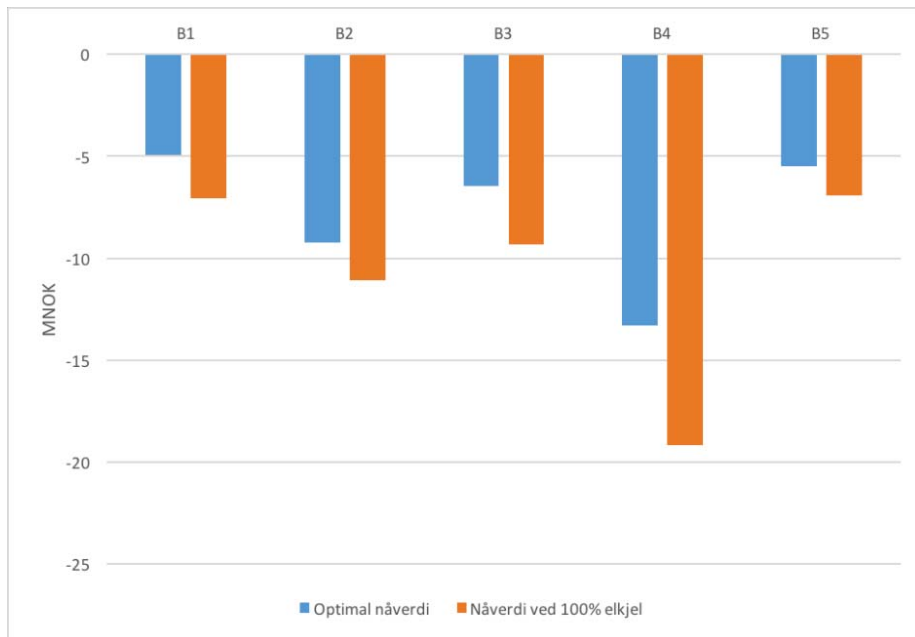
Figur 10 viser hvor stor prosentandel av det årlige varmebehovet som blir dekket av varmepumpe og elkjel. Varmepumpe har kapasitet til å dekke mellom 73% og 90% av det årlige varmebehovet i byggene.



Figur 10. Optimal kombinasjon av varmepumpe- og elkjelproduksjon for å dekke hele varmebehovet i B1-B5.

4.1.2 – Netto nåverdi ved 100% elkjel

Dersom byggene ikke velger å benytte seg av alternativene i oppgaven med varmepumpeløsning eller tilknytning til fjernvarmeanlegg, så er alternativløsningen å dekke hele varmebehovet med elkjel. Figur 11 sammenligner optimalløsningen i alternativ 1 med 100% elkjel for alle bygg.



Figur 11. Den optimale løsningen sammenlignet med nåverdi ved 100% elkjel.

Det kommer frem at lønnsomheten for alle bygg blir dårligere med en løsning som baserer seg på 100% elkjel i byggene. Differansen mellom disse løsningene varierer for alle bygg og fremkommer i tabell 8. B4 er det bygget som har høyest besparelse da nåverdi blir hele 5,9 millioner kroner dårligere ved bruk av 100% elkjel. Den minste besparelsen er på 1,4 millioner kroner for B5.

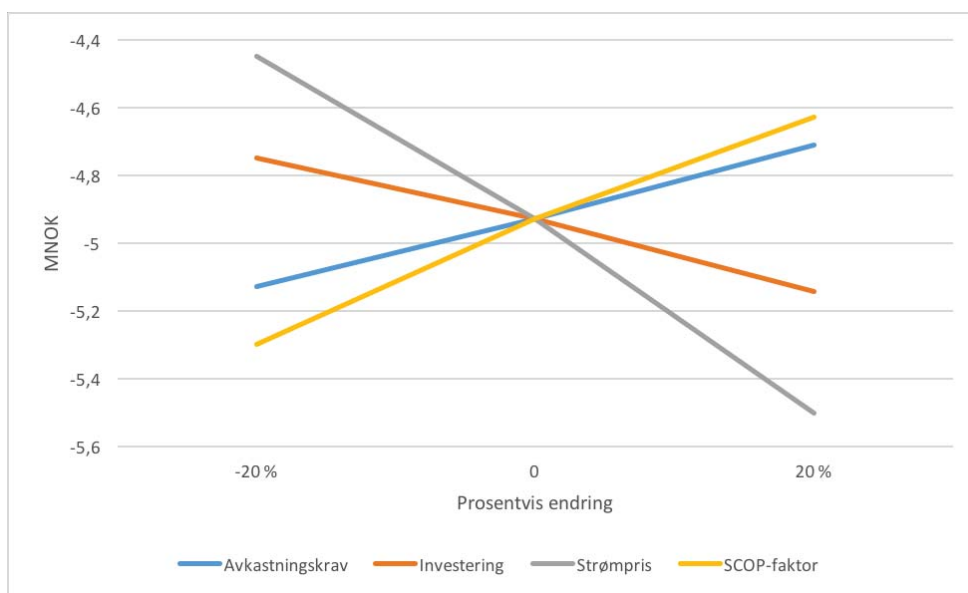
Tabell 8. Differanse i lønnsomheten mellom optimumløsning og 100% elkjel.

Bygg	Endring i lønnsomhet ved 100% elkjel sammenlignet med optimumløsning (MNOK)
B1	2,2
B2	1,8
B3	2,9
B4	5,9
B5	1,4

4.2 – Følsomhetsanalyser alternativ 1

For å vurdere hvor følsomt alternativet med individuelle energibrønner er for endringer i ulike parametre, er det gjennomført følsomhetsanalyser. Her blir en variabel i modellen endret, mens de andre holdes konstant. Det blir sett på hvordan dette påvirker lønnsomhet og optimal varmepumpeandel i bygget. For alle følsomhetsanalysene er det tatt utgangspunkt i det opprinnelige optimumsresultatet til B1 med 4% avkastningskrav og 36% varmepumpestørrelse. Å gjøre følsomhetsanalyser for flere bygg er tidkrevende, og B1 er valgt fordi bygget har en optimal varmepumpestørrelse som ligger nærmest gjennomsnittet av de fem byggene, og vurderes dermed som representativt for datautvalget. Faktorer i denne modellen som er relevant for følsomhetsanalysene er avkastningskrav, investering, strømpris og SCOP-faktor.

Figur 12 viser et stjernediagram med disse fire variablene, og hvordan de påvirker lønnsomheten ved en endring på $\pm 20\%$, gitt at optimalpunktet for varmepumpe holdes til 36%.



Figur 12. Stjernediagram over nåverdi ved $\pm 20\%$ endring i avkastningskrav, investering, strømpris og SCOP-faktor. 0-punktet i grafen representerer optimalløsningen til B1.

Resultatene i figur 12 viser at strømpris og SCOP-faktor har størst påvirkning på lønnsomheten ved en endring på $\pm 20\%$. I tillegg viser stjernediagrammet tydelige utslag på nåverdien til alle variablene, blir det sett nærmere på følsomhetsanalyser for hver av de fire variablene i dette

delkapittelet, der det blir vurdert hvordan endringer i variablene påvirker både lønnsomhet og optimal varmepumpeandel i byggene.

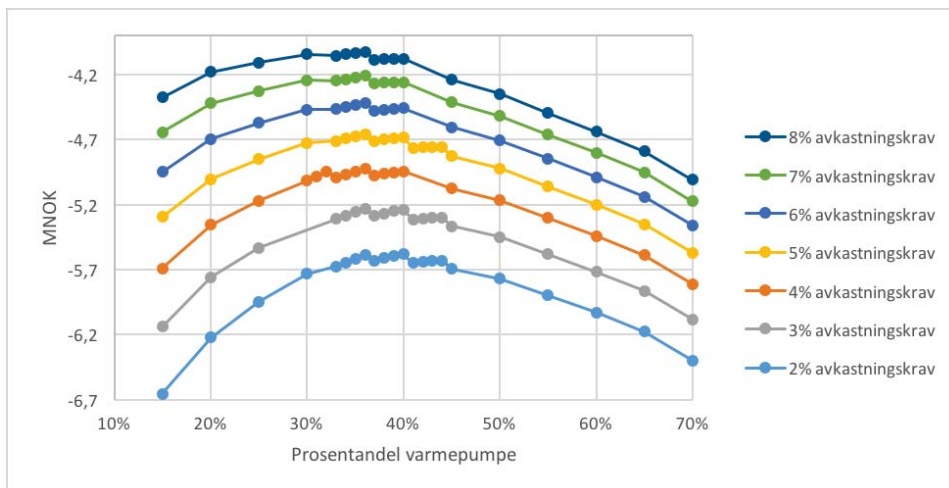
4.2.1 – Avkastningskrav

NVE antar i kostnadsveilederen fra 2015 et avkastningskrav på 4% (Weir et al. 2015), mens de i sine oppdaterte tall for 2017 bruker 6% (Norges vassdrags- og energidirektorat 2018). Ved å se på hvordan optimumspunktet for varmepumpe og lønnsomheten endrer seg ved å variere avkastningskravet mellom 2% og 8%, viser resultatene at en endring i avkastningskravet har liten betydning på optimal varmepumpeandel, men større innvirkning på lønnsomheten. Ved 2% avkastningskrav endres optimumspunktet til 40% varmepumpe istedenfor 36%, men modellen viser at det er marginale forskjeller i lønnsomheten mellom disse prosentene. For de andre byggene er den optimale prosentandelen varmepumpe fortsatt 36% selv om avkastningskravet endres. Resultatet av analysene er presentert i tabell 9. Resultatene knyttet til 4% avkastningskrav illustrerer den opprinnelige optimalløsningen til B1 i alternativ 1.

Tabell 9. Optimal prosentandel varmepumpe og netto nåverdi ved endring i avkastningskrav mellom 2% og 8%.

Avkastningskrav	Optimal varmepumpeandelen (% av totaleffekt)	Nåverdi i optimumspunktet (MNOK)	Varmepris 2017 (kr/kWh)
2%	40%	-5,58	0,53
3%	36%	-5,23	0,54
4%	36%	-4,93	0,56
5%	36%	-4,66	0,58
6%	36%	-4,42	0,60
7%	36%	-4,21	0,62
8%	36%	-4,03	0,64

En grafisk oversikt over netto nåverdi for de ulike varmepumpestørrelsene og ulike avkastningskrav er vist i figur 13. Ved grafen tilknyttet 2% avkastningskrav ser man den marginale forskjellen mellom lønnsomheten ved 36% og 40% varmepumpe. Selv om forskjellen i fasongen mellom de syv grafene er minimale, ser man en tendens til at høyere avkastningskrav gir en flatere kurve.



Figur 13. Grafisk oversikt over hvordan netto nåverdi endrer seg for B1 når avkastningskravet endres mellom 2% og 8%.

4.2.2 – Lønnsomhet ved endring av strømpris

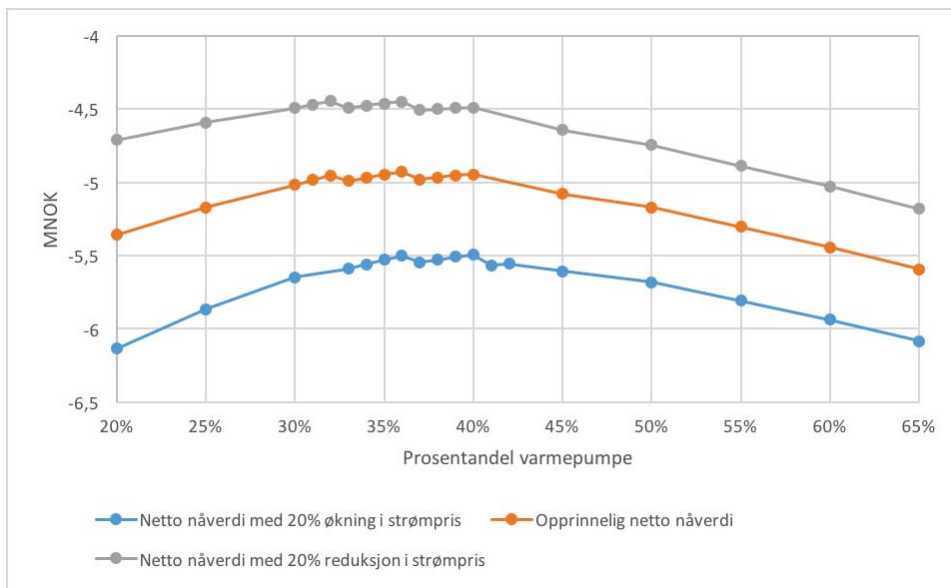
4.2.2.1 – 20% økning i strømpris

En økning i strømpris på 20% gir en optimal varmepumpestørrelse på 40% av effektbehovet til bygget. Netto nåverdi blir -5,49 MNOK, og sammenlignet med den opprinnelige løsningen på -4,93 MNOK utgjør dette en forskjell på 560 000 kroner, noe som vil si en endring på 10%.

4.2.2.2 – 20% reduksjon i strømpris

En reduksjon i strømpris på 20% gir en optimal varmepumpestørrelse på 32% av effektbehovet til bygget. Dette gir en netto nåverdi på -4,44 MNOK, og sammenlignet med opprinnelige løsningen på -4,93 MNOK utgjør dette en forskjell på 490 000 kroner, noe som tilsier en endring på 11%.

Resultater fra analysene ved økning eller reduksjon i strømpris er fremstilt i figur 14. Det kommer frem av denne figuren at selv om optimumspunktet endrer seg noe ved en endring i strømprisen, så vil differansen i lønnsomheten mellom den nye optimumsstørrelsen og den tidligere optimumsstørrelsen på 36% være marginal. Ved en 20% økning i strømpris vil differansen mellom 36% og 32% varmepumpe kun være 5900 kroner, og ved 20% reduksjon i strømpris vil differansen mellom 36% og 40% varmepumpe kun være 4600 kroner.



Figur 14. Lønnsomhet ved 20% økning eller reduksjon i strømpris sammenlignet med optimal løsning.

4.2.3 – Netto nåverdi dersom investering endres 20%

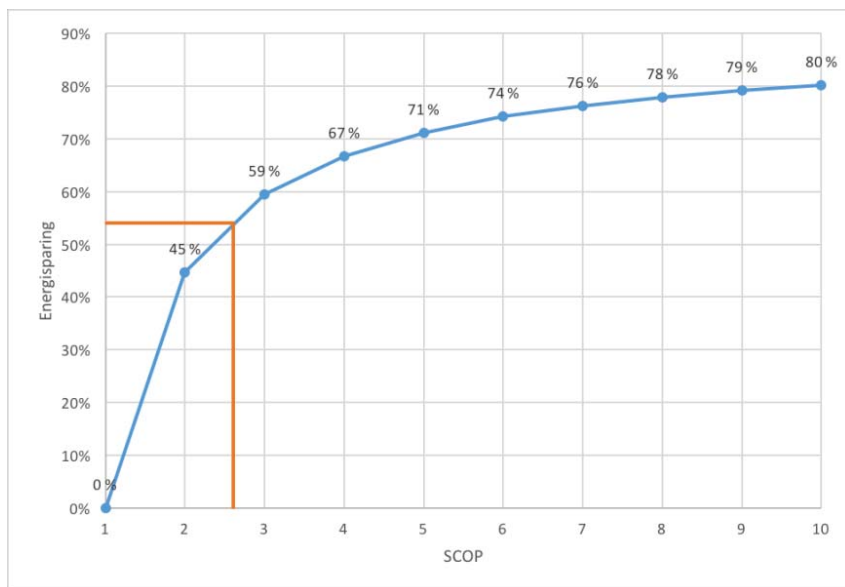
Kostnader knyttet til investering av elkjel, energibrønn og varmepumpe fra andre produsenter kan gi andre investeringskostnader enn de som er lagt til grunn i oppgaven. De opprinnelige investeringskostnadene i optimumspunktet til B1 er 1,74 MNOK. En økning på 20% vil gi et nytt optimumspunkt på 32% varmepumpe, og investeringskostnader på 2,25 MNOK. En reduksjon i investeringskostnadene på 20% vil gi et optimumspunkt på 40% varmepumpe, og investeringskostnader på 1,56 MNOK. Resultatene av lønnsomheten ved ulike investeringskostnader og prosentandel varmepumpe vises i tabell 10.

Tabell 10. Netto nåverdi hvis investering endres 20% med ulik varmepumpeandel.

	Optimal prosentandel varmepumpe	Netto nåverdi 36% varmepumpe (MNOK)	Netto nåverdi 32% varmepumpe (MNOK)	Netto nåverdi 40% varmepumpe (MNOK)
Opprinnelig løsning	36%	-4,93	-4,95	-4,95
20% økning i investering	32%	-5,28	-5,27	-5,32
20% reduksjon i investering	40%	-4,64	-4,68	-4,63

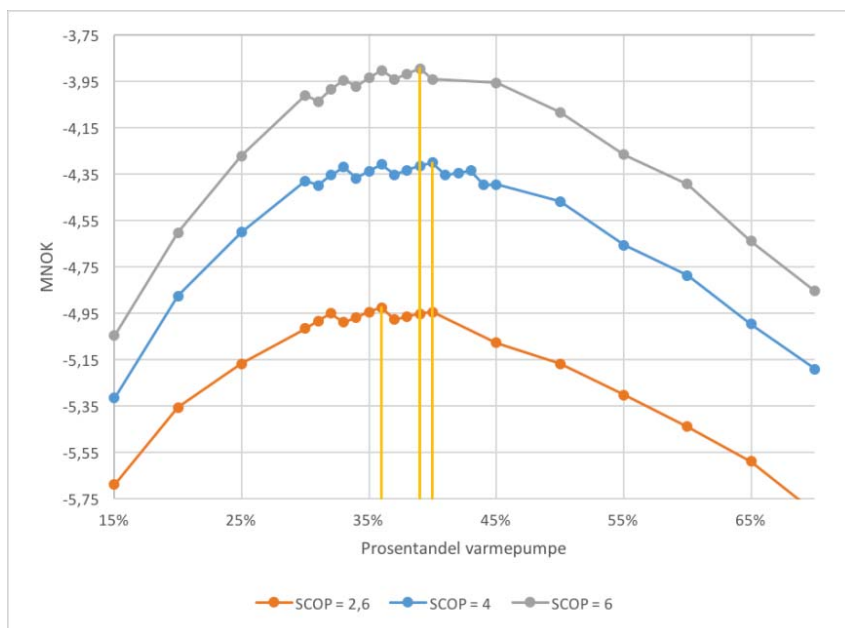
4.2.4 – Endring av SCOP-verdi

En endring av SCOP-faktoren vil ha innvirkning på hvor mye energi man sparer. Resultater viser at en økning i SCOP-faktoren for B1 fører til økt energisparing, men for hver økning i SCOP blir økningen i energisparing gradvis mindre. En SCOP-faktor på 2,6 som er lagt til grunn i denne oppgavens analyser, gir en energibesparelse på 54%, sammenlignet med en SCOP på 1. Figur 15 viser energisparing i prosent ved endring av SCOP mellom 1-10. Det er lagt til grunn et samlet strømforbruk i vurderingen av energisparing, og figuren inneholder dermed strømforbruk knyttet til både varmepumpe og elkjel.



Figur 15. Energisparing ved endring av SCOP. Oransje strek indikerer energisparing ved SCOP på 2,6 som er brukt i denne oppgavens analyser. Energisparingen baserer seg på total strømforbruk.

Analysene viser at en endring i SCOP ikke har betydelig påvirkning på optimal varmepumpestørrelse i byggene, vist i figur 16. SCOP på 2,6 ga en optimal varmepumpestørrelse på 36%, mens en SCOP på 4 og 6 ga en optimal varmepumpestørrelse på henholdsvis 40% og 39%. Det kommer også frem av resultatene at differansen mellom nåverdiene blir mindre ettersom SCOP-faktoren øker.



Figur 16. Lønnsomhet ved ulike SCOP og varmepumpestørrelse.

4.3 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)

En kollektiv brønnpark gir et mindre behov for borede brønner. Resultater fra modellen viser at det er optimalt med 61 brønner for alternativ 2, noe som gir en borekostnad på 3,9 millioner kroner. Dette er kun kostnader for å bore hullene (inkludert kollektor), samt rør mellom brønnhullene innad i brønnparken. Kostnaden inkluderer ikke samleikum eller grove rør fra samleikum og inn til byggene, da det antas at disse må være i nærheten av byggene og blir tilsvarende som alternativ 1. Det inkluderes som nevnt tidligere heller ikke rørnett mellom brønnparken og byggene. Beregninger av nåverdi til byggene i alternativ 2 uten rørnett mellom brønnpark og bygg er vist i tabell 11, og viser en summert differanse på 890 000 NOK ved å redusere antall borede brønner til 61.

Tabell 11. Sammenligning av nåverdi ved individuelle løsninger i alternativ 1 og kollektiv brønnpark i alternativ 2.

Bygg	Opprinnelig nåverdi for alternativ 1 (MNOK)	Nåverdi for alternativ 2 (MNOK)
B1	-4,93	-4,83
B2	-9,25	-8,96
B3	-6,44	-6,37
B4	-13,30	-13,06
B5	-5,48	-5,29

4.4 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme

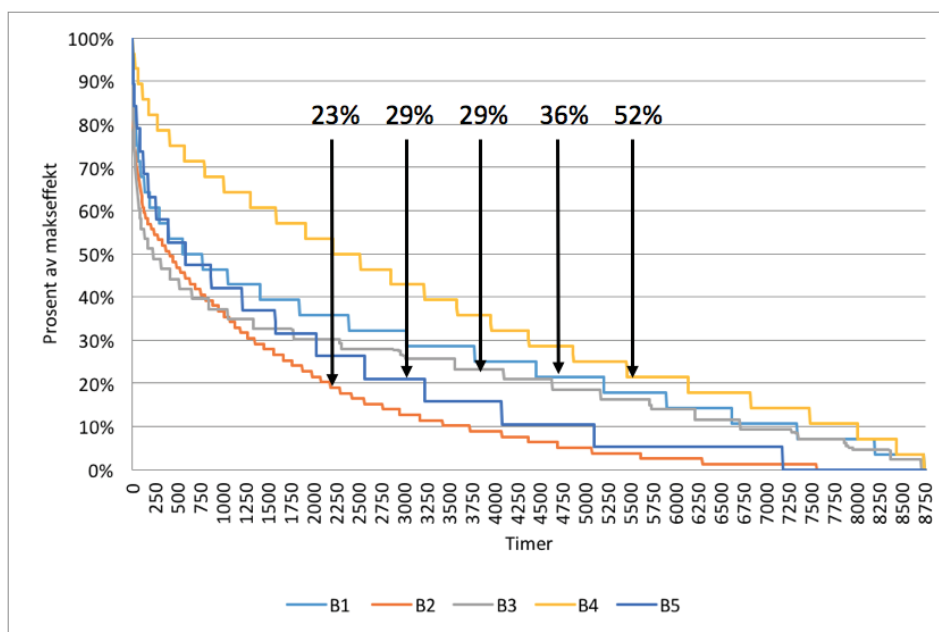
Den gjennomsnittlige fjernvarmeprisen for 2016 på 0,65 kr/kWh blir lagt til grunn for alle bygg i denne oppgaven. Fjernvarmeprisen ligger omtrent midt mellom de beregnede varmeprisene for de optimale varmepumpestørrelsene i alternativ 1.

5 – Diskusjon

5.1 – Alternativ 1 – Individuelle løsninger

Tre av fem bygg har som optimalløsning at varmepumpen skal dekke rundt 90% av det årlige varmebehovet, noe som stemmer godt overens med teori fra Norsk Varmepumpeforening presentert i kapittel 2.1.2.

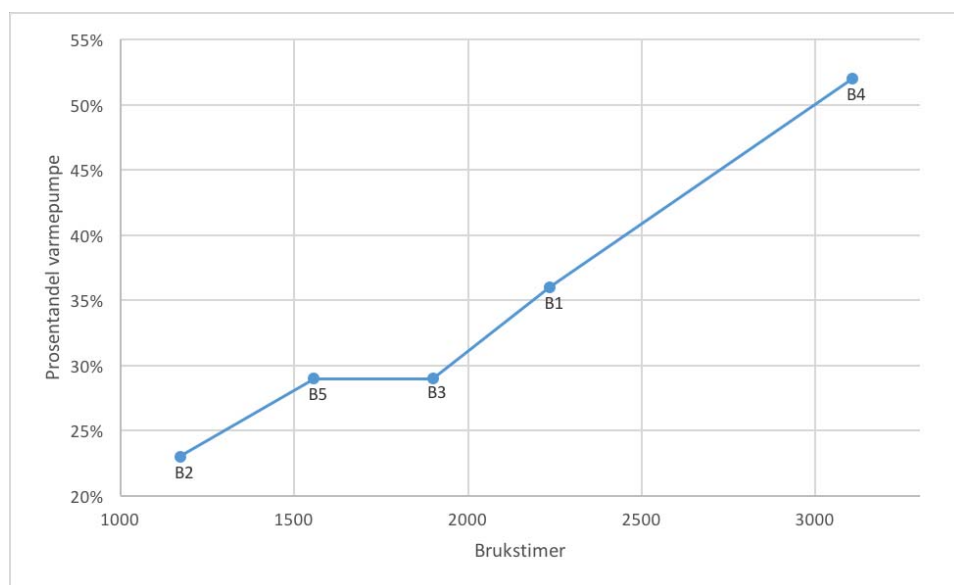
Sammenligning av effektbasert varighetskurve, brukstid og optimal varmepumpestørrelse viser en nokså klar sammenheng. Slakere varighetskurve gir høyere brukstid og en høyere prosentandel varmepumpe i bygget. Figur 17 viser sammenhengen mellom optimal prosentandel varmepumpe og fasong på varighetskurve. Prosentandel markert med piler midt på figuren viser optimal varmepumpestørrelse til bygget som en prosent av makseffekten.



Figur 17. Sammenheng mellom effektbasert varighetskurve og optimal varmepumpeandel i byggene.

Lavere brukstid gir i alle de fem byggene en lavere prosentandel varmepumpe, vist i figur 18. Brukstid er enkelt å beregne for byggene når man kjenner årlig varmebehov og makseffekt, og kan derfor være en enkel indikator på varmepumpestørrelse i byggene. Byggene med lavest

prosentandel varmepumpe har den laveste brukstiden da et høyt effektbehov i bygget kun inntreffer i få timer i løpet av året. Lavere brukstid gjør at det er kostnadsoptimalt å installere en mindre varmepumpe som produserer jevnt over året, og la elkjelen dekke de kortere periodene med aller høyest effektbehov. Ved å installere en større varmepumpe vil brukstiden til denne enheten bli lavere, og vil dermed ikke utnyttes optimalt sett fra et økonomisk perspektiv, da varmepumper er investeringstunge enheter.



Figur 18. Sammenheng mellom brukstimer og optimal varmepumpestørrelse for B1-B5.

Både lavenergiprogrammet til Direktoratet for byggkvalitet (Direktoratet for byggkvalitet 2015) og NVE sin kostnadsveileder (Weir et al. 2015) forteller at varmepumper burde dimensjoneres så de dekker 50-60% av det maksimale effektbehovet. Resultater fra denne oppgaven viser at det er kostnadsoptimalt å dimensjonere varmepumper slik at de dekker mellom 23-52% av den maksimale effekten til byggene. Nåverdien når varmepumpe dekker 60% av makseffekten vises i tabell 12, og er en særdeles ugunstig løsning for enkelte av byggene. Dette resultatet understreker hvor viktig det er med individuell optimering av varmepumper for hvert enkelt bygg. Størst utslag utgjør dette for B2 som kan spare over 2,65 millioner kroner ved å optimere varmepumpe individuelt istedenfor å bruke anbefalte størrelser fra NVE og Direktoratet for byggkvalitet.

Tabell 12. Netto nåverdi for optimal varmepumpestørrelse sammenlignet med 60% varmepumpe for B1-B5.

Bygg	Optimal netto nåverdi (MNOK)	Netto nåverdi 60% varmepumpe (MNOK)	Differanse (KNOK)
B1	-4,93	-5,44	510
B2	-9,25	-11,90	2 650
B3	-6,44	-7,73	1 290
B4	-13,31	-13,40	90
B5	-5,48	-6,41	930

Det er usikkerhet knyttet til nettleie og kraftpris de kommende årene, og resultatene i oppgaven viser at strømprisen i noen grad har innvirkning på den optimale varmepumpestørrelsen i byggene. Netto nåverdi endrer seg ca. 10% ved en økning eller reduksjon i strømprisen på 20%. Strømprisens usikkerhet vil ha størst innvirkning for byggene med lavest prosentandel varmepumpeproduksjon gjennom året, da disse bruker en del elkjel for å dekke det resterende varmebehovet. B2 dekker 27% av varmebehovet sitt med elkjel, og vil derfor i større grad bli påvirket av disse usikkerhetene enn B1 og B4 som kun dekker 10% av varmebehovet sitt med elkjel. Dette skyldes at produksjonskostnader for elkjel er direkte knyttet oppimot strømpriser, og fremtidige svingninger i denne kan dermed påvirke lønnsomheten noe. Dersom man ser på hvilke elementer som har størst innvirkning på varmeprisen til de ulike byggene i alternativ 1, ser man at kostnader knyttet til strømforbruk av varmepumpe og elkjel står for over halvparten av varmeprisen i alle de fem byggene. En god strømvtaale kan derfor være essensielt når det kommer til vurderingen av lønnsomheten til prosjektet.

Investeringskostnader knyttet til varmepumper, elkjel og energibrønn kan variere mellom produsentene, og en eventuell økning eller reduksjon på 20% vil ha innvirkning på både optimal varmepumpestørrelse og netto nåverdi. En endring i avkastningskravet har stor innvirkning på nåverdi, men det skal en del til for at endringen medfører et annet optimumspunkt for prosentandel varmepumpe. Det er viktig å huske at selv om energibrønnen, varmepumpen og elkjelen sin levetid er forventet til 20 år i denne oppgaven, vil sannsynligvis brønnen være tilgjengelig for varmeuttak i 80 år i følge ABE Boring og NVE (Weir et al. 2015).

En reinvestering vil med høy sannsynlighet være lønnsomt etter dette prosjektets levetid, dersom brønnen kan avgi varme i en ny varmepumpegenerasjon.

Selv om optimalpunktet ved endring av både strømpris og investering endrer seg noe, så vil kurvens flate fasong føre til at nåverdien mellom den nye optimale varmepumpestørrelsen og 36% varmepumpe være av liten betydning i begge grafene.

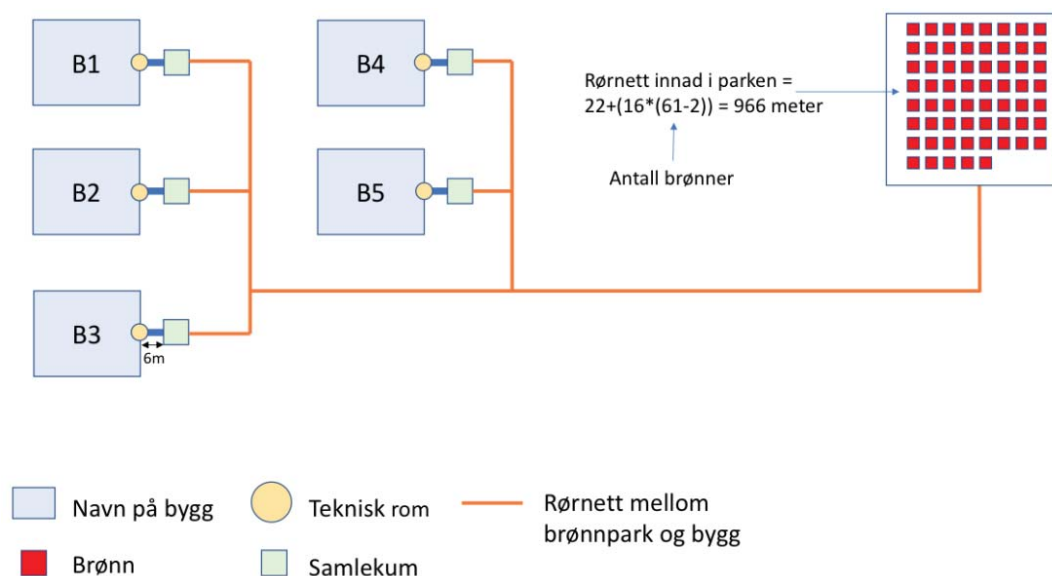
Når det gjelder SCOP-faktor ser man at det vil være størst energibesparelse per økning i SCOP mellom 1-6, og det er i dette området de fleste varmepumper har sin effektfaktor (Weir et al. 2015). Ofte er det fokus på denne faktoren ved valg av varmepumpe, da en varmepumpe med høyere SCOP vil plassere varmepumpen i en høyere energiklasse, og medføre høyere energisparing. Det blir dermed ofte sett på varmepumper med høy SCOP som en attraktiv løsning, men det er viktig å huske at en økning i SCOP vil medføre høyere investeringskostnader knyttet til varmepumpen. I og med at økningen i energisparingen blir mindre etterhvert som SCOP øker, kan dette bety at det vil være mest lønnsomt over prosjektperioden om man installerer en varmepumpe med noe lavere SCOP, da det er usikkert om man vil tjene inn en dyrere investering dersom ikke energisparingen øker nevneverdig.

Dersom byggene er berørt av effekttariff vil innføring av varmepumpe og SCOP-faktoren tilknyttet denne være med å redusere de totale kostnadene. En høyere SCOP vil føre til at effekttoppene fra el-nettet reduseres, noe som vil redusere både strømforbruk og effekttariff. Sett fra et samfunnsperspektiv vil høyere SCOP-faktor føre til mindre belastning på nettet, og kan være med å minimere sannsynligheten for overbelastning i distribusjonsnettet.

5.2 – Alternativ 2 – Kollektiv brønnpark – (kald fjernvarme)

Den samlede differansen i nåverdien mellom alternativ 1 og alternativ 2 er på 890 000 kroner. Det vil si at alternativ 2 medfører 890 000 kroner i reduserte kostnader når det gjelder boring av brønnparken, men da er rørnettet rundt om til byggene ikke inkludert. Figur 19 viser at 966 meter rør innad i den kollektive brønnparken er nødvendig ved boring av 61 brønner. Dette betyr at de totale utgiftene tilknyttet rørnettet fra utgangen av brønnparken og rundt til alle samlekkummene i

byggene (markert med oransje farge i figur 19) må være mindre enn 890 000 kr for at alternativet med en kollektiv brønnpark skal være lønnsomt sett fra et økonomisk perspektiv.



Figur 19. Forslag til kollektivt rørnett for B1-B5 ved kald fjernvarme og felles brønnpark. For å dekke effektbehovet til alle de fem byggene er det nødvendig med 61 brønner, og 966 meter rør innad i brønnparken.

Fra et samfunnsperspektiv kan en kollektiv brønnpark medføre flere fordeler som ikke er prissatt i oppgaven. Kald fjernvarme har blant annet en fordel når det gjelder plassutnyttelse.

Individuelle brønnløsninger kan gjøre at man må utnytte arealet i hagen til boringen. Fortetning av boligområder er et økende tema i mange tettbygde strøk, og individuelle energibrønner kan forhindre denne fortetningen dersom brønnene havner i konflikt med fortetningsplanene. Ved en kollektiv brønnpark kan alle energibrønnene legges utenom disse arealene, noe som kan frigi areal til andre formål.

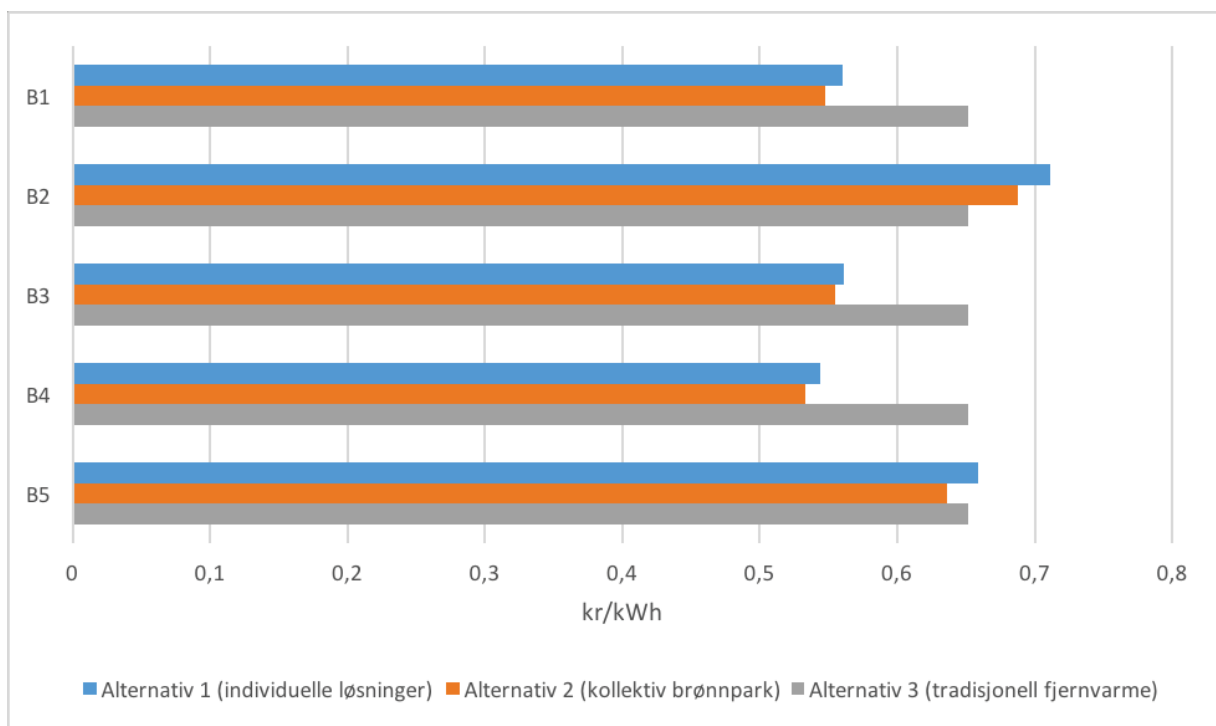
I rapporten til Envidan A/S (2017) er det Silkeborg Varme A/S som er ansvarlig for investerings- og driftskostnader tilknyttet energibrønn og varmepumpe. Dersom dette ville være tilfelle i denne oppgaven, ville det styrket de ikke prissatte effektene ved dette alternativet, sett fra et forbrukerperspektiv.

I og med byggene er satt sammen i et fiktivt nett er det vanskelig å si noe om rørlengden mellom byggene. En kortere avstand mellom byggene vil naturlig nok øke lønnsomheten til alternativet.

5.3 – Alternativ 3 – Tilknytning til tradisjonell fjernvarme

Dersom det eksisterer et fjernvarmeanlegg i nærheten med ledig kapasitet, kan det være et lønnsomt alternativ å koble seg på dette, dersom varmeprisen i kr/kWh for dette alternativet blir mindre enn varmeprisen for de andre alternativene. Fjernvarmeprisen i denne oppgaven tar utgangspunkt i den nasjonale gjennomsnittsprisen for fjernvarme i 2016 på 0,65 kr/kWh (Aanensen & Bøeng 2017). Fjernvarmeprisen antas lik for alle byggene i oppgaven, men vil i realiteten variere noe, da fastleddet i fjernvarmeprisen ofte baserer seg på en effekttariff som igjen er basert på installert effekt til bygget (Lilli & Støle 2009).

En sammenligning av varmeprisen for 2017 for alle de tre ulike investeringsalternativene vises i figur 20.



Figur 20. Sammenligning av varmeprisen i kr/kWh for 2017 for alle de tre alternativene. Grafen er en illustrasjon av vedlegg 6.

I og med at resultatene utgjør en del variasjon i varmepris, er det varierende hvor godt fjernvarme kommer ut av analysene. Det kommer frem at det er mer lønnsomt for B2 å koble seg på tradisjonell fjernvarme istedenfor å benytte seg av en varmeløsning med energibrønn, varmepumpe og elkjel. Dette kan ha sammenheng med at varmepumpen i dette bygget kun dekker 73% av byggets varmebehov, og elkjel blir dermed mye brukt. For B5 er varmeprisen med kollektiv brønnpark (alternativ 2) det rimeligste alternativet, men i og med at kostnader tilknyttet rørnett mellom samleikum og brønnpark ikke er medregnet i denne, vil denne i realiteten øke noe. Dersom dette rørnettet medfører en økning i varmeprisen til B5 på mer enn 1,6 øre/kWh, vil tradisjonell fjernvarme være det mest lønnsomme alternativet også for dette bygget. I de tre andre byggene er fjernvarme et betydelig mindre lønnsomt alternativ sett fra et økonomisk perspektiv. Dersom variasjonen i varmeprisene for et bygg viser seg å være minimale, kan man legge til grunn andre faktorer enn økonomiske i vurderingen av alternativene. Tilknytning til eksisterende fjernvarmeanlegg vil i større grad gi mindre gravearbeid på tomt da man kun trenger rør inn til bygg, og ikke brønnpark med borehull og overføringsrør tilknyttet disse. Ved en varmeløsning med varmepumpe og energibrønn, er det i dette tilfellet byggene selv som står ansvarlig for eventuelle reparasjonskostnader. Ved tilknytning til et fjernvarmeanlegg er det fjernvarmeselskapet som dekker kostnadene dersom det skulle være lekkasjer eller skader på rørnett, noe som styrker de ikke prissatte effektene ved dette alternativet, sett fra et forbrukerperspektiv.

Dersom fjernvarmeselskapet krever tilknytningsavgift vil dette ha innvirkning på lønnsomheten da fjernvarmeprisen i denne oppgaven blir noe undervurdert, og det er derfor viktig at hvert enkelt tilfelle vurderes individuelt.

Energiloven §5-5 forteller at ”Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde” (Energiloven 1990). Den gjennomsnittlige fjernvarmeprisen tar ikke hensyn til at byggene kan inngå individuelle avtaler, og forskjeller hos fjernvarmeselskapene kan dermed påvirke lønnsomheten til byggene. En endring i strømprisen vil kunne påvirke fjernvarmeprisen, da energilovens §5-5 kan presse den ned ved en reduksjon i strømpris, og tilsvarende gi mulighet for fjernvarmeselskap å oppjustere ved en økning i strømpris.

5.4 – Enovastøtte

Ved optimering av varmepumpestørrelse i denne oppgaven er det er ikke tatt hensyn til økonomisk støtte som er mulig å få ved innføringen av varmepumpeløsninger i bygg, for eksempel Enovastøtte. Støtte for å installere varmepumpe i bygg vil påvirke lønnsomheten i positiv retning, og være med å redusere varmeprisen for alternativ 1 og alternativ 2. En reduksjon i varmeprisen kan gjøre varmepumpeløsninger mer konkurransedyktig mot tradisjonell fjernvarme. Enova sin støtteordning for væske-til-vann varmepumper i store bygg er på 1600 kr/kW, og gjelder støtte inntil 1 million kroner, eller til støtten dekker 45% av investeringen (Enova u.å.). Tabell 13 viser hvordan støtten på 1600 kr/kW påvirker varmeprisen i alternativ 1. For alle bygg vil Enovastøtten føre til en reduksjon i varmeprisen for 2017 på 2 øre/kWh. I denne oppgaven vil Enovastøtten gjøre at B5 sin varmepris i alternativ 1 havner under varmeprisen for tradisjonell fjernvarme som er 0,65 kr/kWh, og dermed gjøre individuell varmepumpeløsning mer lønnsom enn tradisjonell fjernvarme. For B2 er ikke støtten stor nok til at alternativet med varmepumpe kan konkurrere med fjernvarmeprisen.

Tabell 13. Varmeprisen for 2017 sin endring ved Enovastøtte på 1600 kr per installerte kW varmepumpe.

Bygg	Varmepris alternativ 1 uten støtte (kr/kWh)	Varmepris alternativ 1 med Enovastøtte (kr/kWh)
B1	0,56	0,54
B2	0,71	0,69
B3	0,56	0,54
B4	0,54	0,52
B5	0,66	0,64

5.5 – Usikkerhet

Det er noe usikkerhet knyttet til resultatene i denne oppgaven, da flere av de økonomiske analysene er gjort på grove kostnadsberegninger. Prisen for boring til energibrønnene er hentet fra et firma, og selv om enkelte av kostnadene er kontrollert med kostnader fra blant annet NVE, kan det være mulig å finne andre prisforslag hos andre bedrifter. I tillegg er oppgaven basert på et fiktivt nett, noe som gjør det mulig å utforme brønnparken fritt med tanke på brønnplassering og rørlengdene dette medfører.

Strømprisen kan medføre noe usikkerhet i resultatene. Spotprisen i oppgaven er et gjennomsnitt av 2017 spot-prisen, og blir i oppgaven lagt til grunn gjennom hele året. I realiteten varierer spotprisen gjennom året, noe som kan gjøre utslag på lønnsomheten i prosjektet. Byggene har et høyest varmebehov i vinterhalvåret, og det er også i disse månedene spotprisen til Nord Pool er høyere enn gjennomsnittsprisen lagt til grunn (LOS 2018), noe som kan undervurdere utgiftene knyttet til strømforbruk. I tillegg er fremtidens strømpris basert på forutsetninger fra NVE, og kan avvike fra virkeligheten. Når det gjelder nettleie så baserer denne oppgaven seg på gjennomsnittlig nettleie for 2017-nivå for næringskunder med effektuttak på 40 kW og årlig varmebehov på 160 MWh (Norges vassdrags- og energidirektorat 2017). Det ville være mer representativt å bruke nettleien som NVE har gjort i sine oppdaterte tall for å beregne varmepris for varmepumpe mellom 2017 og 2035. I disse oppdaterte tallene har de lagt til grunn en nettleie på 0,22 kr/kWh for anlegg over 150 kW (Norges vassdrags- og energidirektorat 2018), sammenlignet med 0,27 kr/kWh som denne oppgaven tar som utgangspunkt.

Dataene lagt til grunn i oppgaven baserer seg på forbruksdata gjennom et år. Ved en reell investeringsvurdering burde det legges til grunn forbruksdata gjennom flere år, og varmebehovet burde vurderes i sammenheng med antatt fremtidig behov gjennom prosjektperioden. Det er lagt til grunn et identisk forbruksmønster gjennom hele prosjektperioden, noe som ikke gjenspeiler virkeligheten. Innføringen av AMS-målere, smarte produkter, økt fokus på energieffektivitet og effekttariffer kan føre til at både totalt varmebehov og effekttopper endres i løpet av prosjektperioden.

Datasettet brukt i oppgaven inneholder forbruksdata som er rundet av til nærmeste tiende kWh. Dette gjør at dataene avviker noe fra realiteten, men vil i denne oppgaven ikke medføre problem da resultatene vurderes ut fra et fiktivt anlegg. Dette er og forklaringen på den trappelignende formasjonen til varighetskurvene i vedlegg 3. I vurderingen av et reelt anlegg burde det legges til grunn et mer nøyaktig datasett, dersom dette er mulig å oppdrive.

Det er ikke utviklet en egen optimeringsmodell for det kollektive rørnett, noe som gjør at det er lagt til grunn samme prosentandel varmepumpe i byggene for både alternativ 1 og alternativ 2. Ved å lage en egen optimeringsmodell for alternativ 2 som optimerer hvert av byggene på nytt med tanke på den kollektive brønnparken, ville dette være med å minimere usikkerhetene, og gi et mer realistisk bilde av de faktiske besparelsene ved dette alternativet.

6 – Konklusjon og videre arbeid

6.1 – Konklusjon

Resultatene viser en klar sammenheng mellom brukstid og prosentandel varmepumpe i bygg. Ved dimensjonering av bygg i fremtiden kan en lav brukstid automatisk indikere at det vil være optimalt med en lav varmepumpeandel. Den optimale prosentandelen varmepumpe i alle de fem byggene er lavere enn teori fra NVE og NOVAP, da det i denne oppgaven er optimalt at varmepumpene skal dekke mellom 23-52% av byggets maksimale effektbehov. Optimeringen av varmepumpene i byggene anses som robust, da variablene i modellen skal endre seg en god del før det gir betydelig utslag på optimal varmepumpestørrelse i byggene.

Kald fjernvarme med kollektivt rørnett og bruk av bergvarmepumpe kan være et konkurransedyktig alternativ sammenlignet med individuelle løsninger og tradisjonell fjernvarme, men avhenger av prisen på rørnettet mellom byggene og brønnpark, og må derfor utredes nærmere for hvert enkelt prosjekt. Kald- og tradisjonell fjernvarme inneholder flere ikke-prissatte effekter som kan være positive sammenlignet med individuelle varmepumpeløsninger, blant annet når det gjelder arealbruk og fortetning i boligområder. Kald fjernvarme kan være et godt alternativ i områder som ikke ligger i nærhet til eksisterende fjernvarmeanlegg. Ved at man ikke benytter seg av noen av de tre varmeløsningene i oppgaven vil et annet alternativ være å dekke hele varmebehovet ved bruk av elkjel, men denne løsningen gir en betydelig dårligere nåverdi, og vurderes til å være særdeles lite gunstig.

6.2 – Videre arbeid

Denne oppgaven viser at optimal prosentandel varmepumpe i bygg avviker fra teori om at det er optimalt å installere varmepumpe som dekker 50-60% av byggets maksimale effektbehov, noe som gjør at det burde ses nærmere på om denne teorien faktisk stemmer eller burde revideres. Det kommer frem at kald fjernvarme kan være lønnsomt, og det burde utføres en lignende oppgave for et reelt anlegg med kjent rørlengde, der det inkluderes kostnader og reell avstand knyttet til rørnett mellom brønnpark og samlelum, for og deretter regne ut varmepris per levert kWh som sammenligning til individuell varmepumpeløsning. Her burde det legges til grunn forbruksdata over flere år, samt en analyse over fremtidig varmebehov i byggene. Det kan også

vurderes å se på om andre varmepumpeløsninger kan konkurrere med kald fjernvarme som utnytter bergvarme, f.eks. omgivelsesvarme i luft, sjøvann eller overskuddsvarme fra industri.

Referanseliste

- Amundsen, J., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D. & Øyslebø, E. (2017). Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030, 78-2017. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Beer, J. d. (2017). *Grunnvarme*: Norges geologiske undersøkelse. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/emne/grunnvarme> (lest 20.04.2018).
- Bøeng, A. C. (2014). På verdenstoppen i bruk av strøm. *Samfunnsspeilet*, 2018 (4): s. 9.
- Båsum Boring AS. (2012). *Frostsikring for varmepumper*. Tilgjengelig fra: <https://basum.no/fagomrader/frostsikring/frostsikring-for-varmepumper/> (lest 15.03.2018).
- Direktoratet for byggkvalitet. (2015). *Varmepumpe til oppvarming*. Tilgjengelig fra: <http://lavenergiprogrammet.no/artikkel/varmepumpe-til-oppvarming/> (lest 23.03.2018).
- Energiloven. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/KAPITTEL_5_-_C2%A75-2 (lest 20.04.2018).
- Energitilsynet. (2018). *Elprisstatistik 1. kvartal 2018*. Tilgjengelig fra: <http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Prisstatistik/Elprisstatistik/2018/Q1-2018Elprisstatistik.pdf> (lest 13.04.2018).
- Enova. (u.å.). *Varmepumper*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/varmepumper/>.
- Envidan A/S. (2017). *Silkeborg Varme A/S - Kold Fjernvarme*. Tilgjengelig fra: http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/videnom/fogu_rapporter/2016-05-kold-fjernvarme.pdf (lest 23.03.2018).
- Ericson, T., Fidje, A., Fonnelløp, J., Langseth, B., Magnussen, I., Rode, W. & Saugen, B. (2016). *Varmepumper i energisystemet, 60-2016*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Finansdepartementet. (2017). *Avgiftssatser for 2017 og 2018*. Tilgjengelig fra: <https://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2018/Artikler/Avgiftssatser-2018/> (lest 08.04.2018).
- Kipping, A. (2016). *Modellering av energiforbruk på timesnivå i norske bygninger*. Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Institutt for naturforvaltning.

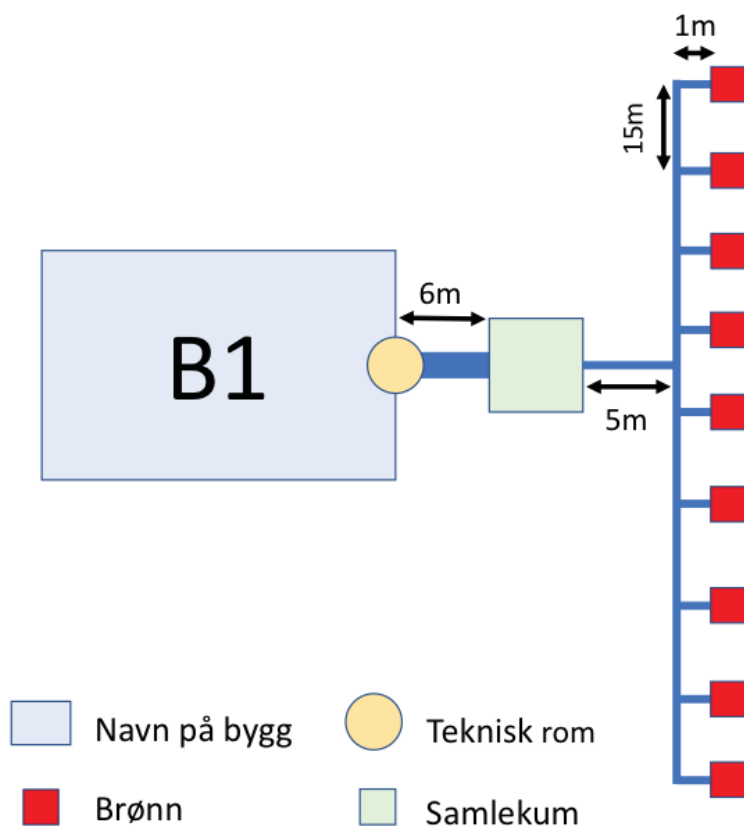
- Klima- og miljødepartementet. (2017). *Innfører forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger fra 2020*. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/oljefyr/id2556868/> (lest 05.04.2018).
- Lilli, M. & Støle, F. (2009). *Hovedprinsipper for tariffing av fjernvarme* Tilgjengelig fra:
http://fjernvarme.no/uploads/Bibliotek/Prinsipper_for_tariffering_av_fjernvarme.pdf (lest 12.04.2018).
- LOS. (2018). *Historiske strømpriser*. Tilgjengelig fra:
<https://www.los.no/kundeservice/strompris/historiske-strompriser/> (lest 23.03.2018).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2016). *Elektrisitetsbruk i Norge mot 2030*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/elektrisitetsbruk-i-norge-mot-2030/> (lest 04.04.2018).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017). *Nettleiestatistikk for næringskunder*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-naeringskunder/> (lest 24.03.2018).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018). *Kostnader i energisektoren*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/> (lest 08.04.2018).
- Norsk Varmepumpeforening. (2017). *Bergvarme- og jordvarmepumpe*. Tilgjengelig fra:
<https://www.varmepumpeinfo.no/varmepumpetyper/bergvarmepumpe-og-jordvarmepumpe> (lest 04.04.2018).
- Norsk Varmepumpeforening. (2018). *Verdt å vite om varmepumper - Nyttige begreper*. Tilgjengelig fra:
<https://www.varmepumpeinfo.no/verdt-a-vite-om-varmepumper/nyttige-begreper> (lest 08.04.2018).
- Novema Kulde AS. (u.å.). *Varmepumpe brukt mot energibrønn*. Tilgjengelig fra:
http://www.novemakulde.no/01/dot03_01.pdf (lest 09.04.2018).
- Ramstad, R. (2011). *Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial, 5-2011*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Ramstad, R. (2013). *Resultater fra termisk responstest og dimensjonering av energibrønner*: Asplan Viak AS.

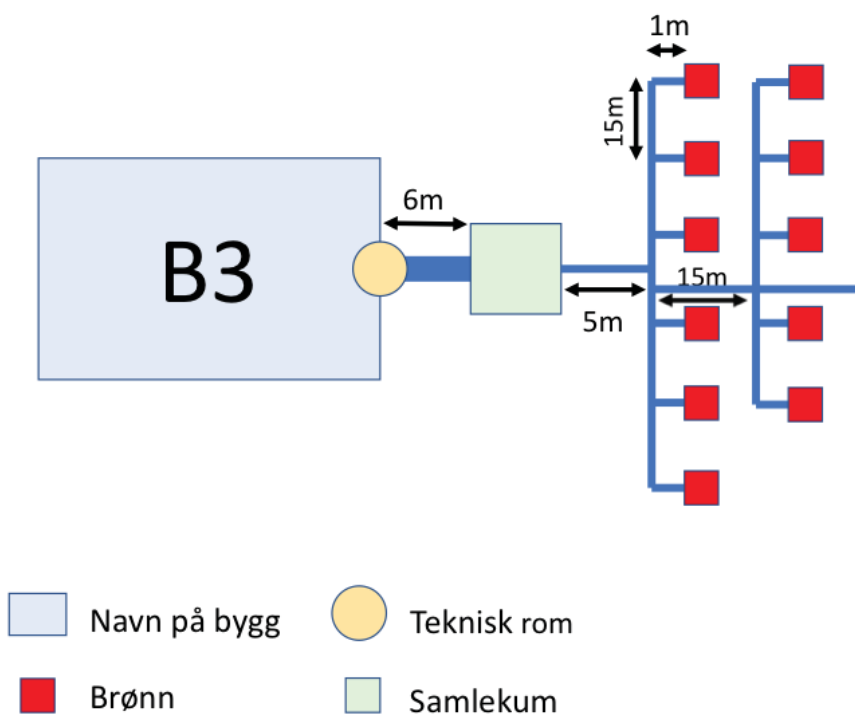
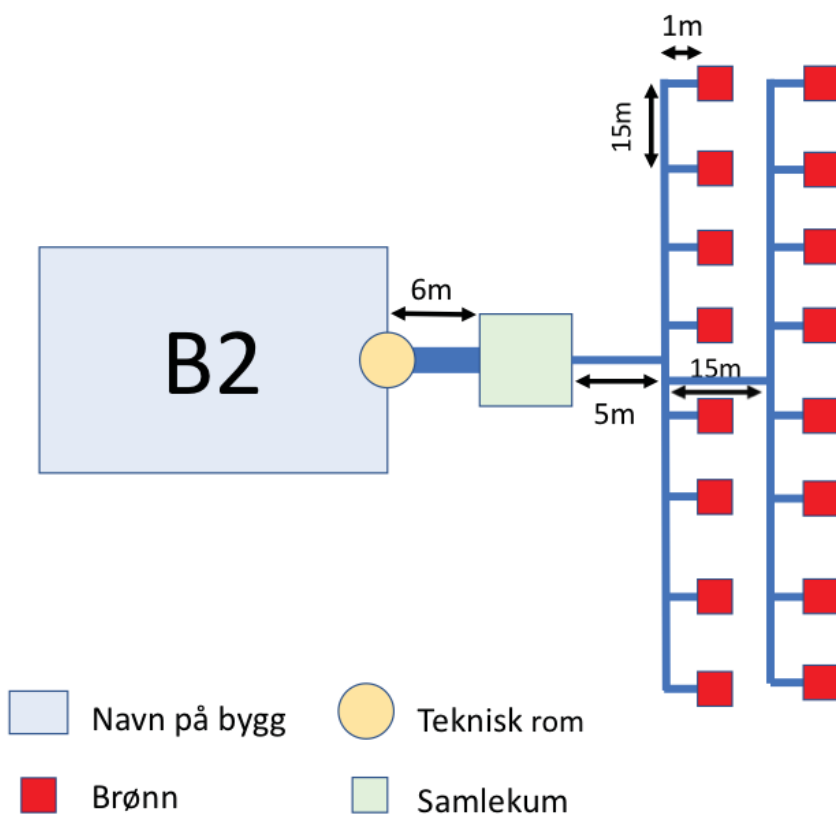
- Rosvold, K. & Hofstad, K. (2016). *Energibrønn*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/energibr%C3%B8nn> (lest 15.02.2018).
- SINTEF. (2011). *Grunnvarme*. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/projectweb/annex29/grunnvarme/> (lest 08.04.2018).
- Smerthu, N. (2018). *e-post utveksling angående kostnader tilknyttet energibrønner for ABE Boring AS* (22.03.2018).
- Statistisk sentralbyrå. (2018). *Konsumprisindeksen*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/kpi> (lest 08.04.2018).
- Weir, D., Sidelnikova, M., Groth, L., Nybakke, K., Stensby, K., Langseth, B., Fonnelløp, J., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S., et al. (2015). *Kostnader i energisektoren, 02-2015*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Aanensen, T. & Bøeng, A. (2017). *Fjernvarme og fjernkjøling*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/fjernvarme> (lest 23.01.2018).
- Aarbø, T., Jonassen, Ø., Kaasa, L., Knudsmoen, H. & Velure, M. (2002). *Eksperter i team: Grunnvarmebasert oppvarming av bolighus - Økt lengde på energibrønner - et lønnsomt alternativ?*. Trondheim: Institutt for geologi og bergteknikk, NTNU.

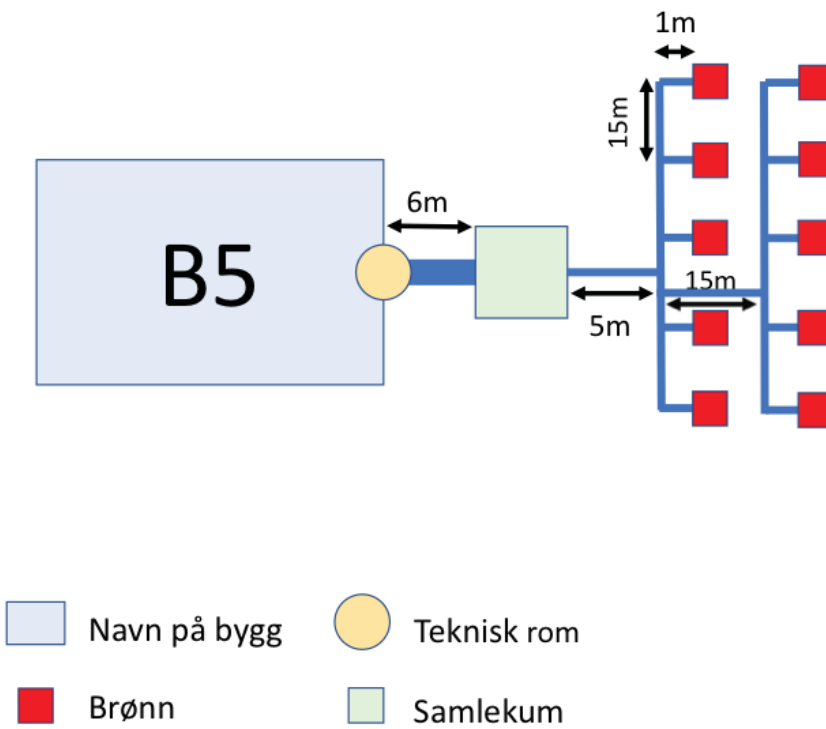
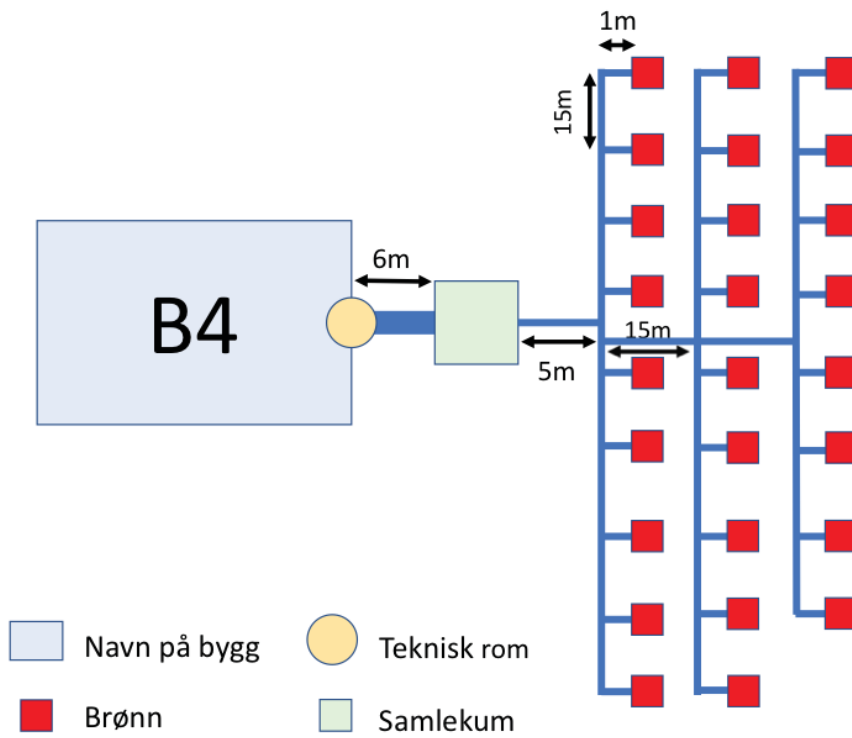
Vedlegg

Vedlegg 1 – Dimensjonering av individuelle brønnløsninger for B1-B5, inkludert røravstand

Forslag til hvordan rørnettet mellom brønnene kan dimensjoneres i alternativ 1 for å tilfredsstillе 15 meter avstand mellom hver brønn.

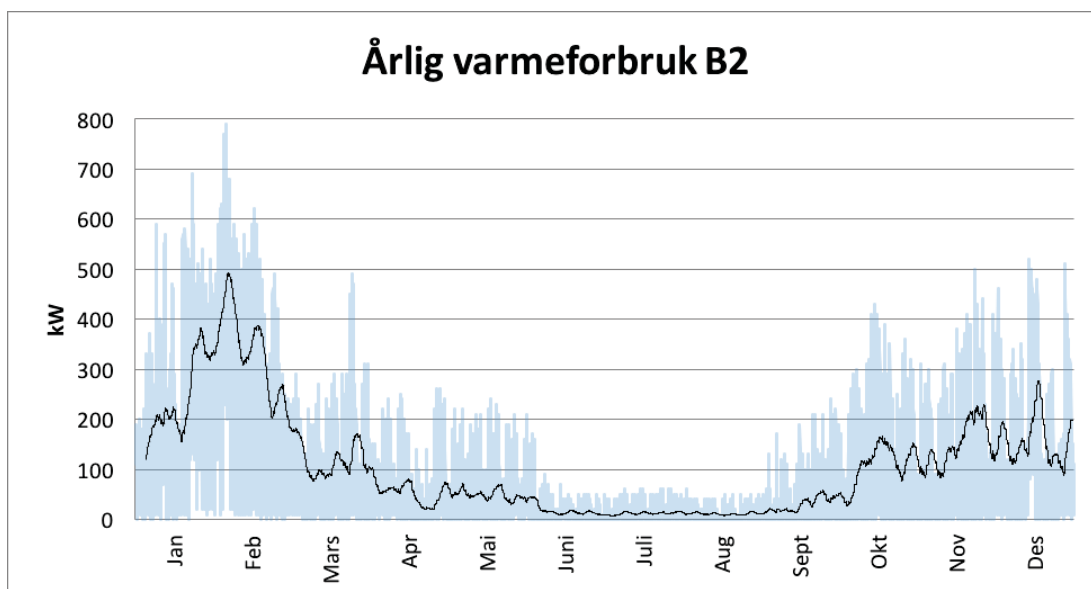
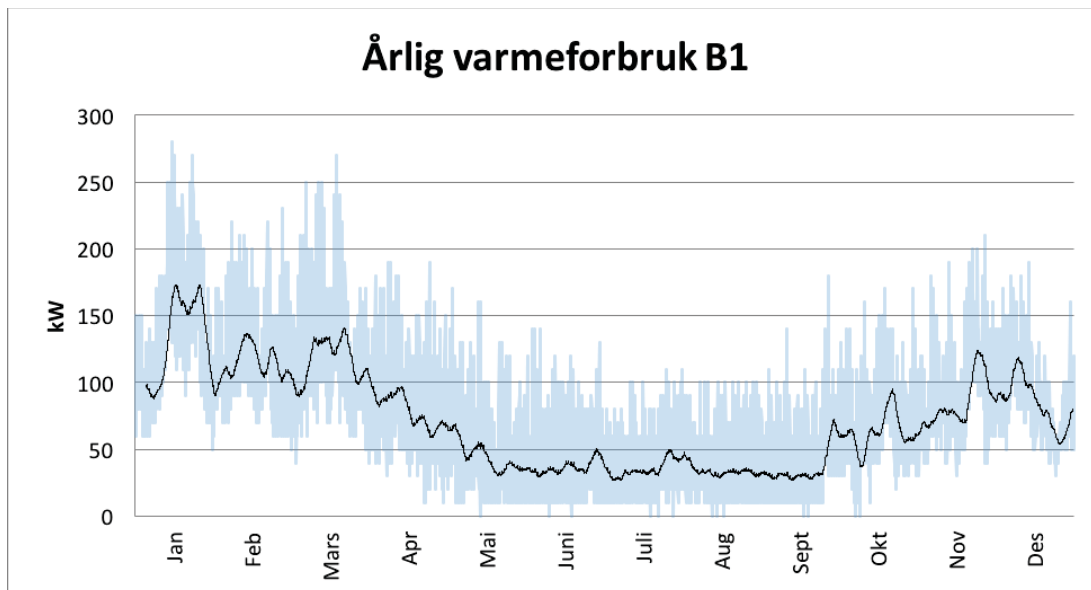




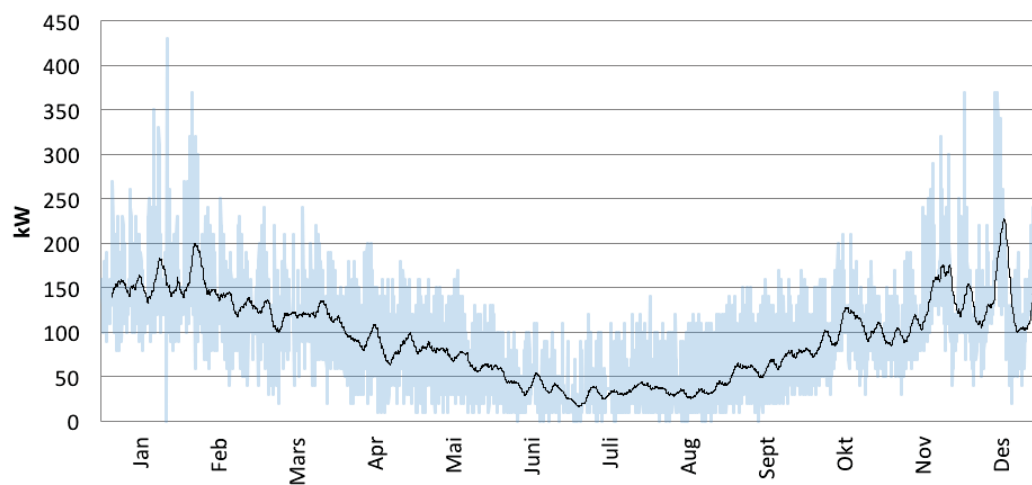


Vedlegg 2 – Årlig varmeforbruk for B1-B5

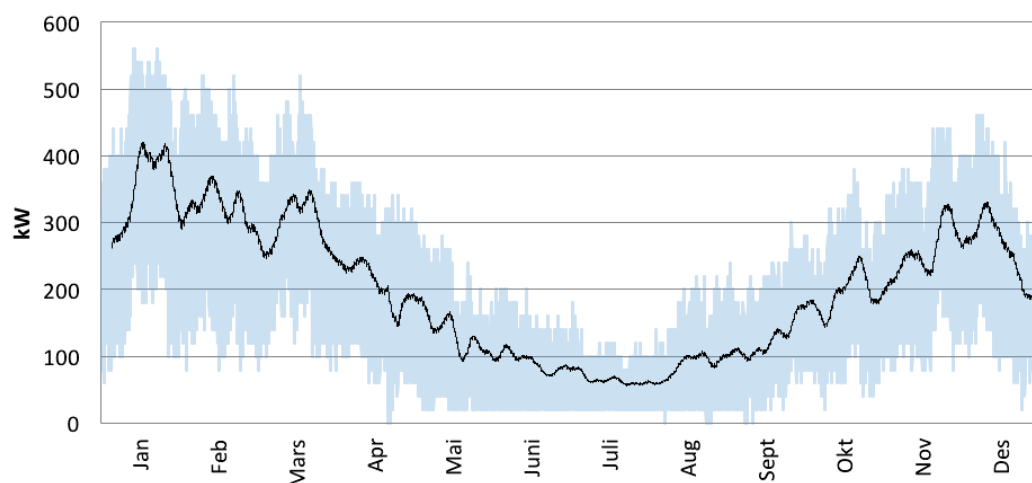
Varmebehov gjennom et år. Grafen inneholder svart trendlinje som viser gjennomsnitt på hver hundrede time. Lyseblå strek indikerer forbruksvariasjonen gjennom året på timesbasis og varierer en del på kort tid.

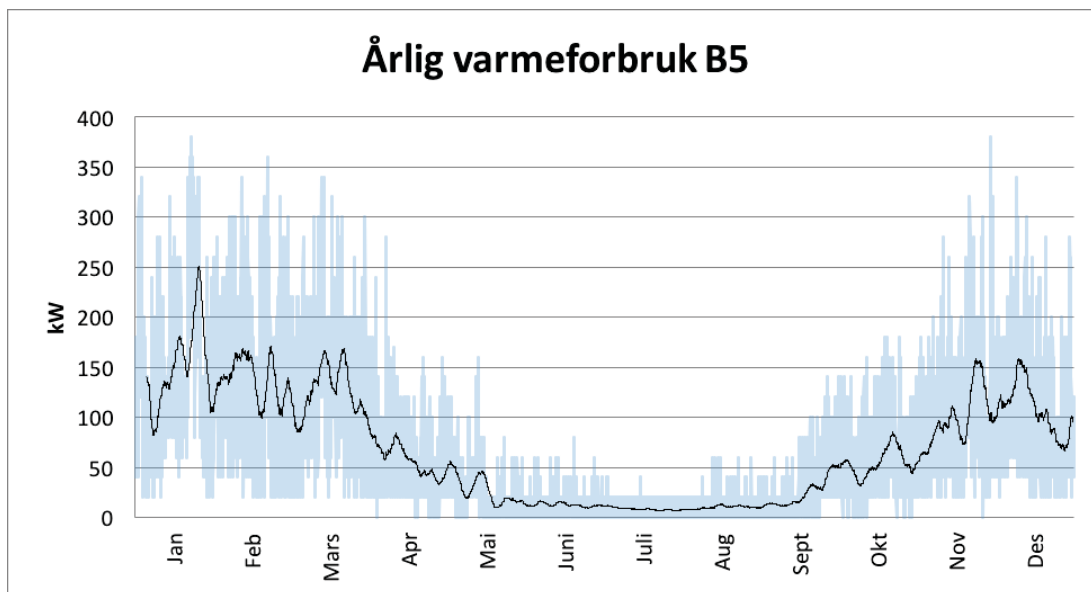


Årlig varmeforbruk B3



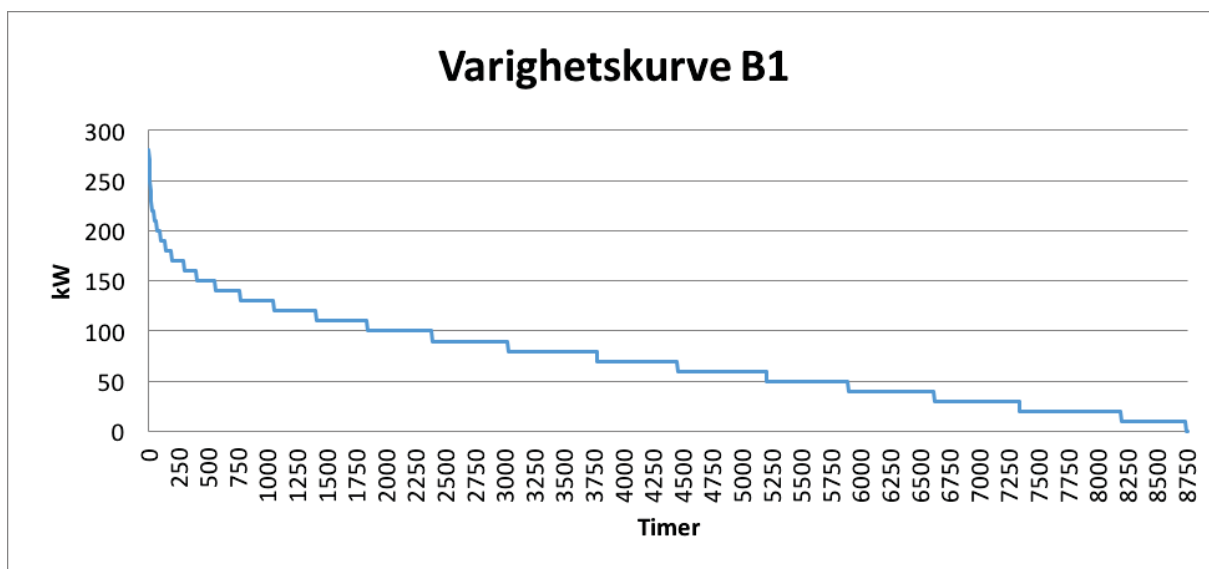
Årlig varmeforbruk B4



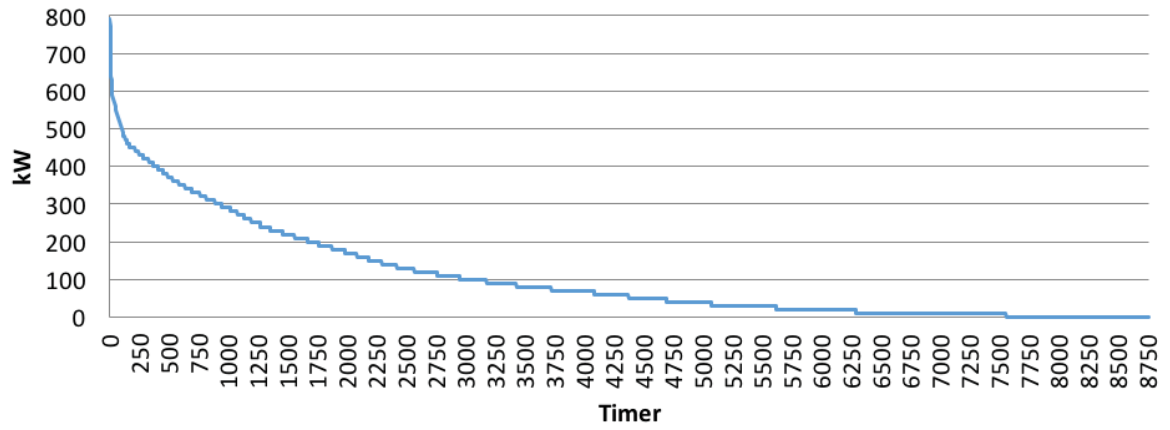


Vedlegg 3 – Varighetskurve for B1-B5

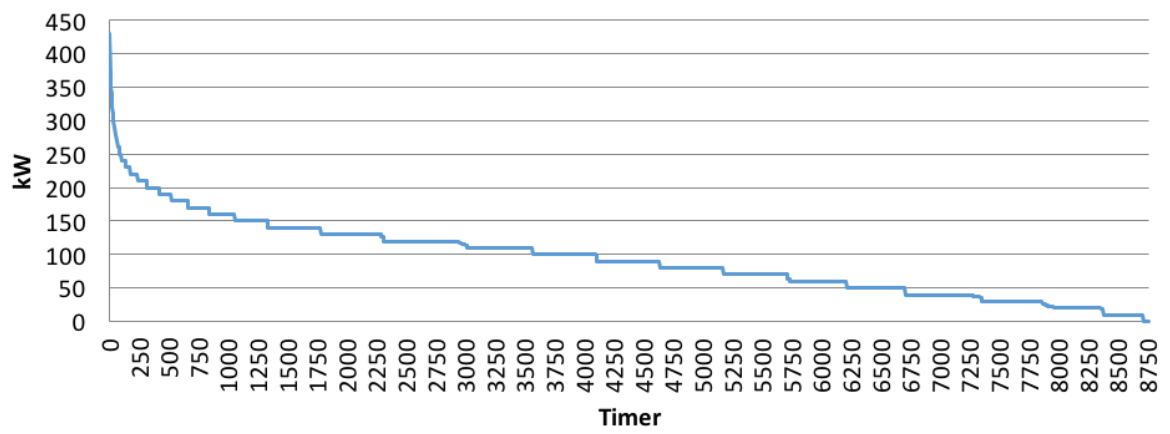
Effektbasert varighetskurve for alle de fem byggene.



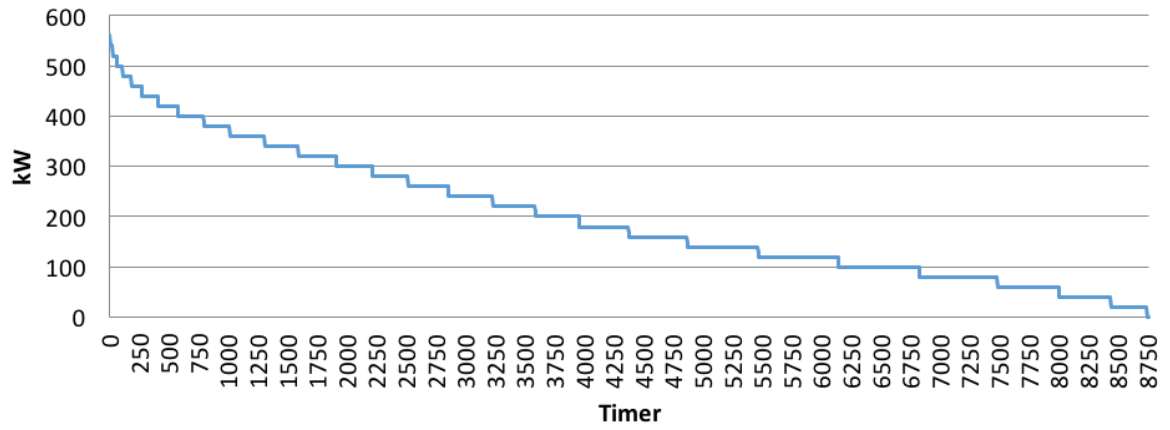
Varighetskurve B2



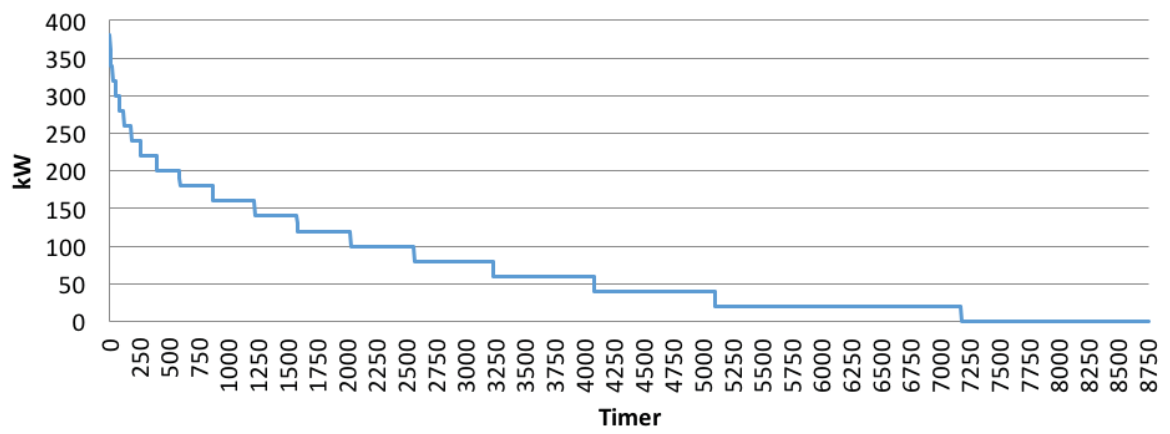
Varighetskurve B3



Varighetskurve B4



Varighetskurve B5



Vedlegg 4 – Interpolerte kostnader per installert kW for elkjeler mellom 150 kW og 1 MW

Effekt	Pris (NOK)		Effekt	Pris (NOK)
150 kW	1405		600 kW	1285
200 kW	1392		650 kW	1271
250 kW	1378		700 kW	1258
300 kW	1365		750 kW	1245
350 kW	1352		800 kW	1231
400 kW	1338		850 kW	1218
450 kW	1325		900 kW	1205
500 kW	1312		950 kW	1191
550 kW	1298		1000 kW	1178

Vedlegg 5 – Interpolerte kostnader per installert kW for varmepumpe mellom 150 kW og 1 MW

Effekt	Pris (NOK)		Effekt	Pris (NOK)
150 kW	6633		600 kW	7072
200 kW	6728		650 kW	6958
250 kW	6824		700 kW	6844
300 kW	6919		750 kW	6730
350 kW	7014		800 kW	6616
400 kW	7109		850 kW	6502
450 kW	7205		900 kW	6388
500 kW	7300		950 kW	6274
550 kW	7186		1000 kW	6160

Vedlegg 6 – Sammenligning av varmeprisen for 2017 for alle de tre alternativene

Bygg	Varmepris alternativ 1 (kr/kWh)	Varmepris alternativ 2 (kr/kWh)	Varmepris alternativ 3 (kr/kWh)
B1	0,56	0,55	0,65
B2	0,71	0,69	0,65
B3	0,56	0,56	0,65
B4	0,54	0,53	0,65
B5	0,66	0,64	0,65



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway