



Noregs miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgåve 2017 30 stp  
Fakultet for realfag og teknologi

## **Analyse av påverknaden sesonglagring av solenergi har på elektrisitetsnettet i eit avgrensa område**

Analysis of the impact seasonal storage of solar  
power has on the power grid in a limited area

Tora Tjensvold  
Industriell økonomi



## Føreord

Denne masteroppgåva er skreven ved fakultet for realfag og teknologi, ved Noregs miljø- og biovitskapelege universitet. Oppgåva markerer avslutninga på sivilingeniørgraden i industriell økonomi, med retning innanfor energifysikk og energiøkonomi. I løpet av dei 6 åra eg har vore på Ås har eg hatt stor utvikling, både fagleg og sosialt. Eg vil takke alle forelesarar og medstudentar som har gjort studietida på Ås både lærerik og full av gode minner.

Engasjementet rundt oppgåva fekk eg etter at eg tok emnet elektriske anlegg og kraftsystem, som handla om elektrisitetsnettet. Eg synest utviklinga og problematikken rundt kapasitetsbehovet i det norske elektrisitetsnettet var spanande og kunne tenke meg ei problemstilling retta mot dette. Eg hadde også høyrte om prosjektet til Petter H. Heyerdahl om sesonglagring av solenergi og spurte difor om det var mogeleg å få til ei problemstilling som kombinerte desse interessefelt, noko det var.

Jobben med å skrive masteroppgåve har vore utfordrande, men også veldig lærerikt. Eg vil spesielt takke hovudrettleiaren min, førsteamanuensis Tor Kristian Stevik for konstruktive og presise tilbakemeldingar. Eg vil også takke biretteljarane mine, førsteamanuensis Petter H. Heyerdahl og Wilhelm Huus- Hansen for gode faglege innspel og engasjerande samtalar. Vidare vil eg takke Tore Trondsen som har svart på mine spørsmål angående bygningane på Hvaler. I tillegg vil eg takke Eivind Bachmann og Sigmund Andre Bakke for å ha vore gode sparringspartnarar gjennom semesteret.

Ås, mai 2017

---

Tora Tjensvold

## Samandrag

I eit samfunn med stadig aukande behov for elektrisitet, ser ein at det må utførast tiltak dersom kapasiteten i elektrisitetsnettet skal vere tilstrekkeleg i framtida. Distribusjonsnettet har allereie i dag utfordringar med å dekke dei verste toppane under vanskelege situasjonar. Problema merkast særst godt på ekstremt kalde dagar.

Problemstillinga for oppgåva er å sjå på korleis sesonglagring av solenergi vil påverke kapasiteten i elektrisitetsnettet i eit avgrensa område. Difor er det valt å sjå på Skjærhalden i Hvaler kommune. Målet er å finne ut om lagring av termisk energi kan bidra til å redusere presset på kapasiteten i distribusjonsnettet. Oppgåva tar føre seg rådhuset, skulebygget og gymsalen.

For å kunne finne svar på problemstillinga er følgande punkt belyst:

- Dagens situasjon for elektrisitetsforbruk.
- Kva termiske lastar det er som trekker effekt frå elektrisitetsnettet og kva som potensielt kan erstattast med sesonglagring av solenergi.
- Kva som kan sparast av effektbalansen på nettet.

Dei termiske lastane som trekk effekt frå elektrisitetsnettet er romoppvarming og oppvarming av tappevann. Klarar ein å dekke behovet for romoppvarming vil ein kunne minke effektbelastninga med 30 % – 55 %, og dersom ein i tillegg får dekt oppvarming av tappevatn vil ein kunne minke belastninga med 35 % – 65 %. Sjølv om solinnstrålinga er størst om sommaren, vil ein kunne nytte den lagra solvarmen også gjennom vinterhalvåret.

Dersom ein skal kunne dekke oppvarmingsbehovet for dei tre bygningane er det naudsynt med ein brønnpark på mellom 117 og 217 brønningar og solfangarareal på mellom 808 og 1501 m<sup>2</sup>, alt etter kor god gjenvinningsgraden i parken er. Ut frå noverdiberekning ser ein at det vil kunne lønne seg å investere i eit slik anlegg framfor å bruke elektrisitet til oppvarming.

Dessutan vil også nettselskapa kunne spare pengar som følgje av at behovet for utbygging og opprusting av elektrisitetsnettet vert mindre.



## Abstract

In a society where the need of electricity is ever- increasing, it is necessary to take measure if the future capacity of the power grid is to be sufficient. Today the problems are noticeable in the distribution network. The grid companies meet challenges to cover the worst peaks during tricky situations, like extremely cold days.

The purpose for this thesis is to look at how seasonal storage of solar energy will affect the capacity of the power grid in a limited area. The intension is to find out whether storage of thermal energy can help to reduce some of the pressure on the capacity in the distribution grid. This thesis looks at the city hall, the school and the gym at Skjærhalden in Hvaler.

To solve the problem, the following subjects was highlighted:

- Current situation of electricity consumption.
- Which thermal loads that draws power from the power grid and which of them who potentially could be replaced by seasonal storage of thermal energy.
- How much of the power balance that potentially could be saved.

The thermal loads that draws power from the grid, are space heating and heating of tap water. If one can cover the need for space heating 30 – 55 % of the load on the power grid can be released. If one can cover the need for water heating as well, 35 – 65 % of the load can be released. Even though the solar radiation is at the highest during the summer, one will be able to use the energy which has been stored during the winter.

To be able to supply the need for heating of these three buildings, it is required to build a plant consisting of between 117 and 217 boreholes, BTES, borehole thermal energy storage and an area of solar collector of between 808 and 1501 m<sup>2</sup>, depending on the recovery rate from the bedrock. The net present value shows that that it will be cheaper to investing in the plant, rather than keep heating the buildings with electricity. Additionally, the grid companies will save money because of the reduced need for upgrading and expanding of the power grid.



## Symbolliste

Symbol	Forklaring	Eining
A	Areal	m <sup>2</sup>
A <sub>o</sub>	Overflateareal	m <sup>2</sup>
C <sub>p</sub>	Spesifikk varmekapasitet	J/kg·K
C <sub>pv</sub>	Volumetrisk varmekapasitet	J/m <sup>3</sup> K
h	Konveksjonskoeffisient	W/m <sup>2</sup> ·K
k	Termisk konduktivitet	W/m·K
k <sub>l</sub>	Leiingsevne	W/m·K
K <sub>t</sub>	Kontantstraum	NOK
n	Levetid	År
NV	Noverdi	NOK
r	Diskonteringsrente	%
t	År	År
T <sub>s</sub>	Temperaturen til eit objekt	K
T <sub>surr</sub>	Temperaturen til omgivnaden	K
U	Effekttap i ein bygning	W
U <sub>0</sub>	Investeringsutgift	NOK
V	Volum	m <sup>3</sup>
W	Effekt	W
Q	Varmeleiing	W
Q <sub>ut</sub>	Utstrålt effekt til eit objekt	W
α	Termisk diffusivitet	m <sup>2</sup> /s
ΔT	Temperaturdifferanse i brønn mellom ferdig oppladd og utladd	K
ΔT <sub>s</sub>	Temperaturdifferanse i brønn mellom ferdig oppladd og utladd	K
ε	Emissivitet	-
ρ	Tettleik	kg/m <sup>3</sup>
σ	Stefan- Boltzmanns konstant	W/m <sup>2</sup> ·K <sup>4</sup>





# Innhald

1	Innleiing .....	1
1.1	Bakgrunn .....	1
1.2	Mål.....	1
1.3	Problemstilling.....	2
1.3.1	Avgrensing .....	2
2	Generell teori .....	3
2.1	Solenergi.....	3
2.1.1	Solforhold.....	3
2.2	Varmeoverføring .....	4
2.2.1	Konduksjon .....	5
2.2.2	Konveksjon.....	5
2.2.3	Stråling .....	5
2.3	Effektbehov .....	5
2.4	Elektrisitetsnettet i Noreg .....	6
2.5	Kostnadar.....	7
2.5.1	Straumpris .....	7
2.5.2	Noverdimetoden .....	8
2.5.3	Nettinvestering .....	8
2.5.4	Investering i solfangaranlegg .....	9
2.6	Usikkerheit.....	9
3	Teknologi .....	11
3.1	Solfangar.....	11
3.1.1	Plane solfangarar .....	11
3.1.2	Verknadsgrad .....	12
3.2	Boring av brønnpark.....	13

3.3	Sesonglagring av energi.....	13
3.3.1	Brønnpark.....	14
3.4	Drift av systemet.....	16
3.5	Drake landing Solar Community.....	16
4	Ressursgrunnlag for Skjærhalden.....	19
4.1	Berggrunn.....	19
4.2	Meteorologi- og innstrålingsdata.....	19
5	Metode.....	21
5.1	Validitet.....	21
5.2	Reliabilitet.....	22
6	Grunnlag og forutsetningar for berekningane.....	23
6.1	Effektforbruk.....	23
6.2	Termisk effektbehov.....	23
6.3	Noverdimetoden.....	24
6.3.1	Noverdiberekning ved hjelp av Monte Carlo simulering.....	25
7	Resultat.....	27
7.1	Effektforbruk.....	27
7.2	Termisk forbruk.....	30
7.3	Kostnadar for anlegget.....	31
7.4	Noverdiberekning.....	32
7.4.1	Noverdiberekning ved hjelp av Monte Carlo simulering.....	32
8	Diskusjon.....	35
8.1	Val av metode.....	35
8.2	Effektforbruk.....	35
8.3	Termisk forbruk.....	36
8.4	Kostnadar for anlegget.....	38
8.5	Noverdiberekning.....	38

8.6	Nettinvestering.....	39
9	Konklusjon.....	41
10	Vidare arbeid.....	43
	Litteraturliste.....	45
	VEDLEGG 1.....	47

# 1 Innleiing

## 1.1 Bakgrunn

Straum er ein føresetnad for utvikling og verdiskaping i samfunnet. Slik utviklinga ser ut til å gå i dag, kan behovet for elektrisitet kome til å auke. Det er eit faktum at dagens samfunn blir meir og meir teknologisk. Vi blir stadig meir avhengig av elektrisitet, og etterspurnaden frå den enkelte forbrukar aukar. Hovudsakleg er dette grunna elektrifisering av samferdsel og oppvarming. Det norske elektrisitetsnettet er gammalt og slik det ligg an har det snart nådd kapasitetsgrensa.

Norske nettselskap står overfor enorme investeringar innan opprusting og utviding av nettet dersom dei skal kunne oppretthalde leveringsikkerheita. Fram mot 2020 planlegg Statnett å bruke 40- 50 milliardar norske kroner på oppgradering av det norske kraftnettet. Drivarane bak investeringane er forsyningsikkerheit, mellomlandsforbindingar (handelsforbindingar) og tilknytning av ny fornybar produksjon (NVE 2016).

Vi lev i eit samfunn der vi vert meir og meir avhengige av sikker straumforsyning. Dersom det oppstår havari på utstyr er det stort sannsyn for at konsekvensen vil verte at ein ikkje får levert straum til enkelte brukarar (Smartgrid).

Ei mogleg løysing på kapasitetsproblemet kan vere sesonglagring av solvarme. Teknologien nyttar solvarmen gjennom heile året ved å lagre innstrålinga som kjem om sommaren. Solvarmen som vert lagra kan så nyttas til å varme opp bygningar om vinteren. Ved å nytte denne teknologien kan det verte mogleg å dekkje delar av oppvarmingsbehovet utan å trekkje elektrisitet frå nettet. Dette vil redusere elektrisitetsbehovet vesentleg, samt frigjere kapasitet som kan nyttast andre stadar.

## 1.2 Mål

Målet med oppgåva er å sjå kva termisk energi kan bidra med for å redusere presset på kapasiteten i det elektriske nettet.

### 1.3 Problemstilling

*Korleis kan sesonglagring av solenergi påverke kapasiteten i elektrisitetsnettet i eit avgrensa område?*

For å kunne løyse problemstillinga må følgande forskingsspørsmål svarast på:

- Korleis er dagens situasjon med tanke på forbruk?
- Kva termiske lastar er det som trekker, og kva kan erstattast ved sesonglagring av solenergi?
- Kva kan ein spare av effektbalansen på nettet ved at ein heller nyttar sesonglagring av solenergi til oppvarming?

#### 1.3.1 Avgrensing

Oppgåva er retta mot øya Kirkøy i øysamfunnet Hvaler og skal ta føre seg rådhuset, skulen og gymsalen. Grunnen til at desse er valt er fordi det er nokre av dei mest energikrevjande bygga på øya. Fokuset i oppgåva vil vere rundt distribusjonsnettet, då det er denne delen av nettet som er relevant når ein ser på eit avgrensa område som Hvaler. Fokuset i oppgåva er knytt til forbruket som går med til oppvarming, altså er det ikkje sett på løysingar med kjøling.

## 2 Generell teori

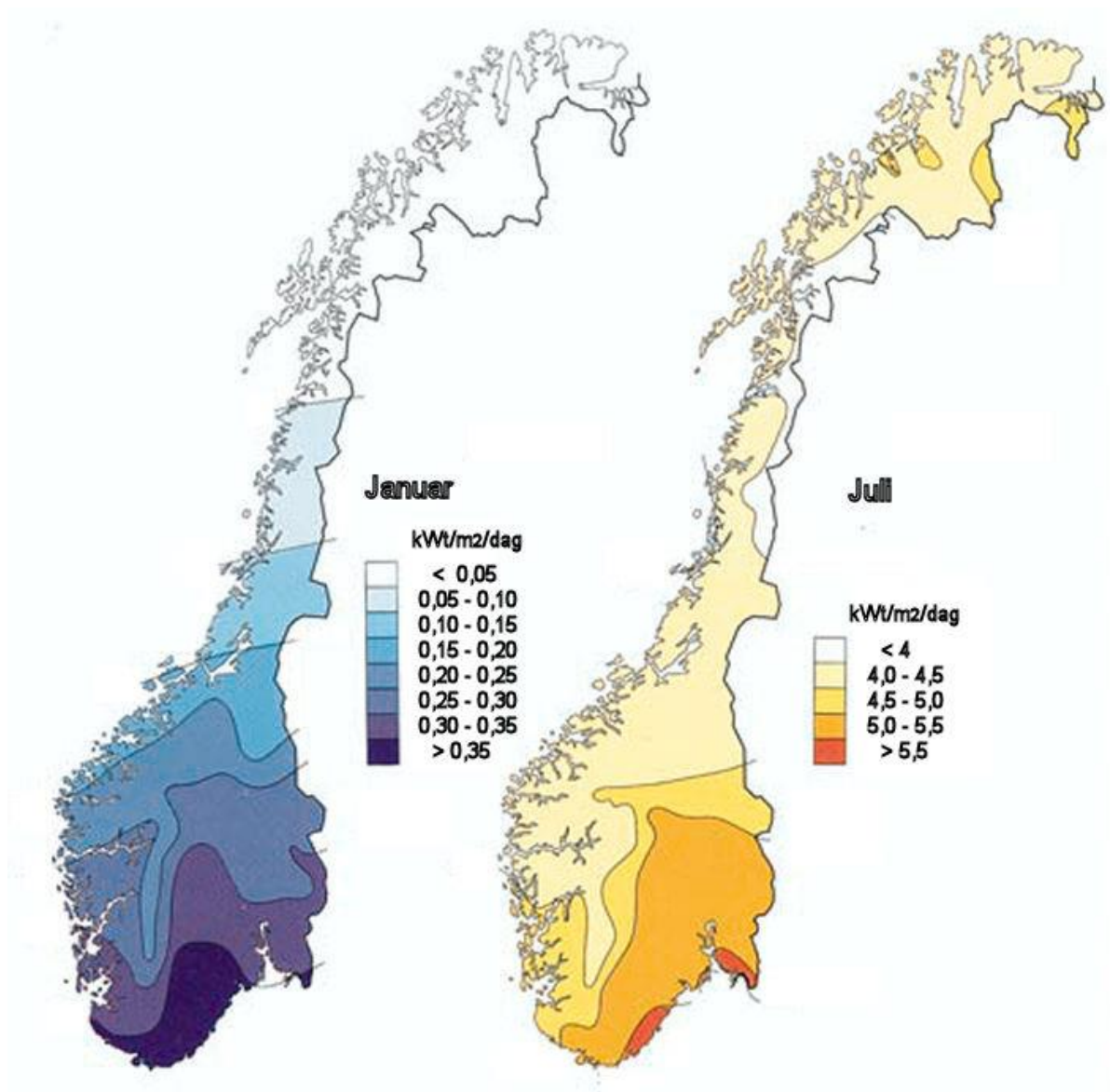
### 2.1 Solenergi

Sola sender kontinuerleg ut stråling som treff jordas overflate med ein gjennomsnittleg effekttettleik lik  $1366 \text{ W/m}^2$ . Om lag 30 % av denne innstrålinga vert reflektert tilbake til verdsrommet og om lag 20 % blir absorbert av skyer og andre molekyl i lufta. Resterande 50 % treff jordoverflata (Chen 2011).

Det finnst rikeleg med energi i innstrålinga som treff jorda. Problemet er at mesteparten kjem i periodane med minst behov og det finnst ikkje noko god løysing for å lagre energien (Myhre 2008).

#### 2.1.1 Solforhold

Den årlege innstrålinga endrast med geografisk plassering på kloden. På dei mest solrike stadane kan innstrålinga mot ei horisontal plate kome opp i  $2500 \text{ kWh/m}^2$ . Sidan solfangaren vil stå vinkla, vil verdiane variere ut frå vinkling, samt plassering og retning på taket. For Noreg er årleg solinnstråling mellom  $700$  og  $1100 \text{ kWh/m}^2$ . Det er også stor variasjon i innstrålinga gjennom året. Ein skyfri sommardag i Sør- Noreg kan gi  $8,5 \text{ kWh/m}^2$ , medan innstrålinga om vinteren kan vere nede i  $0,02 \text{ kWh/m}^2$  (Salvesen 2001). Sjå Figur 2.1.



Figur 2.1: Solinnstråling. Figuren viser solinnstrålinga mot ei horisontal flate for Noreg i januar og juli (Salvesen 2001).

Det å kunne nytte solenergi til oppvarming vert ofte vurdert som lite interessant i Noreg grunna låg innstråling i dei månadane behovet er størst. Dette stemmer midtvinters, men om hausten og våren er det god innstråling og samtidig lange periodar med varmebehov (Salvesen 2001).

## 2.2 Varmeoverføring

Varmeoverføring er transport av varme som følgje av skilnad i temperatur mellom to medium. Varme kan overførast på tre ulike måtar; stråling, konduksjon og konveksjon (Chajar & Cengal 2011).



### 2.2.1 Konduksjon

Konduksjon er varmeutveksling som oppstår ved kontakt mellom to medium. Varmeleiinga kan beskrivast ved hjelp av Fouriers lov:

*Formel 1: Fouriers lov:*

$$Q = -kA \frac{dT}{dx}$$

Der  $Q$  er varmeleiing,  $k$  er materialets termiske konduktivitet,  $A$  er arealet og  $\frac{dT}{dx}$  er temperaturgradienten. (Chajar & Cengal 2011).

### 2.2.2 Konveksjon

Konveksjon er varmeutveksling ved transport av væske eller gass. Varmeleiinga kan beskrivast ved hjelp av Newtons avkjølingslov:

*Formel 2: Newtons avkjølingslov*

$$Q = hA\Delta T$$

Der  $Q$  er varmeleiing,  $h$  er konveksjonskoeffisienten,  $A$  er arealet og  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom mediet og omgivnaden (Chajar & Cengal 2011).

### 2.2.3 Stråling

Stråling er varmeoverføring gjennom elektromagnetisk stråling. Netto strålingstap for eit objekt beskrivast ved hjelp av Stefan- Boltzmanns lov:

*Formel 3: Stefan – boltzmanns lov:*

$$Q_{Ut} = \varepsilon\sigma A(T_s^4 - T_{surr}^4)$$

Der  $Q_{Ut}$  er utstrålt effekt,  $\varepsilon$  er objektets emissivitet,  $\sigma$  er Stefan- Boltzmanns konstant,  $A$  er arealet,  $T_s$  er objektets temperatur og  $T_{surr}$  er temperaturen til omgivnaden (Chajar & Cengal 2011).

## 2.3 Effektbehov

Tabell 2.1 viser kor stor del av elektrisitetsforbruket i ulike bygningar som går med til oppvarming (Enova 2015).

*Tabell 2.1: Temperaturavhengig del av straumforbruket. Tabellen viser kor stor del av elektrisitetsforbruket som går med til oppvarming av ulike typar bygningar ut i frå kva teknisk byggeforskrift som er brukt.*

#### Temperaturavhenging andel:

Bygningskategori	Eldre enn 1950 (Eldre)	1951–1970 (TEK49)	1971–1988 (TEK69)	1989–1998 (TEK87)	1999–2008 (TEK97)	2009–2011 (TEK07)	2012–2014 (TEK10)	Passivhus/lavenergi
Småhus	0,75	0,70	0,60	0,50	0,50	0,35	0,30	0,25
Boligblokk	0,70	0,65	0,60	0,40	0,40	0,30	0,25	0,20
Barnehage	0,75	0,70	0,65	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
Kontorbygg	0,55	0,45	0,45	0,40	0,30	0,25	0,20	0,20
Skolebygg	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
Universitet- og høyskolebygg	0,50	0,45	0,40	0,40	0,30	0,25	0,20	0,15
Sykehus	0,45	0,40	0,35	0,40	0,35	0,25	0,20	0,15
Sykehjem	0,50	0,45	0,45	0,40	0,40	0,30	0,25	0,20
Hoteller	0,55	0,50	0,45	0,45	0,35	0,35	0,30	0,25
Idrettsbygg	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
Forretningsbygg	0,50	0,45	0,40	0,40	0,30	0,25	0,25	0,25
Kulturbygg	0,70	0,65	0,60	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
Lett industri, verksteder	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,40	0,35

Som ein ser av Tabell 2.1 har oppvarmingsbehovet vorte mindre og mindre med åra. Rådhuset på Hvaler er bygd i 2001 og følger difor TEK97, noko som vil sei at 30 % av elektrisitetsforbruket går med til romoppvarming. For skulen og gymsalen vert 55 % nytta for vidare berekning då bygningane er frå høvesvis 1984 og 1982.

Årleg energiforbruk for rådhuset, skulen og gymsalen er henta frå energiattest gitt av NVE 06.08.2012, og er høvesvis 320 000, 250 000 og 61 000 kWh/år. Oppvarmingsbehovet vil då verte 96 000 kWh/år for rådhuset, 137 500 kWh/år for skulen og 33 550 kWh/år for Gymsalen (NVE 2012c) (NVE 2012b) (NVE 2012a).

Frå analyser av energibruk i yrkesbygg gjort av NVE ser ein at energibehovet for oppvarming av tappevann i ein kontorbygning står for 5 % av den totale energibruken til bygget. For skulebygg og idrettshall er tala høvesvis 3 % og 10 %. Behovet for termisk energi i bygningane vert då 35 % for rådhuset, 58 % for skulen og 65 % for gymsalen, noko som gir eit samla energibehov på 296 650 kWh/år (Langseth 2016).

## 2.4 Elektrisitetsnettet i Noreg

Det norske elektrisitetsnettet er i dag delt inn i tre nivå: sentral-, regional og lokalt distribusjonsnett. Sentralnettet dekkjer heile Noreg og utgjer hovuddelen av kraftleidningsnettet. Sentralnettet knyt forbrukarane til det landsdekkande overføringsnettet og har spenningsnivå på 300 og 420 kV. Regionalnettet har vanlegvis spenningar på 66 og 132 kV og transporterar straumen frå sentralnettet og fram til det lokale distribusjonsnettet.

Distribusjonsnettet er det lokale nettet som transporterar straumen fram til sluttbrukarane og har spenningsnivå på 230 V og 22 kV (Mæhlum 2016).

Dimensjoneringa av straumnettet avhenger av effektbalansen, som er forholdet mellom tilgjengeleg kraft og kraftforbruket i eit gitt tidspunkt. Effektkapasiteten er avgrensa fordi dei ulike komponentane i kraftnettet har termiske grenser som seier noko om kor mykje elektrisk effekt som kan overførast utan at tapet blir for stort eller at komponentane øydeleggast. Det er difor essensielt at straumnettet toler forbruket når det er på sitt høgaste (Meld. St. 14 (2011 - 2012)).

I Noreg har vi effekttoppar om morgonen og kvelden, og vinterstid blir toppen enda større enn midt på sommaren. Som følgje av auke i forbruk og liten tilgang på ny produksjon aukar krava til overføringskapasiteten inn til underskotsområder, som vil sei områder der etterspurnaden er større enn produksjonskapasiteten (Meld. St. 14 (2011 - 2012)).

Ei av dei største utfordringane i nettet er flaskehalsar. Ein flaskehals oppstår dersom overføringsnettet ikkje klarar å overføre nok elektrisk kraft frå eit område til eit anna. Flaskehalsar er konsekvensar av for liten tilgjengeleg produksjonskapasitet kombinert med avgrensa importmoglegheiter, eller produksjonsoverskot i kombinasjon med avgrensa eksportmoglegheit (forskningsråd et al. 2016).

## 2.5 Kostnader

### 2.5.1 Straumpris

Straumprisen er bygd opp av Nordpools områdepris, kalla spotpris, samt nettleige. Nettleiga består av eit fastledd, eit energiledd, i nokre tilfelle også effektledd, samt forbruks- og Enova-avgift. Nettselskapa kjøper straumen til spotpris frå Nordpool, som er den nordiske kraftbørsen. (Nord Pool 2017). Før straumen vert seld vidare leggast det til nettleige i den prisen kunden må betale. Norgesnett Fredrikstad har ulike straumavtalar for kundane sine. Det er antatt at Hvaler kommune har energibasert nettleige. Dette fordi det vil vere gode prognosar for kva dei brukar og difor lite truleg at dei har effektbasert nettleige. Norgesnett Fredrikstad nyttar frå og med 01.03.2017 eit fastleddet på 2514 kr/år avtalar for energibasert nettleige. Denne er då inkludert avgift til Enova. Energileddet og forbrukaravgifta er på høvesvis 18,7 øre/kWh og 20,4 øre/kWh (Avgifter på nettleien 2017 2017).

### 2.5.2 Noverdimetoden

Ei krone er verdt meir i dag enn om ti år. Noverdimetoden samanliknar verdien til framtidige kontantstraumar knytt til investering, ved investeringstidspunktet, med investeringsutgiftene. Differansen mellom inntekter og investeringskostnad kallast nettonoverdi (NNV). Dersom NNV er positiv er investeringa lønsam, altså dersom noverdien av dei framtidige kontantstraumane er større enn investeringskostnaden i år 0.

Noverdien kan reknast ut på denne måten:

*Formel 4: Noverdi*

$$NV = U_1 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Der  $NV$  er noverdien,  $U_0$  er investeringsutgifta,  $K_t$  er kontantstraumen i år  $t$ ,  $n$  er levetida og  $r$  er diskonteringsrenta (Hoff 2009).

Investeringsutgifta vil vere kostnadane knytt til investering av anlegget, inkludert montering og eventuelle avgifter som måtte oppstå. Kontantstraumen er dei forventa pengestraumane som følgje av investeringa. I dette tilfellet vil det bli kostnadane for elektrisk straum, pluss vedlikehaldskostnadane til investeringa, minus sparte elektrisitetskostnadar som følgje av investeringa. Investeringa vil då vere lønsam dersom noverdien ved å investere er større enn noverdien ved ikkje å investere og framleis bruke elektrisitet til oppvarming.

### 2.5.3 Nettinvestering

Det vil vere store variasjonar i kostnadane når det kjem til investeringar i nettet. Kostnadane vil vere avhengig av omfang, materialbruk, spenningsnivå, kva type anlegg som nyttast, klimatiske forhold, topografi, tilgjengelegheit og tekniske løysingar. Det er vanskeleg å kome med nøyaktig kostnadsanslag knytt til oppgradering av nett, men tala under viser kva storleikar ein opererer med. For distribusjonsnettet vil prisane grovt sjå slik ut:

- Luftleidning: 0,2 – 2 millionar NOK/km
- Jordkabel: 0,4 – 6 millionar NOK /km
- Nettstasjon: 0,2 – 2 millionar NOK

(Ørjasæter 2017)

## 2.5.4 Investering i solfangaranlegg

Tabell 2.2 viser ei framstilling av prisar knytt til investering i solfangaranlegg og brønnpark. Automatikk, transport og montering er estimert ut frå prosjekt som er under planlegging i dag. Dette er kostnadar som er vanskeleg å sei nøyaktig kor store dei vil verte. Grunnen til det er at dei avhenger av transportavstand, talet på timar brukt til montering, samt størrelse på styringssystemet (Huus- Hansen 2017).

Tabell 2.2: Tabellen viser prisane knytt til investering i anlegg (Huus- Hansen 2017).

<b>Komponent</b>	<b>Pris</b>
Brønn	11000 kr pr. brønn
Solfangar	2000 kr pr. m <sup>2</sup>
Pumper	6000 kr pr. stk.
Rør distribusjon	720 kr pr. meter
Leidning	600 kr pr. meter
Ventil	1000 kr pr. stk.
Automatikk	250000 kr
Dreneringstank	5000 kr pr. stk.
Transport	50000 kr
Montering	100000 - 200000 kr

## 2.6 Usikkerheit

Usikkerheit definerast som skilnaden mellom den naudsynte informasjonmengda for å utføre oppgåva med sikkerheit, og den informasjonmengda som er til rådighet for utføringa av oppgåva. Usikkerheita kan anten vere knytt til menneskas vit om ein parameter, framtidige forhold, eller ytre påverknad. Det vil vere usikkerheit i alle prosjekt. I dette prosjektet er den største usikkerheita knytt til gjenvinningsgraden i parken, samt framtidige straumprisar, men det er gjenvinningsgraden som vil vege tyngst, då det enno er gjort lite forskning kring denne parameteren. Den mest utbreidde forma for usikkerheitsanalyse er prosjektmodellar som nyttar simuleringsteknikken Monte Carlo. I Monte Carlo teknikken nyttast den stokastiske informasjonen i modellen til å berekne eit resultat. Styrken til modellen er at ein ved hjelp av ulike fordelingsfunksjonar kan modellere ulike element med stor nøyaktigheit. Med gode inngangsdata vil modellen gi gode analyseresultat. Teknikken eignar seg godt til analyse av problemstillingar med detaljerte tekniske eller økonomiske samanhengar. Berekninga går føre seg ved at dataprogrammet trekk ut tilfeldige utfall frå kvar enkelt storleik, i samsvar med den definerte fordelingsfunksjonen for kvart element i modellen. Deretter vert sluttresultatet rekna saman og lagra før nye inngangsdata vert trekt og ei ny berekning gjennomførast. Ved å la

programmet køyre mange berekningar etter kvarandre får ein fram statistikk over sluttresultatet. Dette gir ein god representasjon av resultatet for heile prosessen (Husby et al. 2005).

## 3 Teknologi

Sesonglagring av solenergi er ein teknologi som går ut på å samle termisk energi om sommaren når innstrålinga er høg og lagre det i berggrunnen. Den lagra varmen kan så hentast fram igjen om hausten og vinteren når oppvarmingsbehovet er stort.

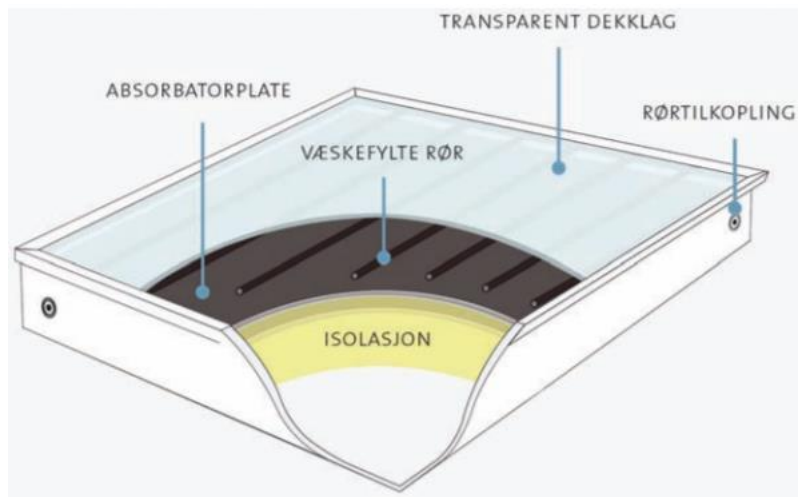
### 3.1 Solfangar

Solfangarar hentar energi frå solinnstrålinga og konverterar den til varme. Enkelt forklart er ein solfangar ei plate som eksponerast for sollys. Det absorberte lyset vert omdanna til varme som deretter overførast til energiberaren, som til dømes kan vere vatn. Noko av solinnstrålinga vert reflektert og absorbert i glaset og reknast som transmisjonstap. Transmisjonstapet påverkast av solas innfallsvinkel, samt dekklaget til solfangaren og absorbatorens strålingstekniske eigenskapar. Resten av innstrålinga går gjennom dekklaget og varmar opp absorbatoren. Varmetapet frå absorbatoren er avhengig av temperaturskilnaden mellom absorbator og lufta ute. Dess større temperaturskilnaden er, dess større blir tapet og mengda nyttebar varme vert redusert. Det finnst fleire typar solfangarar. Den mest brukte solfangaren i Europa er den plane solfangaren (Chen 2011).

Med tanke på miljøvenlegheit er utnytting av solenergi gjennom bruk av solfangarar og solceller truleg ein av dei beste energiteknologiane som finnst i dag (Myhre 2008).

#### 3.1.1 Plane solfangarar

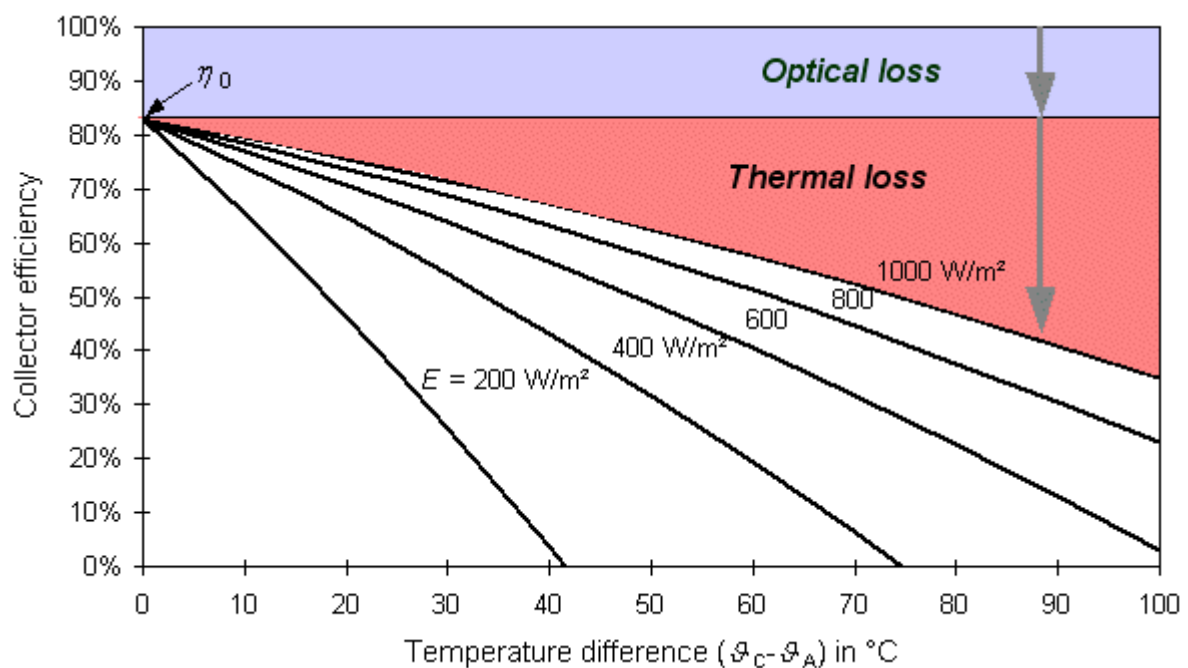
Solfangaren består av ei flat plate som fungerer som absorbator med ein energiberar som sirkulerer i røyr. Sjå Figur 3.1 Absorbatoren er laga i eit varmeleiande materiale og energiberaren som sirkulerer kan oppnå temperaturar opp til 60°C eller 80°C. Det mest vanlege er å nytte aluminium eller kopar som absorbatormateriale, men solfangarane vert rimelegare dersom ein nyttar plast. Solfangaren har eit eller fleire dekkglas for å minke varmetap gjennom overflata. Den er også isolert på undersida. Den plane solfangaren har lang levetid og kan brukast over fleire tiår før den må bytast. I områder med låge temperaturar er det naudsynt med frostveske i energiberaren som sirkulerer for ikkje å øydeleggje røyra i solfangaren (Chen 2011).



Figur 3.1: Figuren viser ein flatplatesolfangar med dekkglas, rørsystem, isolasjon og absorbator (Andresen 2008).

### 3.1.2 Verknadsgrad

For å berekne verknadsgraden til solfangaren nyttast kurver basert på kva solfangaren yt ved ulike innstrålingar og temperaturdifferansar. I denne oppgåva er det valt å nytte kurva framstilt av Volker Quaschning, vist i Figur 3.2. Ein ser at varmetapet aukar når temperaturdifferansen mellom middeltemperaturen i solfangaren ( $t_c$ ) og omkringliggende luft ( $t_a$ ) vert større. Ved låg innstråling minkar verknadsgraden hurtigare.



Figur 3.2: Figuren viser verknadsgrada til solfangaren ved ulike innstrålingar og temperaturdifferansar (Solar thermal water heating 2004).



Den viktigaste faktoren som påverkar verknadsgrada til solfangaren er varmetapet gjennom toppdekslet. Varmetapet avhenger av solinnstrålinga, noko som betyr at dess svakare innstrålinga er, dess lågare vert verknadsgraden (*Solar thermal water heating* 2004).

### 3.2 Boring av brønnpark

Det fyrste ein gjer ved boring i fjell er å bore eit fôringsrøyr godt ned i fjellet gjennom lausmassane. Før ein byrjar med vidare boring i fjell tettast det med bentonittpellets og vatn mellom fôringsrøyret og fjellet. Ein lar blandinga stå og svelle eit par timar før ein pressar på med eit stempel som gjer at bentonittslurryen vert pressa opp langs utsida av røyret og på denne måten tettar holrommet mellom røyr og berg (Veslegard & Simonsen 2013).

Vidare boring i fjell kan anten gjerast ved hjelp av luftdreven senkborhammar, eller ved topphammarboring. Senkborhammaren er ei maskin som settast ned i holet og overfører slagenergien direkte til borekrona. Då vert luft pressa ned gjennom borerøyra, og drive hammaren med borekrona i enden nedover i fjellet. Ved topphammarboring vert slagenergien tilført oppe ved boreriggen. Hammaren har innebygd rotasjonsmotor, og slaget frå hammaren vert overført gjennom borestrengen og ned til borekrona. Fjellet under borekrona vert i begge tilfella knust, og borkaks og slam vert blåst opp etter kvart som boren bevegar seg nedover (Veslegard & Simonsen 2013).

### 3.3 Sesonglagring av energi

Evna eit medium har for å lagre varme er uttrykt ved spesifikk varmekapasitet, og definert som mengda varme som er lagra i mediet pr. kelvin (Banks 2012).

Termisk diffusivitet seier noko om forholdet mellom leiingsevna til materiale og materialets evne til å lagre varme. Dess høgare termisk diffusivitet, dess raskare fordelar varmen seg i materialet. Låg verdi betyr då at varmen i stor grad vert absorbert av materialet. Det er difor ønskeleg med låg termisk diffusivitet ved lagring av varme i berggrunnen, slik at varmen ikkje forsvinn til oppvarming av jorda.

Termisk diffusivitet [ $\text{m}^2/\text{s}$ ] er definert som:

*Formel 5: termisk diffusivitet*

$$\alpha = \frac{k_l}{\rho C_p}$$

Der  $\alpha$  er termisk diffusivitet,  $k_l$  er leiingsevna,  $\rho$  er tettleiken og  $C_p$  er spesifikk varmekapasitet (Banks 2012).

Dei termiske eigenskapane til ulike medium er vist i Tabell 3.1.

Tabell 3.1: Viser termiske eigenskapar til utvalde medium (Banks 2012).

	Termisk leiingsevne [W/m <sup>3</sup> K]	Volumetrisk varmekapasitet [MJ/m <sup>3</sup> K]	Termisk diffusivitet [mm <sup>2</sup> /s]
<b>Steinar</b>			
Kol	0.3	1.8	0.1
Sandstein	2.0 – 6.5	2.0 – 2.1	1.0 – 3.1
Gneiss	2.5 – 4.5	2.1 – 2.6	1.2 – 1.7
Granitt	3.0 – 4.0	1.6 – 3.1	1.3 – 1.9
Kvarts	5.5 – 7.5	1.9 – 2.7	2.8 – 2.9
<b>Andre</b>			
Luft	0.024	1.29×10 <sup>-3</sup> ved 1 atm	18.6
Is	1.7 – 2.0	1.9	0.9 – 1.1
Vatn	0.6	4.18	0.1

### 3.3.1 Brønnpark

Ein brønnpark er energibrønner som er satt i system. Det finnst mange måtar ein kan utforme parken på, men val av utforming vil vere avgjerande for optimaliseringa av parken. Grunnen til dette er at utforminga av brønnane påverkar ytinga til brønnparken. Ved å utforme parken som ein sylinder får ein høgt overflateareal. Dette er ønskeleg fordi parken då vil kommunisere med mest mogeleg kringliggande fjell (Sibbitt & McClenahan 2015).

Ein brønnpark består av eit stort volum berggrunn med eit sett borehol. For å kunne berekne kor stort volum som er naudsynt for å kunne lagre nok energi til å dekke energibehovet nyttast følgjande formel:

Formel 6: Energi lagra i bakken

$$W = C_{pv} * V * \Delta T_s$$

Der  $W$  er energien som må lagrast,  $C_{pv}$  er den volumetriske varmekapasiteten i fjellet,  $V$  er volumet av berggrunnen og  $\Delta T_s$  er temperaturdifferansen i brønnen mellom ferdig oppladd og utladd brønn.

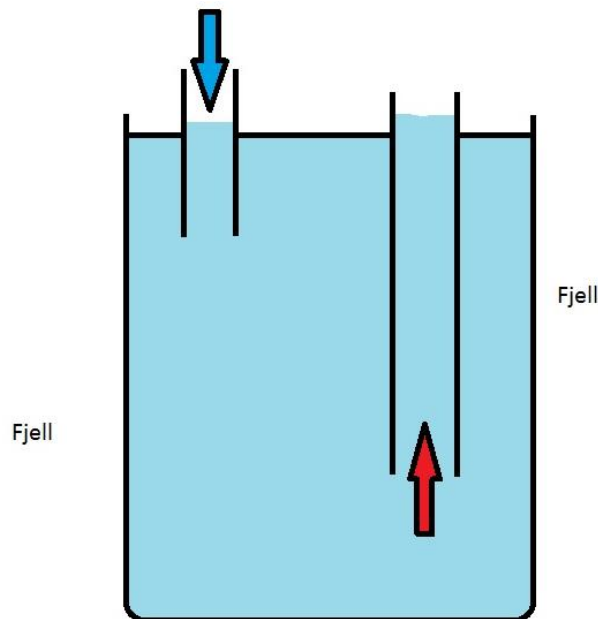
Overflatearealet på brønnparken finnst ved bruk av denne formelen:

Formel 7: Volumet til ein sylinder

$$V = A_o * h$$

Der  $V$  er volum,  $A_o$  er overflatearealet og  $h$  er høgda på sylindren.

Borehola er vertikale og har ein gitt avstand mellom seg. Kvart borehol inneheld ei strømpe som er lukka i botn, og som inneheld eit kort og eit langt røyre. Illustrasjon av ein slik strømpe er vist i Figur 3.3.



Figur 3.3: Figuren viser strømpen i boreholet.

Heile strømpa fyllast med vatn, og vatnet som kjem frå solfangaren pumpast ned i strømpa via det korte røyret. Når vatnet har gitt frå seg varme til kringliggande berggrunn vender det attende til solfangaren via det lengste røyret. Fordelen med å bruke strømpe er at kontaktflata mellom vatn og fjell vert stor. Dette fører til at varmeoverføringa, som skjer ved konduksjon, vert høg.

Talet på brønningar som er naudsynt for å dekke energibehovet finnast på følgjande måte:

Formel 8: Naudsynt tal på brønningar basert på berggrunnsvolum

$$\text{Talet på brønningar} = \frac{\text{Aktivt overflateareal for parken}}{\text{Aktivt overflateareal for kvar brønn}}$$

Toppen av brønnparken er isolert med jord og kan formast og byggast over, som til dømes parkeringsplassar eller nyttast som jordbruksareal. For å lade og tømme berggrunnen, som vert nytta som energilager, pumpast det vatn ned i og opp frå berggrunnen (Sibbitt & McClenahan 2015).

### 3.4 Drift av systemet

Varme overføres når oppvarmingskjelda har høgare temperatur enn mediet som skal varmast opp. Når solinnstrålinga er stor går vasstraumen frå solfangarane og ned i strømpa, der det varmar opp vatnet i strømpa. Ved hjelp av konduksjon overføres så varmen frå vatnet i strømpa over til berggrunnen. Når ein skal varme opp ein bustad på vinteren pumpast kaldt vatn ned i brønnane og vatnet vert varma opp av berggrunnen før det returnerer til bustaden der det nyttast til oppvarming av rom og eventuelt tappevatn (Huus- Hansen 2017).

Anlegget nytta i demonstratoren denne oppgåva baserer seg på har sjølvdrenering og kan difor nytte reint vatn som energiberar. Grunnen til at det er ønskeleg å nytte vatn er dei termiske og fysiske eigenskapane det har. På grunn av sentrifugalpumpene vil vatnet renne tilbake til dreneringstanken ved driftstans. Dette hindrar koking og frysing av røyra i solfangaren (Huus- Hansen 2017).

Med tanke på at anlegget har sjølvdrenering er det berre naudsynt med vedlikehald av automasjonen, samt årlege kontrollar av energiberaren, då med tanke på smuss, belegg og liknande. Ein må sørge for at ventilane fungerer som dei skal, samt at ein skiftar ut sirkulasjonspumpene kvart 10. år, og anna utstyr når det er slitt. Platene på solfangarane har estimert levetid på 25 år (Huus- Hansen 2017).

### 3.5 Drake landing Solar Community

Eit eksempel på eit slikt anlegg som er i drift, er Drake landing Solar Community. Dette er eit bustadområde i Okotoks, Alberta i Canada, bestående av 52 bustadar med felles sesonglager. Målet er å kunne dekkje mesteparten av varmebehovet med solenergi (*Drake Landing*).

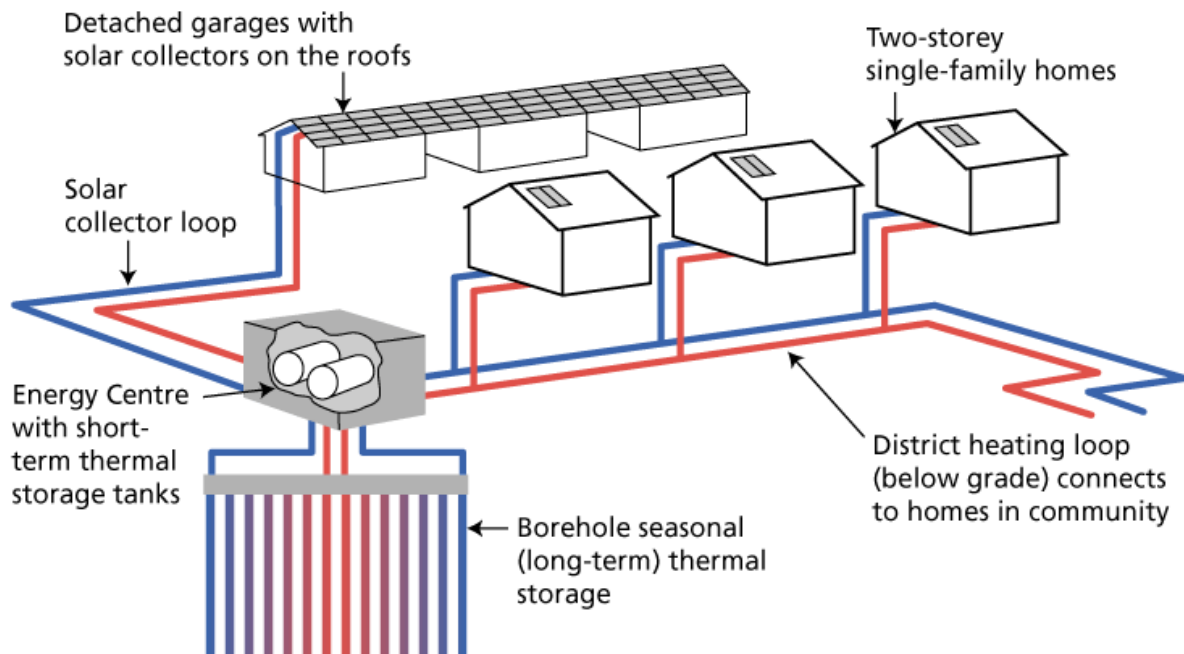
Anlegget består av 800 solfangarar, som dekker eit areal på 2313 m<sup>2</sup>, og har ein produksjon på 1,5 MW termisk effekt i løpet av ein typisk sommardag. Solfangarane nyttar ei løysing med glykol som varmeleiande medium (*Drake Landing*).

Anlegget har 144 borehol som går 37 meter ned i lausmassen i bakken. Dei er plasserte i ein sirkelformasjon med diameter lik 35 meter og avstanden mellom kvart borehol er 2,25 meter (*Drake Landing*).

Når det varme vatnet strøymer gjennom røyra avgjer dei varme til berggrunnen rundt. Innan slutten av sommaren har berggrunnen oppnådd ein temperatur på 80 °C (*Drake Landing*).

Når vatnet skal varme opp bustadane kjem det inn i kjellaren og går gjennom ein varmevekslar som overfører varmen frå vatn til luft. Deretter vert varmen spreidd rundt i huset via ventilasjonssystemet (*Drake Landing*).

Figur 3.4 viser ei framstilling av Drake Landing Solar Community.



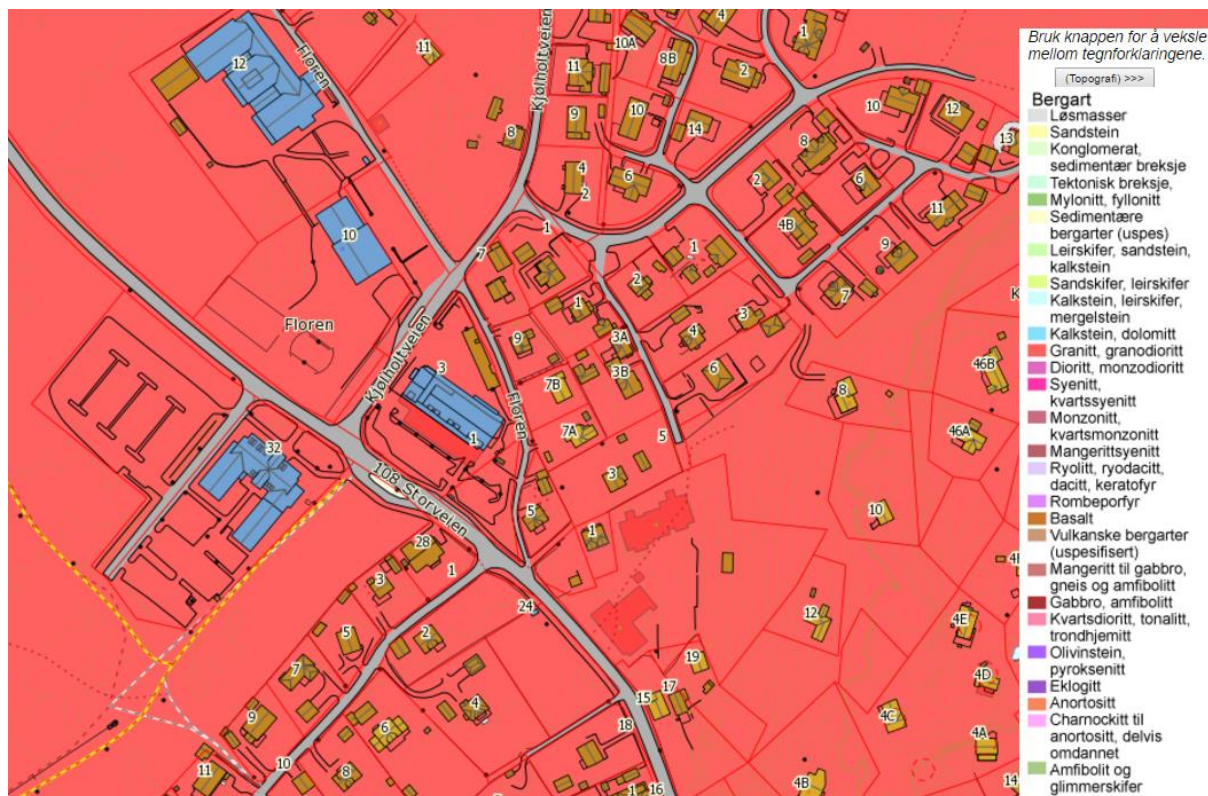
Figur 3.4: Figuren viser korleis Drake Landing Solar Community er bygd opp (Drake Landing).



## 4 Ressursgrunnlag for Skjærhalden

### 4.1 Berggrunn

Figur 4.1 viser berggrunnskart for Skjærhalden på Hvaler, og ein ser at berggrunnen der består av granitt. Dei termiske eigenskapane til granitt er vist i Tabell 3.1, og den volumetriske varmekapasiteten ligg mellom 1,6 – 3,1 MJ/m<sup>3</sup>K. Omrekna til kWh/m<sup>3</sup>K vert dette 0,5 – 0,9.



Figur 4.1 Biletet viser berggrunnskart for Skjærhalden på Hvaler (NGU)

### 4.2 Meteorologi- og innstrålingsdata

Den næraste vêrstasjonen til Skjærhalden er Strømtangen fyr i Fredrikstad.

Middeltemperaturane på Strømtangen fyr i 2016 er vist i Tabell 4.1 (Meteorologisk-institutt 2017).

Tabell 4.1 viser dei månadlege middeltemperaturane ved Strømtangen fyr i 2016. Verdiane er oppgitt i °C.

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.
-3.8	0.8	3.1	6.2	11.9	16.5	17.4	16.4	15.9	7.7	3.3	3.8

Ved hjelp av simulering i PVsyst er solforholda på Hvaler kartlagd og vist i vedlegg 1. PVsyst er eit simuleringsverktøy som kalkulerer energidistribusjonen for ein gitt geografisk posisjon. Programmet har innebygde databasar for meteorologi og klima. Berekninga er gjord med utgangspunkt i eit sørvendt tak og panel med 30° helling. Data som er relevant å hente frå simuleringa er årleg innstrålt energiintensitet som er 1130 kWh/m<sup>2</sup>/år og maksimal innstrålt effekt på 1112 W/m<sup>2</sup>.

Ved å bruke verdien for årleg innstråling kan ein finne ut kor stort solfangarareal som er naudsynt for å kunne dekke energibehovet:

*Formel 9: Naudsynt solfangarareal*

$$\text{Solfangarareal} = \frac{\text{Energibehov}}{\text{Årleg innstråling}}$$

Då kan ein finne belastninga brønnparken må tole ved maksimal innstråling på følgjande måte:

*Formel 10: Belastning brønnparken må tole ved maksimal innstråling*

$$\text{Belastning ved maksimal innstråling} = \text{Maksimal innstrålt effekt} * \text{solfangarareal}$$

Kor mykje brønnane må tole pr. meter reknast då ut slik:

*Formel 11: Belastning brønnparken må tole pr. meter brønn ved maksimal innstråling*

$$\text{Belastning pr. meter} = \frac{\text{Maksimal belastning}}{\text{talet på brønnar} * \text{djupn}}$$

Kor mange brønnar som vil vere naudsynt ut frå maksimal solinnstråling kan finnast slik:

*Formel 12: Naudsynt tal på brønnar basert på maksimal innstrålt effekt*

$$\text{Talet på brønnar} = \frac{\text{maksimal innstrålt effekt}}{\text{lengda på brønnen} * \text{maksimal mottatt effekt pr. meter brønn}}$$



## 5 Metode

I denne oppgåva samlast data inn ved å telle effektforbruk i form av kW og temperatur i form av grader celsius gjennom alle timar i året. Deretter vert dataet analysert. På bakgrunn av dette var det difor naturleg å velje kvantitativ informasjonsinnhenting som metode for å finne svaret på problemstillinga. I kvantitative metodar er dataet allereie organisert i ei datamatrix og klart for vidare tilarbeiding og analyse. Kvantitativ analyse nyttast for å skildre årsaksforhold og for å kunne seie noko om samanhengen mellom dei ulike variablane. Metoden assosierast med distanse mellom forskar og forskingsfelt. Ei kvantitativ analyse har eit stort kvantum einingar og variablar. Formålet er å teste ei hypotese, altså å finne ut om verkelegheita stemmer med dei data ein har. Dataet er tal som ofte analyserast ved hjelp av statistiske eller økonomiske metodar (Johannessen et al. 2011).

Ved analyse av data skiljast det mellom to typar, primær- og sekundærdata. Data som er nye og vert samla inn av forskaren er primærdata. Sekundærdata, som er andrehands opplysingar, er data som er samla inn av andre. Dataet kan vere meir eller mindre analysert og tilarbeidd. I denne oppgåva er det nytta sekundærdata. For å løyse problemstillinga var det viktig å finne data som eigna seg, og som var både påliteleg (reliabel) og relevant (valid) (Halvorsen 2008).

Til den økonomiske analysen vart det nytta kost- nytte- analyse, som er ei form for evalueringsforskning. Siktemålet med metoden er å vurdere effekten, altså kva vinst eller nytte gjennomføringa av eit tiltak har i forhold til kostnadane knytt opp mot tiltaket. Dette for å finne ut kva tiltak som vil gi mest nytte, og på denne måten kunne velje ut det beste tiltaket (Halvorsen 2008). I oppgåva er det gjort noverdiberekningar av tre ulike scenario, innanfor 3 ulike straumprisar, samt nullalternativet for alle tre straumpriscenarioa.

### 5.1 Validitet

Dataet som er samla inn viser ikkje sjølve verkelegheita, men representasjonar av den. Spørjemål som dukkar opp i den samanhengen er då relevansen til dataet eller kor godt det representerer fenomenet. Gyldigheita til dataet vert omtalt som validiteten til dataet (Johannessen et al. 2011).

Det finnst tre ulike variantar av validitet. Målevaliditet seier noko om kor godt dei nytta indikatorane måler det dei skal måle. Dei to andre variantane er generaliserbarheit, også kalla ekstern validitet, og kausal validitet, som er intern validitet. Validitet handlar om i kva grad

dei valde variablane faktisk reflekterer eit teoretisk omgrep. Ein kan ikkje måle kor god validiteten er. For å bedømme validitet må ein bruke skjønn (Halvorsen 2008).

## 5.2 Reliabilitet

Eit viktig omsyn ein må ta stilling til er pålitelegheita til dataet, også kalla reliabiliteten. Reliabiliteten er knytt opp mot nøyaktigheita av dataet, kva data som vert nytta, måten den er samla inn på , og korleis den tilarbeidast (Johannessen et al. 2011).

Høg reliabilitet vil seie at uavhengig av målingar skal resultata verte tilnærma identiske, altså skal måla ha lite målefeil. Høg reliabilitet skal sikre at dataet er påliteleg nok til at dei eignar seg for å belyse vitenskaplege problemstillingar. Høg reliabilitet betyr at dataet har små tilfeldige målefeil. Feila kan skuldast til dømes feilminne hos intervjupersonar eller feilregistrering av informasjon. Systematiske målefeil går utover validiteten til dataet (Halvorsen 2008).

## 6 Grunnlag og forutsetningar for berekningane

I dette kapitlet vert det gjennomgått kva forutsetningar som er satt og kva val som er gjort for berekningane, samt framgangsmåten for utrekningane.

### 6.1 Effektforbruk

For å finne forbruket som går med til oppvarming, er faktiske forbruksdata frå Norgesnett Fredrikstad nytta. Ut frå prosentdelane i Tabell 2.1 og analyser av energibruk i yrkesbygg gjort av NVE, er forbruket som går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn funne. Resultata er presentert i effektspekter saman med totalt energiforbruk. Det er tatt utgangspunkt i dei kaldaste dagane i januar, februar og desember i år 2016, og laga eit snitt av desse. Dette for å sjå på forbruksmønsteret for bygningane på dagar med stor belastning på nettet.

Årleg forbruk er henta frå energiattest gitt av NVE. Ved å nytte prosentdelane som går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn er årleg innsparingspotensiale funne.

### 6.2 Termisk effektbehov

Formelen for energien som må lagras i bakken er gitt av Formel 6. I dette tilfellet er det valt å bruke ein temperaturdifferanse på  $25^{\circ}\text{C}$ . Grunnen til at ein har kome fram til dette intervallet er at bruksområdet ligg mellom  $35$  og  $60^{\circ}\text{C}$ . Dette vil altså sei at høgtemperaturbrønnen vil ha ein temperatur på  $35^{\circ}\text{C}$  ved slutten av fyringssesongen (om våren) og  $60^{\circ}\text{C}$  i byrjinga (om hausten). I utrekningane er det brukt volumetrisk varmelagringskapasitet,  $C_{pv}$  lik  $0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$  fordi det er den lågaste verdien granitt kan ha.

For å finne ut kor stort volum av berggrunnen som må til for å kunne lagre nok energi til å dekke energibehovet på  $296\,650 \text{ kWh/år}$  nyttast Formel 6.

Det er antatt at ein grev vekk lausmassane på toppen og brukar topphammarbor, og borar  $30 \text{ m}$  ned i berggrunnen. Overflatearealet finnast så ved hjelp av Formel 7.

Talet på naudsynte brønnar finnast ved hjelp av Formel 8. For at brønnane skal klare å kommunisere med kvarandre bør avstanden mellom kvar brønn ligge mellom  $3,5 \text{ m}$  og  $5 \text{ m}$ . Dersom ein nyttar aktivt overflateareal for kvar brønn lik  $15 \text{ m}^2$ , får ein at avstand mellom kvar brønn på  $4,4 \text{ m}$ .

For å finne naudsynt solfangarareal nyttast Formel 9. Årleg innstrålt energi på Hvaler er henta frå simulering i PVsyst og er lik  $1130 \text{ kWh/m}^2$ . Sidan halvparten tapast gjennom solfangaren

halverast denne verdien og  $565 \text{ kWh/m}^2$  er difor nytta i berekningane som er gjort i oppgåva. Det er sett på gjenvinningsgrad i berggrunnen på 35 %, 50 % og 65 %. Desse tre gjenvinningsgradene krev ulik mengde innstrålt energi, noko som gir ulik storleik på solfangararealet.

For å finne ut kor mykje brønnenparken må kunne tole å ta imot ved maksimal innstråling nyttast Formel 10. Maksimal innstrålt effekt på Hvaler er funne ved hjelp av simulering i PVsyst og er  $1112 \text{ W/m}^2$ . I og med at denne intensiteten inntreffer ein time i løpet av året er det ikkje realistisk å dimensjonere anlegget etter denne verdien. For å unngå overdimensjonering er det er vald å sjå bort frå dei 10 høgaste verdiane ved berekninga av årssnittet. Dette betyr ikkje at ein ikkje får nytte av innstrålinga i desse timane, berre at anlegget ikkje klarar å absorbere 100 % av innstrålinga. For å finne ein realistisk verdi for maksimal innstråling er det laga eit snitt av dei ti neste verdiane. Årssnittet reknast å vere 50% av denne og vert  $489 \text{ W/m}^2$ .

For å finne kor mykje parken må tole i effekt pr. meter brønn for kvar av gjenvinningsgradene nyttast Formel 11.

Forsøk som er gjort på ein enkeltstående brønn på NMBU viste at ved overføring av  $120 \text{ W/m}$  auka gjennomsnittleg væsketemperatur i brønnen mot 20 grader høgare enn temperaturen i fjellet rundt. Det vil sei at dersom parken held ein temperatur på  $60^\circ\text{C}$  må vatnet ha ein temperatur på  $80^\circ\text{C}$  for å klare å gje frå seg  $120 \text{ W/m}$  i brønnen. Dette er vurdert som akseptabel temperatur frå solfangarane ved maksimal innstråling. Jamfør Figur 3.2.

For å finne riktig tal på naudsynte brønnenar for kvar av gjenvinningsgradene, når kvar brønn maksimalt kan ta imot  $120 \text{ W/m}$  nyttast Formel 12.

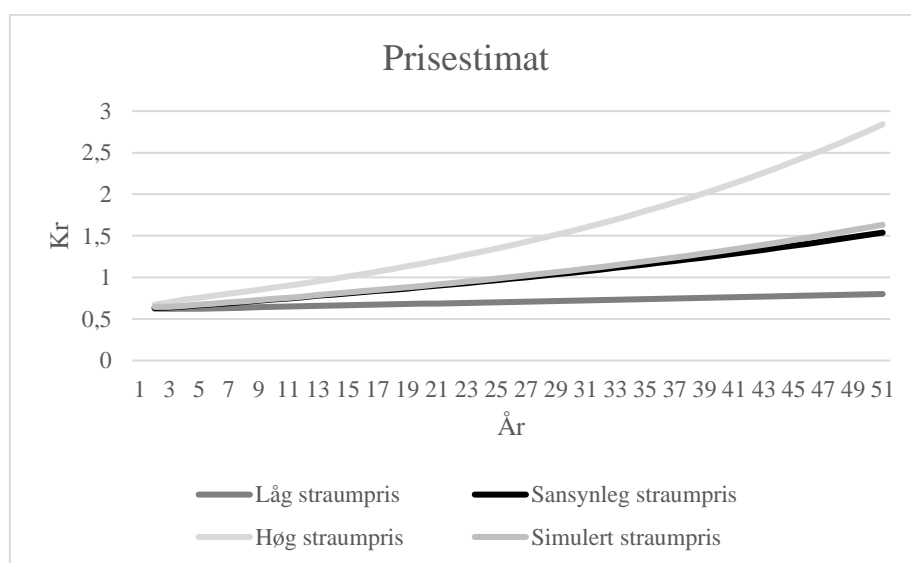
### 6.3 Noverdimetoden

Når ein skal rekne på lønsemda kring ei slik investering er det fleire usikkerheiter å ta omsyn til. Dei største usikkerheitene i dette prosjektet er framtidig straumpris og gjenvinningsgrada i parken. Det er sett på 3 ulike senario for begge usikkerheitene. Desse er optimistisk, mest sannsynleg og pessimistisk. Utrekningane er gjort med prisane  $0,5 \text{ kr/kWh}$ ,  $1 \text{ kr/kWh}$  og  $1,5 \text{ kr/kWh}$ , og gjenvinningsgradene som er nytta er 35 %, 50 % og 65 %.

Nullalternativet beskriv scenarioet der det ikkje vert gjord noko investering og ein fortset å nytte elektrisitet som oppvarmingskjelde. Det er her sett på tre ulike alternativ, der straumprisen er den varierende faktoren.

### 6.3.1 Noverdiberekning ved hjelp av Monte Carlo simulering

Ved hjelp av Monte Carlo simulering i Crystal ball tar ein omsyn til både usikkerheita i framtidig straumpris og usikkerheita knytt til gjenvinningsgraden i brønnparken. Straumprisen er henta frå NVEs rapport *Kraftmarkedsanalyse 2016 – 2030* (Amundsen et al. 2017). Prisane frå analysen er gitt med eit utfallsrom for ulike CO<sub>2</sub>- prisar. Denne oppgåva har tatt utgangspunkt i den lågaste, høgaste og den mest sannsynlege prisen. Levetida på anlegget er satt til 50 år, noko som vil vere lenger fram i tid enn år 2030 ved investering i anlegg i år 2018. For å finne eit estimat på prisane dei neste åra er det rekna ut årleg vekst mellom år 2016 og år 2030. Denne årlege veksten vert så nytta for å finne prisen for dei resterande åra. Prisane i analysen til NVE er eksklusiv nettleige. For å få med nettleiga i den samla straumprisen er det tatt utgangspunkt i nettleiga til Fredrikstad nett for 2017. I og med at fastleddet må betalast uavhengig av forbruket er det sett vekk frå denne i berekninga av nettleiga for begge tilfella. Får å få med auken i nettleiga er det antatt same årleg vekst som for straumprisen. Samla prisestimater for dei neste 50 åra er presentert i Figur 6.1. I simuleringa er det antatt at ein klarar å dekke 100 % av effektbehovet til romoppvarming og 98 % av behovet til tappevatn. Diskonteringsrenta er satt til å vere 4 %.



Figur 6.1: Figuren viser prisestimat for straum inklusiv nettleige dei neste 50 åra.



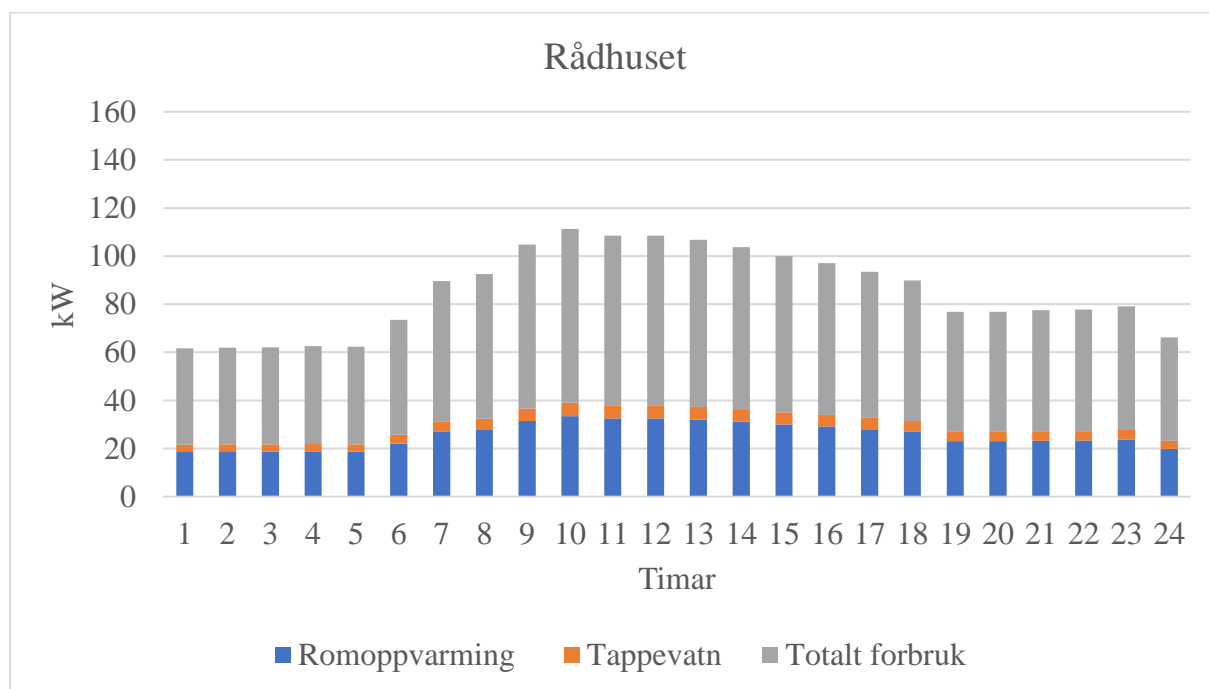
## 7 Resultat

Resultata som vert presentert i dette kapittelet består av kvantitative resultat og analyser basert på innhenta informasjon og data.

### 7.1 Effektforkbruk

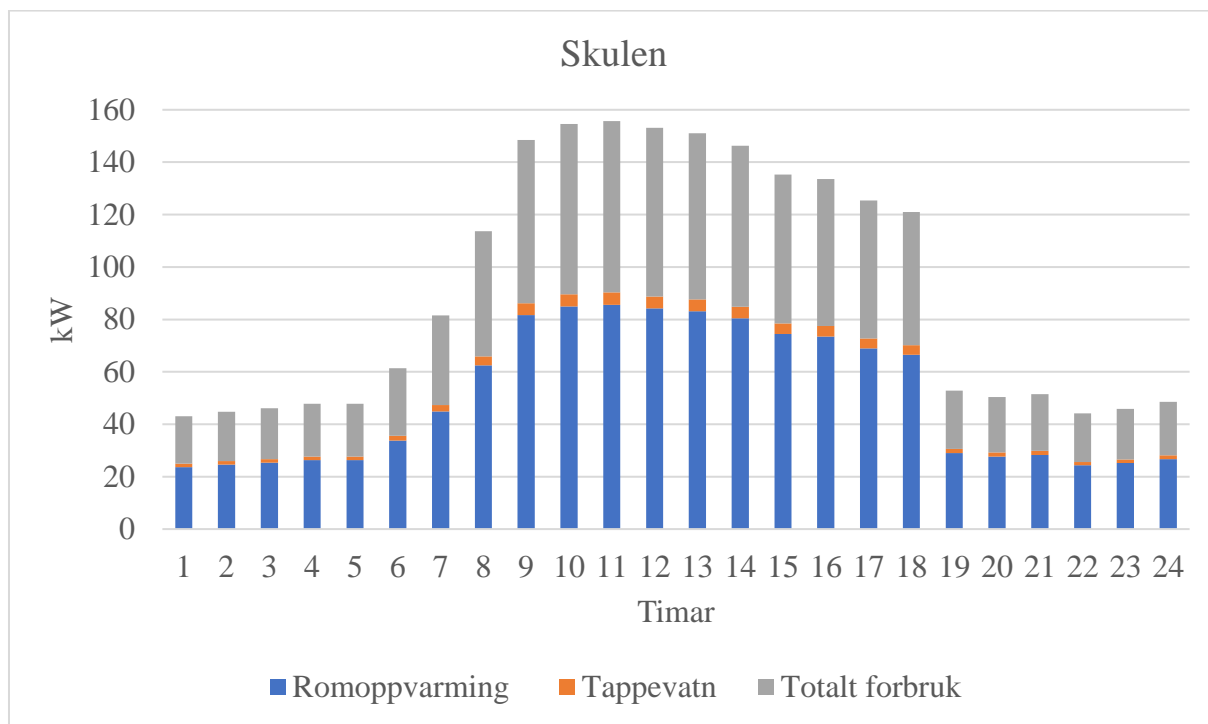
Basert på faktiske data frå Hvaler kommune er det laga eit gjennomsnitt av forbruket dei kaldaste dagane i januar, februar og desember 2016. Effektspektera syner forbruksmønsteret til høvesvis rådhuset, skulen og gymsalen. Desse er presentert i figur 7.1 – 7.3 og syner totalforbruket, forbruket som går med til romoppvarming og forbruket som går med til oppvarming av tappevatn. Forbruket som går med til romoppvarming og oppvarming til tappevatn kan potensielt dekkjast av sesonglagra solenergi. Verdiane på aksane er vald med grunnlag i at grafane enkelt skal kunne samanliknast.

Ut frå forbruksmønsteret til rådhuset ser ein at toppen ligg mellom klokka 07.00 og 18.00. Dersom ein kan dekke effektforkbruket som går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn, kan ein kutte elektrisitetsforbruket med om lag 30 kW kvar time i perioden der forbruket er størst.



Figur 7.1: Figuren viser effektforkbruket til rådhuset både totalt, det som gjekk med til romoppvarming og det som gjekk med til oppvarming av tappevatn. Timesverdiane er satt etter siste tidspunkt i måleserien. Dette betyr at time 1 viser verdien målt mellom klokka 00.00 og 01.00.

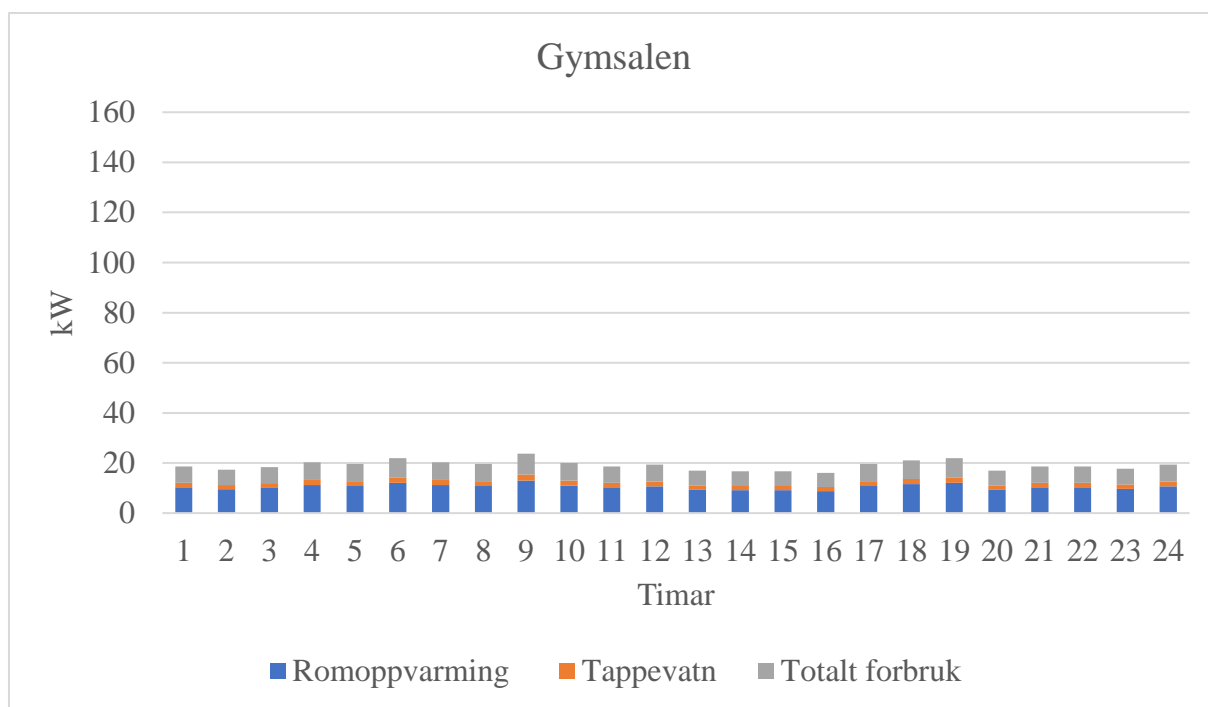
Forbruksmønsteret til skulen syner at forbruket er høgst mellom 08.00 og 18.00. Ved å dekke effektforbruket som går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn, kan ein kutte elektrisitetsforbruket med om lag 80 kW kvar time i denne perioden.



Figur 7.2: Figuren viser effektforbruket til skulen både totalt, det som gjekk med til romoppvarming og det som gjekk med til oppvarming av tappevatn. Timesverdiane er satt etter siste tidspunkt i måleserien. Dette betyr at time 1 viser verdien målt mellom klokka 00.00 og 01.00.

Gymsalen har jamt forbruk gjennom heile døgnet, med små variasjonar mellom 15 og 20 kW. Ved å dekkje effektforbruket som går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn, kan ein kutte elektrisitetsforbruket med om lag 10 kW for kvar time gjennom døgnet.

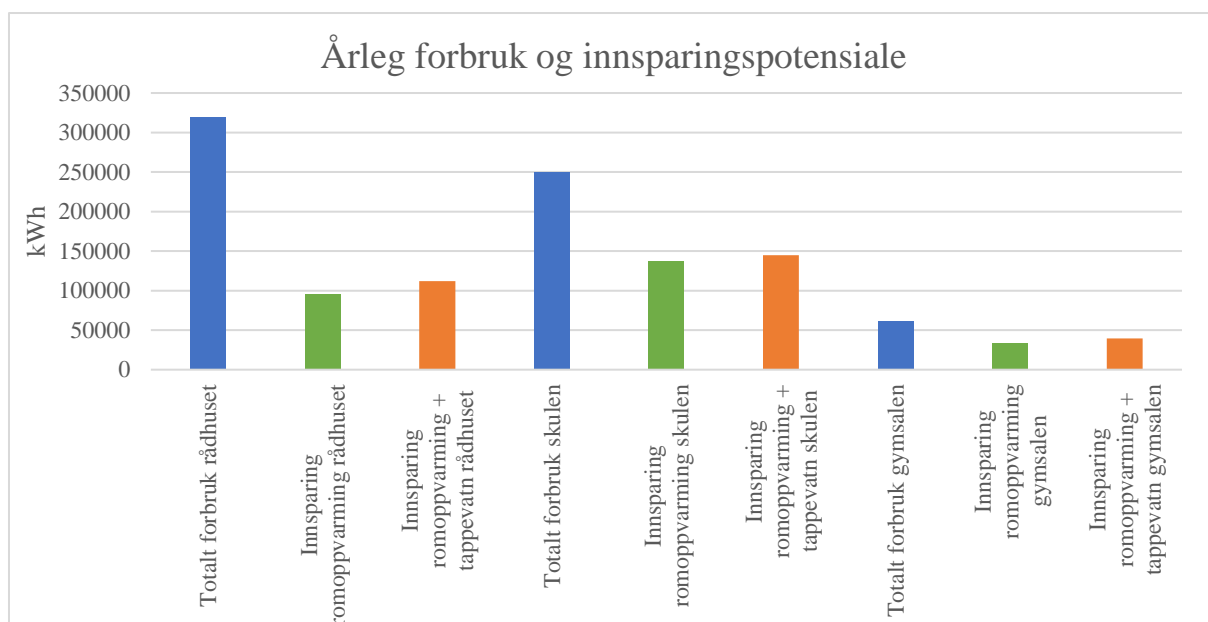




Figur 7.3: Figuren viser effektforbruket til gymsalen både totalt, det som gjekk med til romoppvarming og det som gjekk med til oppvarming av tappevatn. Timesverdiane er satt etter siste tidspunkt i måleserien. Dette betyr at time 1 viser verdien målt mellom klokka 00.00 og 01.00.

Det årlege effektforbruket for bygningane er presentert i Figur 7.4, saman med innsparingspotensialet ved å nytte sesonglagring av solenergi til romoppvarming og til oppvarming av rom og tappevatn.

Totalt forbruk for rådhuset ligg på 320 000 kWh. Av desse er 96 000 kWh innsparingspotensiale knytt til romoppvarming og 16 000 kWh knytt til oppvarming av tappevatn. Årleg elektrisitetsforbruk for skulen er 250 000 kWh. Av desse kan 137 500 kWh og 7 500 kWh potensielt sparast ved å dekkje forbruket til høvesvis romoppvarming og oppvarming av tappevatn. Totalt forbruk for gymsalen er 61 000 kWh. Ved å dekkje forbruket til romoppvarming og oppvarming av tappevatn kan ein potensielt spare høvesvis 33 550 kWh og 6 100 kWh. Totalt gir dette eit årleg innsparingspotensiale på 270 000 - 300 000 kWh, med skulen som den største bidragsytaren. Dette er energi som kan produserast, men som ikkje trengst kjøpast. Med andre ord energi som kan nyttast til andre formål.



Figur 7.4: Figuren viser årleg totalforbruk (blått) for bygningane, samt kor mykje ein potensielt kan spare av belastning på nettet ved å nytte sesonglagring av solenergi til romoppvarming (grøn) og til oppvarming av rom og tappevatn (oransje).

## 7.2 Termisk forbruk

For å lagre nok energi til å dekke energibehovet til romoppvarming og oppvarming av tappevatn er det naudsynt med eit brønnvolum på 23 732 m<sup>3</sup>. Ved å bruke topphammarbor og bore 30 m ned i berggrunnen får ein då eit overflateareal på 792 m<sup>2</sup>. Med eit aktivt brønnareal på 15 m<sup>2</sup> gir dette at naudsynt tal på brønningar er 53. Resultatet er vist i Tabell 7.1.

Tabell 7.1: Tabellen viser kor stort volum, overflateareal, aktivt brønnareal, samt naudsynt tal på brønningar for å kunne lagre nok energi til å dekke behovet til romoppvarming og oppvarming av tappevatn.

<b>Volum</b>	23 732 m <sup>3</sup>
<b>Overflateareal</b>	792 m <sup>2</sup>
<b>Aktivt brønnareal</b>	15 m <sup>2</sup>
<b>Tal på brønningar</b>	53

Storleiken parken må ha for å dekke energibehovet til romoppvarming og oppvarming av tappevatn avhenger av gjenvinningsgraden i berggrunnen. Ut frå ulike grader av gjenvinning er det berekna kor stort solfangarareal som er naudsynt, kor stor belastninga på parken vil vere ved maksimal innstråling, samt kor mykje effekt kvar brønn må tole å ta imot pr. meter. Med tanke på at det er tatt utgangspunkt i at brønnen ikkje klarar å ta imot meir enn 120 W/m må talet på brønningar aukast dersom ein skal klare å lagre nok energi til dekkje behovet for romoppvarming og oppvarming av tappevatn. Resultatet er framstilt i Tabell 7.2 og ein ser at

dess betre gjenvinningsgraden er, dess færre brønnar og mindre solfangarareal er naudsynt for å dekke energibehovet.

Ved gjenvinningsgrad på 35 % er det naudsynt med årleg innstrålt solenergi på 847 571 kWh for å dekkje behovet for romoppvarming og oppvarming av tappevatn. Dette gir naudsynt solfangarareal på 1501 m<sup>2</sup> og 217 brønnar. Dersom gjenvinningsgraden er 50% vert energibehovet 593 300 kWh. Naudsynt tal på brønnar vert då 143 og solfangararealet 1051 m<sup>2</sup>. Ved 65 % gjenvinningsgrad er naudsynt årleg innstrålt energi 456 385 kWh. Dette gir eit solfangarareal på 808 m<sup>2</sup> og 117 brønnar.

Tabell 7.2: Tabellen viser talet på brønnar og storleiken på solfangararealet som er naudsynt for å kunne dekkje energibehovet til romoppvarming og oppvarming av tappevatn ved ulike gjenvinningsgrader i berggrunnen. I tillegg er også innstrålt energi, total belastning ved maksimal innstråling og belastning pr. meter brønn ved maksimal innstråling framstilt.

Gjenvinningsgrad	Innstrålt energi [kWh]	Solfangarareal [m <sup>2</sup> ]	Belasting ved maksimal innstråling [W]	Maksimal belastning pr. meter [W/m]	Naudsynt tal på brønnar
35 %	847 571	1 501	781 842	492	217
50 %	593 300	1 051	513 939	323	143
65 %	456 385	808	420 993	265	117

### 7.3 Kostnadar for anlegget

Kostnadane for anlegget vil variere med grad av gjenvinning i berggrunnen. Dette kjem av at ved lågare gjenvinningsgrad er det naudsynt med fleire brønnar og større solfangarareal. Som følge av dette vil også kostnadane auke. Resultata er presentert i Tabell 7.3.

Med gjenvinningsgrad på 35 % er det naudsynt med 217 brønnar og solfangarareal på 1501 m<sup>2</sup>. Dette gir ein kostnad i underkant av 6,4 millionar. Aukast gjenvinningsgrada til 50 %, minkast talet på brønnar til 143 og solfangararealet til 1051 m<sup>2</sup>. Kostnadane ved investering vert då i underkant av 4,6 millionar. Ved 65 % gjenvinningsgrad vert naudsynt solfangarareal 808 m<sup>2</sup> og ein vil trenge 117 brønnar. Dette gir då ein kostnad i underkant av 3,8 millionar.

Tabell 7.3: Tabellen viser kostnadane for investering ved ulik gjenvinningsgrad i berggrunnen. Andre komponentar er definert i tabell 2. Verdiane som er oppgitt er NOK.

Gjenvinningsgrad	Brønn	Solfangar	Andre komponentar	Totalt
35 %	2387000	3002000	974400	<b>6363400</b>
50 %	1573000	2102000	899400	<b>4574400</b>
65 %	1287000	1616000	874400	<b>3777400</b>

## 7.4 Noverdiberekning

Berekninga for noverdianalysen er presentert i Tabell 7.4. Samanlikningsgrunnlaget er nullalternativet. Ein ser at det vil vere lønsamt å gjere investeringa for gjenvinningsgrad på 50 % eller meir dersom straumprisen over dei neste 50 åra i gjennomsnitt vert 1 kr/kWh. For straumpris på 1,5 kr/kWh lønner det seg å investere uansett gjenvinningsgrad. For straumpris lik 0,5 kr/kWh vil det ikkje lønne seg å investere ved nokre av gjenvinningsgradene.

Med ein straumpris på 0,5 kr/kWh vert noverdien til nullalternativet 7 millionar. Noverdien for gjenvinningsgrad på 35 %, 50 % og 65 % er høvesvis 10,5 millionar, 8,6 millionar og 7,7 millionar.

Noverdien til nullalternativet for straumpris på 1 kr/kWh vert 14,1 millionar. For gjenvinningsgradene vert tilsvarande verdier 14,2 millionar ved 35 %, 12,3 millionar ved 50 % og 11,5 millionar ved 65 %.

Dersom straumprisen er 1,5 kr/kWh vert noverdien til nullalternativet 21,1 millionar. For gjenvinningsgradene vert noverdien høvesvis 17,9 millionar, 16,1 millionar og 15,2 millionar.

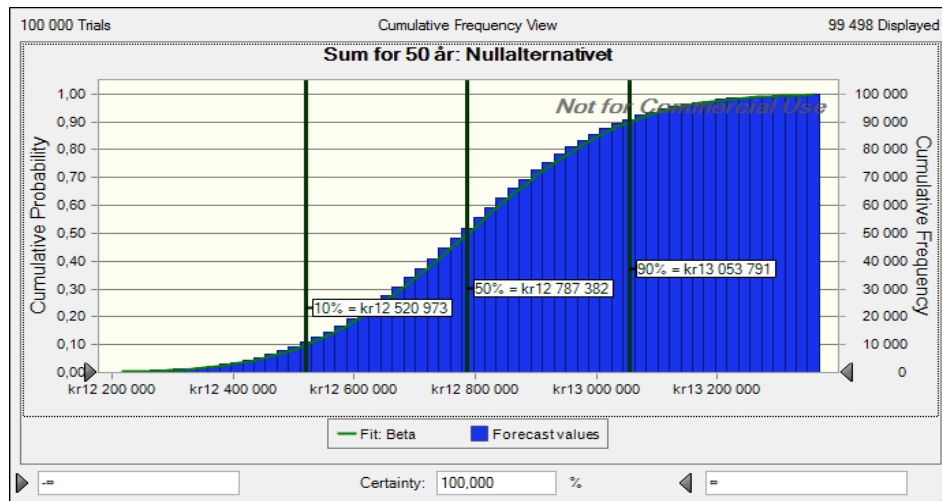
*Tabell 7.4: Tabellen viser resultatet frå berekningane av noverdien ved investering, samt noverdien til nullalternativet. Verdiane som er oppgitt er NOK.*

Gjenvinningsrad	Straumpris		
	0,5 kr/kWh	1 kr/kWh	1,5 kr/kWh
Nullalternativet	7 000 000	14 100 000	21 100 000
35 %	10 500 000	14 200 000	17 900 000
50 %	8 600 000	12 300 000	16 100 000
65 %	7 700 000	11 500 000	15 200 000

### 7.4.1 Noverdiberekning ved hjelp av Monte Carlo simulering

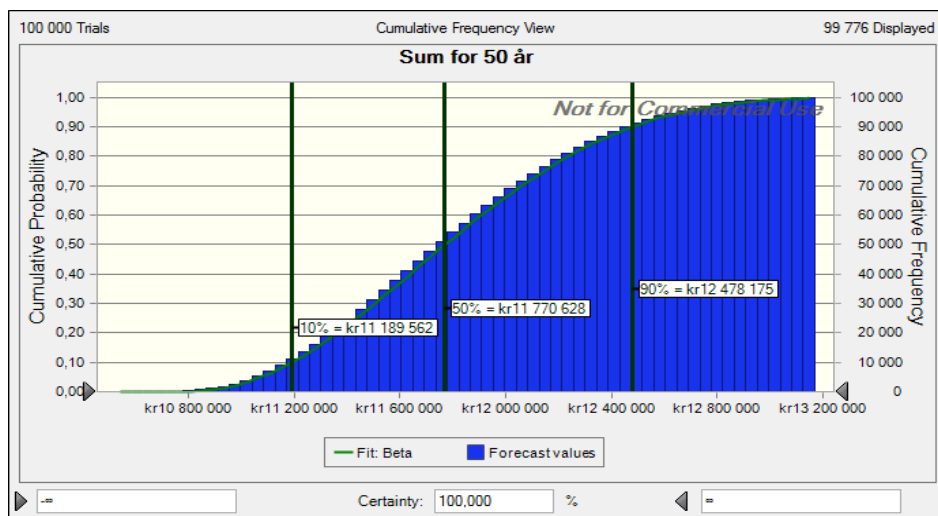
Det er gjort simuleringar for noverdien for to scenario. Til framstilling av resultatata er det nytta ei kumulativ sannsynskurve (S- kurve). Kurva viser kumulativt sannsyn for at noverdien skal ende under ein viss verdi. Horisontalaksen inneheld utfallsrommet til noverdien, medan vertikalaksen seier noko om den kumulative sannsynfordelinga. Forventningsverdien svarar til eit sikkerheitsnivå på 50 %, som då vil verte kostnadsramma for investeringa. Dette betyr at ved investering i sollagringsanlegg vil det vere 50 % sannsyn for at ein klarar å gjennomføre prosjektet til denne kostnaden eller mindre. Dette vil vere ei fornuftig ramme då resultatata kan betraktast som normalfordelte. For å avgjere om det vil lønne seg å utføre investeringa samanliknast P50- verdien for nullalternativet med P50- verdien for investeringa.

Resultatet frå simuleringa av nullalternativet er presentert i Figur 7.5. Noverdien har eit 10 % konfidensintervall, gitt som intervallet mellom 12 520 973 kr og 13 053 791 kr. For dette scenarioet, med usikkerheit i framtidig straumpris, er det 90 % sannsyn for at noverdien vil verte 13 053 791 kr eller mindre. Nullalternativet har forventningsverdi på 12 787 382 kr.



Figur 7.5: Figuren viser kumulativ fordeling av noverdien til nullalternativet, med eit konfidensintervall på 10%.

Resultatet frå simuleringa av investeringa er presentert i Figur 7.6. Noverdien har eit konfidensintervall på 10 %, gitt som intervallet mellom 11 189 562 kr og 12 478 175 kr. Gitt forutsetningane som er satt ved investering vil dette bety at det er 90 % sannsyn for at noverdien vil verte 12 478 175 eller mindre. Forventningsverdien til investeringa er 11 770 628 kr. Ein ser at kurva for nullalternativet er brattare enn for alternativet ved investering. Dette kjem av at det er meir usikkerheit knytt til investeringa, noko som gjer at konfidensintervallet vert større.



Figur 7.6: Figuren viser kumulativ fordeling av noverdien til nullalternativet, med eit konfidensintervall på 10%.



## 8 Diskusjon

### 8.1 Val av metode

Som metode for oppgåva vart det valt å nytte kvantitativ informasjonsinnhenting. For å finne svaret på problemstillinga var ein avhengig av å få data som allereie var gjort målingar på og organisert i ei datamatrikse, for så å vidare kunne analysere dei. Dersom ein skulle løyst oppgåva annleis kunne ein ha gjort eigne målingar, men sidan dette er ei rein teoretisk oppgåve, ville det falt utanfor oppgåvas definisjon. Difor vart det naturleg å nytte ein kvantitativ metode.

For å styrke funna i oppgåva kunne ein ha testa resultata i praksis. I tillegg er det er gjort lite forskning på fagområdet, noko som gjer det utfordrande å styrke mine funn ved å samanlikne dei med tidlegare arbeid.

Når det kjem til om validiteten til dataet er god, må ein sjå på i kva grad målingane representerer verkelegheita. Målingane som er nytta i denne oppgåva er straummålingar. Denne type målingar vert gjort kontinuerleg og vil difor gi gode verkelegheitsrepresentasjonar.

Reliabiliteten til dataet er høg dersom det berre er små målefeil ved måledataa. Instrumenta som vert nytta til å lese av straumforbruket er nøyaktige og riktig kalibrerte for å gjere den jobben dei skal.

### 8.2 Effektforbruk

Prosentdelen som er gitt i Tabell 2.1, og som nyttast for å finne det faktiske forbruket til romoppvarming, er basert på undersøkingar gjord i eit utval bygningar innanfor dei ulike kategoriane (Enova 2015). Det er ikkje gitt at desse stemmer heilt med faktiske tall frå bygningane denne oppgåva tar føre seg, men skilnaden vil mest truleg ikkje vere av avgjerande karakter. Energiattestane (NVE 2012a) (NVE 2012b) (NVE 2012c) som ligg til grunn for berekningane er frå år 2012. Det kan vere gjort endringar i bygningane sidan den tid, noko som kan ha endra forbruket av elektrisitet til romoppvarming. Sidan det er denne informasjonen som er tilgjengeleg frå Hvaler kommune er det difor antatt at det ikkje er gjort omfattande endringar som ville endra resultata betydeleg.

SSB har utført analyse om variasjonar i timeforbruket av straum i ulike sektorar. Resultatet for tertiærnæringa viser at effekttoppen opptrer mellom klokka 08.00 og 15.00 (Ericson & Halvorsen 2008). Dette stemmer overeins med resultata som er funne i denne oppgåva.

Effektspektra til rådhuset og skulen syner at ein kan få frigjord kapasitet i nettet i den perioden der belastninga er størst. Dette vil også vere den delen av døgnet der prisen på straum er høgast. Ved å redusere elektrisitetsforbruket i denne perioden vil ein i tillegg til å minke belastninga i distribusjonsnettet, også kunne minke straumutgiftene. Gymsalen har ingen forbrukstopp i løpet av døgnet men har jamt forbruk og difor jamt innsparingspotensiale. Innsparingane som kan gjerast for gymsalen vil difor ikkje ha stor innverknad på belastninga av straumnettet i perioden med størst total last.

Ei studie gjort av SINTEF Energiforskning viser at tre firdelar av det årlege straumforbruket i norske bustadar går med til romoppvarming og oppvarming av tappevatn. Målingane viser at meir enn 60 % går med til oppvarming av rom og om lag 15 % til å varme opp tappevatn (SINTEF 2006). Dette er ein større prosentdel enn for bygningane denne oppgåva tar føre seg, noko som tyder på at installasjon av termisk solvarmelager kan vere ei lønsam investering også for hushald.

### 8.3 Termisk forbruk

For berekning av effektbehovet er det nytta ein temperaturdifferanse på 25°C. Differansen kjem av at det antekes at brønnen vil arbeide mellom 35°C og 60°C. Dette er eit estimat som er nytta med grunnlag i at det er der sonen for forbruket vil vere. For at ein skal kunne nytte vatn til romoppvarming er det naudsynt med ein temperatur på 35°C. Ved å la kjernebrønnen jobbe med temperaturar mellom 35°C og 60°C vil ein kunne dekke behovet for romoppvarming gjennom heile fyringssesongen. Ein vil på den andre sida ikkje klare å dekke 100 % av oppvarmingsbehovet for tappevann. Grunnen til dette er at temperaturen i brønnen er satt til å vere 60°C på sitt varmaste, medan varmtvannsberederen bør ha ein temperatur på minst 70°C for å unngå legionellabakteriar (Bad.no 2017). Dei resterande 10 gradene må difor varmast opp ved hjelp av elektrisk straum. Utover fyringssesongen vil mengda av varmtvatn som må varmast opp ved elektrisitet auke, då temperaturen i senterbrønnen vil minke. Denne delen vil verte såpass liten i forhold til det totale forbruket at det ikkje vil utøve noko særleg skilnad i belastninga på nettet.

I berekningane er det nytta varmelagringskapasitet lik 0,5 kWh/m<sup>3</sup>K. Dette er den lågaste verdien granitt kan ha. Jamfør kapittel 4.1. Det er ikkje utført termisk responstest av berggrunnen på staden der parken skal ligge og det er difor uvisst kva varmelagringskapasiteten til granitt vil vere for det gitte området. Ved å nytte 0,5 kWh/m<sup>3</sup>K unngår ein mest sannsynleg at parken vert underdimensjonert.



Det er sett på tre ulike situasjonar når det kjem til gjenvinningsgrad i berggrunnen. Det finnst lite forsøk gjort på lågtemperatur brønnpark, men med utgangspunkt i resultat frå Drake Landing sesongen 2013 – 2014 (Canada 2014), er det sett på gjenvinningsgrad på 50 %, samt ei som er lågare og ei som er høgare. Grunna lite forskning på området er det vanskeleg å estimere nøyaktig kva gjenvinningsgrad ein park som denne vil ha, men ved å sjå på desse tre scenarioa har ein dekkja området som vil vere mest sannsynleg å hamne innanfor.

Berekningane er gjort med grunnlag i at ein nyttar topphammarbor. Rekkevidda ved bruk av topphammarbor er begrensa til om lag 20 – 50 m. Ved aukande djupn tapast slagenergi i borestrengen, og det er difor nytta boredjupn på 30 m i utrekningane (Baardvik et al. 2016).

Aktivt areal pr. brønn bør ligge mellom 10 og 15 m<sup>2</sup> for at brønnen skal kunne klare å kommunisere med dei kringliggande brønnane. I oppgåva vart det nytta eit aktivt areal på 15 m<sup>2</sup> for kvar brønn. I forhold til solinnstrålinga vart det naudsynt å auke talet på brønnar for å få lagra nok energi til å dekke behovet, noko som gav eit aktivt areal pr. brønn på mellom 7 m<sup>2</sup> og 4 m<sup>2</sup> avhengig av gjenvinningsgrad. Ulempa med at det aktive arealet vert mindre er at tapa vil verte større då temperaturen i lageret aukar. utfordringa blir her å finne balansen mellom kor mykje som går tapt til berggrunnen og kor mykje ein kan tole å tape av solinnstråling. Eit alternativ kan vere å auke volumet til lageret dersom ein har mogelegheit til det med tanke på geografisk plassering.

Årleg maksimal innstrålt effekt som er nytta i berekningane er 489 W/m<sup>2</sup>. Talet er funne ved å lage eit snitt av dei 10 nest høgaste verdiane. Dei 10 høgaste verdiane representerer 10 timar i løpet av året. Dersom ein skulle rekna årssnittet ut frå dei 10 høgaste verdiane ville anlegget vorte overdimensjonert. Ved å sjå bort frå desse ved dimensjonering av anlegget tapar ein litt effekt i løpet av desse 10 timane, men tapet vil vere av så liten grad at det sannsynlegvis ikkje vil lønne seg å lage større park for å få dekt denne toppen.

Det er tatt utgangspunkt i at brønnen ikkje klarar å ta imot meir enn 120 W/m. Denne verdien er henta frå forsøk som er utført på ein einsleg brønn på Ås. Ein veit ikkje om det same gjeld brønnar i eit større system som kommuniserer med kvarandre. Dersom absorbert effekt vert høgare, slik at det vert sendt ned meir enn 120 W/m, vil turtemperaturen til solfangarane verte høgare slik at verknadsgrada til solfangarane vert lågare. På grunn av at verknadsgraden går ned ved høge tempereturdifferansar mellom energiberar og omkringliggande luft, unngår ein skadeleg høge temperaturar i anlegget. Dette fordi energiberaren ikkje klarar å ta til seg mykje

meir varme. Sjå Quasching-kurva i Figur 3.2. Kor mykje effekt brønnsystemet toler vil kunne bli både større og mindre enn 120 W/m som er antatt for dette anlegget.

#### 8.4 Kostnadar for anlegget

Kostnadane for anlegget avhenger av gjenvinningsgraden i berggrunnen. Dess betre gjenvinningsgrad, dess færre brønnar trengs det for å dekke behovet og kostnadane vert lågare. Kostnadane for automatikk, transport og montering, kan ein ikkje sei nøyaktig kva vil verte før prosjektet realiserast. Desse avhenger av kva tilbod ein kan få frå ulike aktørar. Prisane som er nytta i oppgåva bygger på eit prosjekt som er under planlegging i dag (Huus-Hansen 2017). Med tanke på at anlegget er mindre enn det i oppgåva vil det vere ein reell sjanse for at avvik i kostnadane vil kunne oppstå.

#### 8.5 Noverdiberekning

Ved berekning av noverdi er det nytta tre prisscenario. Prisen dei neste 50 åra vil ikkje vere stabil slik som desse tre tilfella tar utgangspunkt i, men endre seg frå år til år. Det er ikkje mogeleg å spå kva prisar ein vil få i framtida, men desse tre prisane syner noverdien ved eit positivt, eit meir realistisk og eit pessimistisk estimat. Noverdien vil og vere avhengig av gjenvinningsgraden i berggrunnen, og det er difor også sett på tre scenario av gjenvinningsgrad.

Satt opp mot nullalternativet, som viser noverdien ved ikkje å investere i sollagringsanlegg, ser ein at investeringa vil lønne seg dersom gjennomsnittleg straumpris over dei neste 50 åra er 1 kr/kWh, dersom gjenvinningsgraden er 50 % eller høgare. For gjennomsnittleg straumpris på 1,5 kr/kWh vil det vere lønsamt å invester ved alle gjenvinningsgrader. Dersom straumprisen i gjennomsnitt er 0,5 kr/kWh vil det ikkje lønne seg ved nokon av gjenvinningsgradene. Dette er naturleg då høgare straumpris fører til større innsparing av straumutgifter.

I Monte Carlo simuleringa er det nytta straumprisar med årleg vekst, henta frå NVEs rapport om kraftmarkedsanalyse for år 2016 – 2030 (Amundsen et al. 2017). For åra etter 2030 er det nytta same årleg vekst som for perioden år 2016 – 2030. Kva straumprisen vil verte i framtida er det ingen som veit, men i følgje Amundsen et el. (2017) ser det ut som den vil kome til å auke. Prisen for nettleige vil også kome til å endre seg i åra som kjem. Det er ikkje mogeleg å seie kva den vil vere om 50 år, men for å lage ei meir realistisk framstilling er det nytta same årlege vekst for nettleige som for straumprisen.

Ut frå simuleringa får ein at P90 og P50 verdiane til investeringa er mindre enn tilsvarande verdiar for nullalternativet. Dette vil altså sei at med dei forutsetningane som er satt i oppgåva

vil det lønne seg å investere i sollagringsanlegg. Enova har dessutan ulike støtteordningar ved investering i varmesentral basert på fornybare energikjelder. Dei kan gi investeringsstøtte til prosjekter som vil gi miljøvinst samanlikna med ei alternativ investering, og det er knytt meirkostnad til å ta i bruk den meir miljøvenlege løysinga (Enova). Ved hjelp av støtteordningar som denne kan kostnadane verte enda lågare og ordninga kan bidra som incentiv for utbygging av ny fornybar energi.

På den andre sida er dette ein ganske ny teknologi. Kor godt anlegget fungerer er knytt til dei geologiske forholda på staden. Grunna lite erfaring med slike anlegg er det vanskeleg å vurdere faktorane som spelar inn på ein grundig måte. Det vil dessutan vere begrensa kor godt ein kan kartlegge slike forhold, då det kan forkomme uventa komplikasjonar både med tanke på drift og installasjon. Dette kan føre til at anlegget kan verte dyrare enn estimert. I Brædstrup i Danmark er det eit tilsvarande anlegg med termisk boreholslager. Dei fekk uventa ekstra installasjonskostnad både i forhold til dei geologiske forholda og automasjonen. Dette resulterte i at kostnaden vart 27 % høgare enn budsjettert (Sørensen et al. 2013).

## 8.6 Nettinvestering

I NVEs rapport «Hva betyr elbiler for strømmettet» er det sett på eit scenario der det er 1,5 millionar elbilar på vegane i 2030. dette kan gi eit auka straumforbruk på 4 TWh, tilsvarande ei auke på 3 % av Noregs straumforbruk. Analysen viser at belastninga i gjennomsnittet er låg og at strømmettet kan tole ein forholdsvis stor overgang til elbilar. Dersom derimot mange skal lade bilen samtidig i eit område, kan det skape utfordringar for transformatorar og kablar i distribusjonsnett. Spesielt vil dette gjelde for områder med liten kapasitet i strømmettet, til dømes hytteområde. Vidare kjem det fram av rapporten at mange av transformatorane og kraftleidningane i distribusjonsnett må bytast ut på grunn av alder. Anbefalinga i rapporten er då at nettselskapa bør vurdere å reinvestere i komponentar med kapasitet som er høgare enn dagens. Dette for at nettet skal verte betre rusta til å takle full elektrifisering av transportsektoren. I områder der nettet er svakt kan mykje lading av elbil føre til at spenningskvaliteten vert dårlegare (Skotland et al. 2016).

Dersom ein kan dekke oppvarmingsbehovet gjennom heile året ved hjelp av sesonglagra solenergi, vil ein kunne ta bort mykje av belastninga på elektrisitetsnett. Den frigjorde elektrisiteten kan då nyttast til andre formål, til dømes lading av elbil. Dersom elektrisitetsforbruket vil halde fram med å auke slik det har gjort fram til i dag, vil solfangaranlegget kunne løyse ein del av problema knytt til kapasiteten i nettet. Kostnadane

kring investering i elektrisitetsnettet vil variere ved storleiken på utbygginga og omfanget på oppgraderinga. For distribusjonsnettet kan ein grovt seie at kostnadane for utbygging og oppgradering av 1 km nettkabel, vil ligge mellom 200 000 og 6 000 000 NOK. Det er med andre ord snakk om store summar som potensielt kan nyttast andre stadar i samfunnet.

## 9 Konklusjon

Slik situasjonen ser ut i dag, vil sesonglagring av solenergi kunne lette belastninga på straumnettet. Dei termiske lastane som trekk er romoppvarming og oppvarming av tappevann. Desse vil potensielt kunne dekkjast ved å nytte sesonglagring av solenergi. Ved å nytte same forutsetningar som anlegget denne oppgåva tar føre seg, vil ein ikkje kunne dekke 100% av oppvarmingsbehovet for tappevatn gjennom fyringssesongen. Den resterande delen som må varmast opp ved elektrisitet vil verte minimal og difor ikkje utøve noko særleg skilnad i belastninga på nettet.

Dersom ein ser på bruk av sesonglagring av solenergi til romoppvarming vil ein kunne frigjere mellom 30 og 55 % av effektbelastninga på nettet. Klarar ein å dekke oppvarming av tappevatn i tillegg, er det snakk om 35 – 65 % alt etter kva type bygning det er. Sjølv om størsteparten av innstrålinga kjem om sommaren vil ein sjå verknadane gjennom heile året, då ein på kalde vinterdagar også vil kunne frigjere kapasitet i nettet. Denne frigjorde kapasiteten vil kunne nyttast til andre formål, eksempelvis lading av el-bil.

Ser ein på det økonomiske perspektivet viser noverdiberekningar at det vil vere lønsamt for brukarane å investere i sollagringsanlegg. Dessutan, vil investering i sollagringsanlegg vere eit reelt alternativ i situasjonar der utbygging av straumnettet er veldig kostbart, eller at det er behov for eit reservelager for å sikre leveringsikkerheita.



## 10 Vidare arbeid

Det er mange aspekt som kan belysast og analyserast vidare.

- Eit eksempel på dette er tapa i nettet. Ein kan analysere kvar i nettet det lønner seg å fjerne tapet, altså kvar ein skal plassere ein eventuell batteripakke og korleis reduksjonen av effektbehovet, samt flytting av effektforbruket vil påverke tapa.
- Ein kan gå djupare inn i lønsemdsanalysane for nettselskapa og sjå om det vil kunne vere lønsamt å subsidiere slike investeringar framfor å drive med omfattande opprustingsarbeid.
- Det kan også sjåast på kven som skal stå for den økonomiske investeringa.
- Vidare kan ein sjå om det vil påverke levetida til sjøkablane, samt luftlinjene og på konsekvensen det får for AMS.





## Litteraturliste

- Amundsen, J. S., Bartnes, G. & Øyslebø, E. (2017). Kraftmarkedsanalyse 2016 - 2030. 7 s.
- Andresen, I. (2008). Planlegging av solvarmeanlegg for lav-energiboliger og passivhus. En introduksjon. Oslo. 42 s.
- Avgifter på nettleien 2017. (2017). Norgesnett Fredrikstad. Tilgjengelig fra: <http://www.fen.no/default.asp?fid=1280> (lest 14.04.2017).
- Baardvik, G., Engen, A., Kalsnes, B., Karlsrud, K., Lande, E. J., Langford, J., Simonsen, A., Tvedt, G., Veslegard, G. & (2016). Begrensing av skader som følge av grunnarbeider. 122 s.
- Bad.no. (2017). *Varmtvannsbereder*. Tilgjengelig fra: <https://www.bad.no/c/varmtvannsbereder?gclid=Cj0KEQjwicfHBRCh6KaMp4-asKgBEiQA8GH2x6S3ujMJRrnLo0RvfYcFB1RkWSbRxeLSB2Qt-DM8g0MaAhwM8P8HAQ>.
- Banks, D. (2012). *An introduction to Thermogeology*  
*Ground source heating and cooling*, b. 2: John Wiley & Sons.
- Canada, L. (2014). Annual Performance Monitoring Report for 2013 -2014. 40 s.
- Chajar & Cengal. (2011). *Heat and mass transfer*.
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*.
- Drake Landing Solar Community. Tilgjengelig fra: <https://www.dlsc.ca/> (lest 06.02.2017).
- Enova. *Varmesentraler*: Enova. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/varmesentraler/>.
- Enova. (2015). Enovas Byggstatistikk 2015. 47 s.
- Ericson, T. & Halvorsen, B. (2008). Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer? . 6 s.
- forskningsråd, N., Norge, I., energidirektorat, N. v.-o. & Enova. (2016). *Kraftoverføring*: Fornybar.no. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/kraftoverforing/1-kraftoverforing> (lest 25.01.2017).
- Halvorsen, K. (2008). *Å forske på samfunnet*. Oslo: Cappelen akademisk forlag. 316 s.
- Hoff, K. G. (2009). *Grunnleggende bedriftsøkonomisk analyse*, b. 6. Oslo: Universitetsforlaget.
- Husby, O., Kilde, H. S., Klakegg, O. J., Torp, O., Berntsen, S. R. & Samset, K. (2005). *Usikkerhet som gevinst*. Trondheim: Norsk senter for prosjektledelse. 210 s.

- Huus- Hansen, W. (2017). *Epost, møter og samtalar med Wilhelm Huus- Hansen i Anergy, frå 01.12.2016 - 25.05.2017*
- Johannessen, A., Christoffersen, L. & Tufte, P. A. (2011). *Forskningsmetode for økonomisk-administrative fag*. Oslo: Abstrakt forlag AS. 490 s.
- Langseth, B. (2016). Analyse av energibruk i yrkesbygg.
- Meld. St. 14 (2011 - 2012). *Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*: Olje- og energidepartementet.
- Meteorologisk-institutt. (2017). *Temperaturmåling for Strømtangen fyr*.
- Myhre, A. (2008). *Klima, energi og miljø*.
- Mæhlum, L. (2016). *Overføringsnett*: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/overf%C3%B8ringsnett> (lest 25.01.2017).
- NGU. *Arealinformasjon Norge og Svalbard med havområder*. Tilgjengelig fra: <http://geo.ngu.no/kart/arealis/> (lest 04.04.2017).
- Nord Pool. (2017). Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/> (lest 14.04.2017).
- NVE. (2012a). Energiattest Floren gymbygg.
- NVE. (2012b). Energiattest Floren skole.
- NVE. (2012c). Energiattest Rådhuset.
- NVE. (2016). Oppdatert investeringsplan 2016. Oslo. 19 s.
- Salvesen, F. (2001). *Nye fornybare energikilder*: Norges forskningsråd og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).
- Sibbitt, B. & McClenahan. (2015). *Sesonal Borehole Thermal Energy Storage*. 15 s.
- SINTEF. (2006). Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket. 2 s.
- Skotland, C. H., Eggum, E. & Spilde, D. (2016). Hva betyr elbiler for strømmettet. 30 s.
- Smartgrid. *Om Smartgrid: The Norwegian Smartgrid Centre*. Tilgjengelig fra: <http://smartgrids.no/senteret/about-smartgrid/>.
- Solar thermal water heating*. (2004). Tilgjengelig fra: <http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index.php> (lest 02.03.2017).
- Sørensen, P. A., Larsen, J., Thøgersen, L., Andersen, J. D., Østegaard, C. & Schmidt, T. (2013). *Boreholes in Brødstrup, Final report*. 73 s.
- Veslegard, G. & Simonsen, A. S. (2013). *State of the art Boretteknikk, 1 + 2.1*. 55 s.
- Ørjasæter, H. (2017). *Prisar ved opprusting av distribusjonsnettet* (e-post til Hans Ørjasæter 14.03.2017).

# VEDLEGG 1

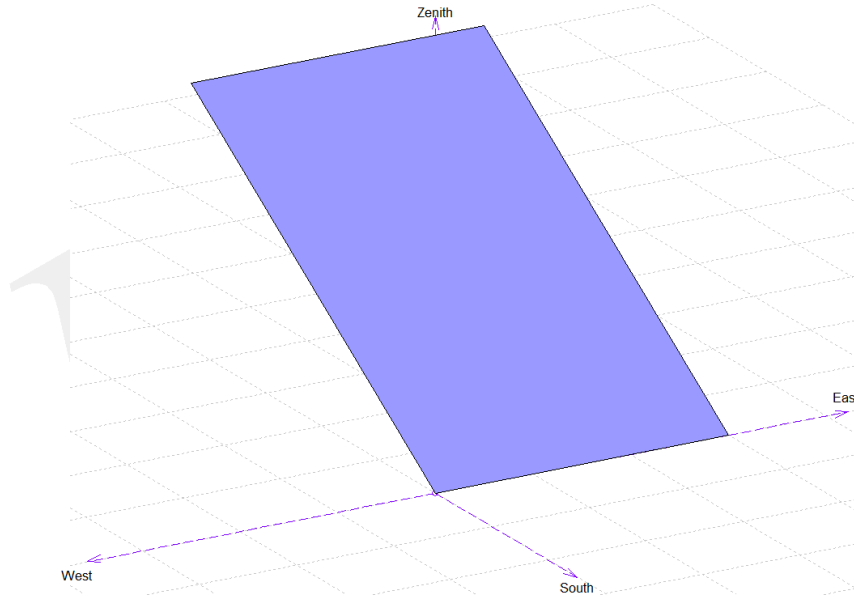
PVSYST V6.52		28/03/17	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>Hvaler_Tora</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Single</b>	Country	<b>Norway</b>
<b>Situation</b>	Latitude	59.11° N	Longitude 11.13° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude 15 m
	Albedo	0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>Tora_hvaler</b>	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>		
	Simulation date	28/03/17 09h41	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	30°	Azimuth 0°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>DesignBlack240</b>
Original PVsyst database	Manufacturer	Innotech Solar	
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	9	Unit Nom. Power 240 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2160 Wp</b>	At operating cond. 1959 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	240 V	I mpp 8.2 A
Total area	Module area	<b>14.9 m<sup>2</sup></b>	Cell area 13.1 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>			
Original PVsyst database	Model	<b>Theia 2100 S</b>	
Characteristics	Manufacturer	Eltek Valere	
	Operating Voltage	206-390 V	Unit Nom. Power 1.75 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 1.8 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	493 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -1.3 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Hvaler\_Tora  
**Simulation variant :** New simulation variant

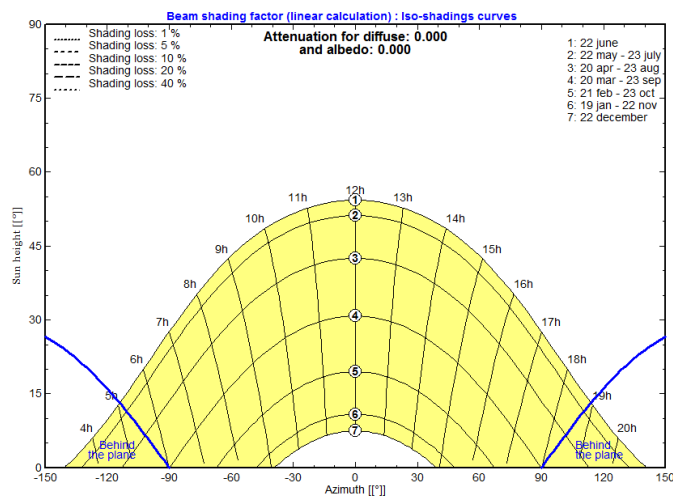
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	DesignBlack240	Pnom	240 Wp
PV Array	Nb. of modules	9	Pnom total	<b>2160 Wp</b>
Inverter	Model	Theia 2100 S	Pnom	1750 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



#### Iso-shadings diagram

Hvaler\_Tora - Solar Time



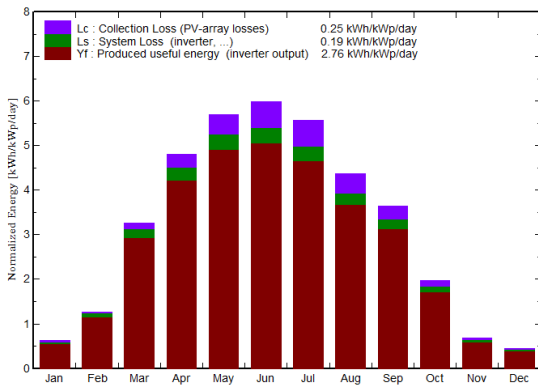
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Hvaler\_Tora  
**Simulation variant :** New simulation variant

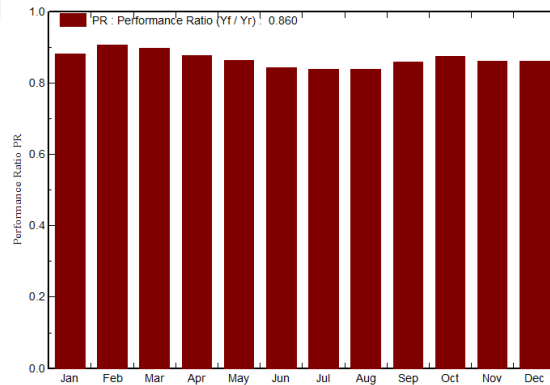
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	DesignBlack240	Pnom	240 Wp
PV Array	Nb. of modules	9	Pnom total	<b>2160 Wp</b>
Inverter	Model	Theia 2100 S	Pnom	1750 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 2.17 MWh/year** Specific prod. 1007 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR **86.05 %**

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2160 Wp**



**Performance Ratio PR**



**New simulation variant  
Balances and main results**

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	%	%
January	9.7	1.09	19.3	18.4	0.040	0.037	13.94	12.82
February	22.1	0.09	35.6	34.2	0.075	0.070	14.21	13.19
March	68.4	1.54	101.3	98.1	0.210	0.197	13.98	13.07
April	114.1	6.36	144.3	139.8	0.292	0.274	13.65	12.77
May	162.9	11.26	176.8	170.7	0.352	0.330	13.41	12.56
June	173.5	14.77	179.8	173.8	0.350	0.328	13.12	12.26
July	165.0	17.54	172.4	166.7	0.334	0.312	13.04	12.20
August	119.8	17.46	135.8	131.1	0.263	0.246	13.05	12.20
September	80.2	13.51	109.2	105.5	0.217	0.203	13.37	12.51
October	36.8	8.85	60.9	58.7	0.124	0.115	13.67	12.74
November	11.3	5.22	20.5	19.5	0.042	0.038	13.73	12.54
December	5.9	1.84	13.9	13.1	0.028	0.026	13.73	12.55
Year	969.6	8.34	1169.9	1129.6	2.328	2.174	13.40	12.52

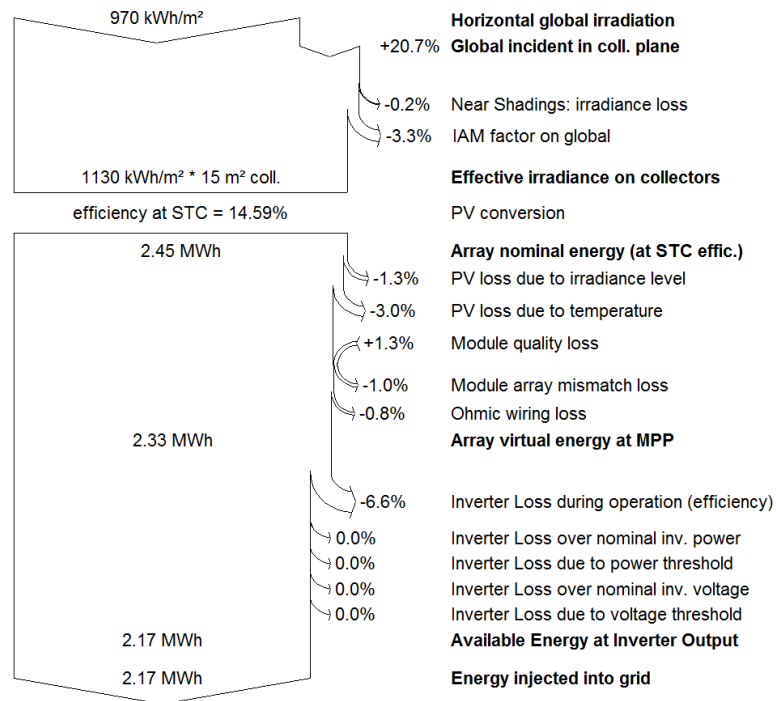
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array  
 T Amb Ambient Temperature E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Hvaler\_Tora  
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	DesignBlack240	Pnom	240 Wp
PV Array	Nb. of modules	9	Pnom total	<b>2160 Wp</b>
Inverter	Model	Theia 2100 S	Pnom	1750 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

#### Loss diagram over the whole year







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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway