



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Kan et beredskapssenter på Geilo holdes varmt hele året med solenergi lagret i grunnen? - En mulighetsstudie

Can an emergency preparedness center in Geilo be kept warm through the year with solar energy stored in the ground?
-A Feasibility study

Charlott K. Olofsson & Silvia Bratlie
Miljøfysikk og fornybar energi & Industriell økonomi

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på et femårig masterløp i miljøfysikk og fornybar energi, og industriell økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Gjennom arbeidet med masteroppgaven har vi blant annet lært viktigheten av et godt samarbeid og nyttingen av å kunne ha en god diskusjonspartner.

Det har vært lærerikt og spennende for oss å kunne jobbe med prosjekt som kan bli reelt. Det har vært spesielt interessant å vurdere en energiløsning som potensielt kan gjøre beredskapssenter selvforsynt på varme.

Vi vil spesielt takke hovedveileder Petter H. Heyerdahl for mange gode innspill til oppgaven og konstruktive tilbakemeldinger gjennom perioden. Vi vil også rette en takk til biveileder Wilhelm Huus-Hansen for gode innspill til lønnsomhetsvurderingen av prosjektet. Takk til Inaventa Solar som har besvart en god del spørsmål i forbindelse med kostnadene til solfangeranlegget. Takk til Grundfos Norge som har tatt seg tid til å besvare spørsmål knyttet til dimensjoneringen av sirkulasjonspumpene til solfangeranlegget.

Vi vil til slutt takke venner og familie for god støtte og innspill til oppgaven.

Ås, 23. september 2020

Charlott K. Olofsson & Silvia Bratlie

Sammendrag

Det forventes at klimaendringene vil føre til mer ekstremværhendelser i fremtiden (Meteorologisk institutt, 2019). Kraftforsyningen er dimensjonert for å takle klimapåkjenninger likevel observeres det en sammenheng mellom tilfeller av ekstremværhendelser og strømbrudd (NVE, 2016a, 2016b). Av den grunn bør også andre oppvarmingsløsninger vurderes for fremtiden. I denne masteroppgaven skal en derfor se på muligheten for at beredskapssenteret i Hol kan bli selvforsynt på varme. Dette ved å benytte et solfangeranlegg i kombinasjon med et BTES system for sesonglagring av solvarme. Varmeenergi fra sola som absorberes av solfangerne i løpet av sommerhalvåret skal sesonglagres i brønnparken til vinterstid da varmebehovet til beredskapssenteret er høyt.

Prosjektet er i innledende fase og det er jobbet ut ifra informasjon gitt fra Hol kommune angående utformingen av beredskapssenteret. Hol kommune har oppgitt arealet knyttet til garasjeanlegget, som planlegges etablert under bakkeplan. Det er i denne oppgaven også sett på et forslag om plassering av garasjeanlegget på bakkeplan for å øke energifangsten ytterligere. I denne oppgaven skal derfor to energianlegg vurderes for beredskapssenteret.

På hovedfløyen av bygget er det funnet ut at en hensiktsmessig utforming av taket er sagtantak, mens det på legeføyen er tiltenkt saltak. Orienteringen til bygget har ikke vært fastsatt, men er i oppgaven satt til å være parallelt med veien tilknyttet bygget. Asimutvinkelen knyttet til solfangerne på hovedfløyen er -20° og for de to sidene av saltaket er -110° og 70° . Innstråling er funnet gjennom PVsyst med meteorologiske data fra PVGIS V5 til å være henholdsvis 704 kWh/m^2 , 676 kWh/m^2 og 632 kWh/m^2 for de ovennevnte orienteringene, i antatt driftsperiode fra april til september.

Brønnparken er dimensjonert for å lagre varmeenergien høstet fra solfangeranlegget. Volumet til brønnparken for de to energianleggene er beregnet til å være $45\,700 \text{ m}^3$ og $62\,800 \text{ m}^3$. Varmeenergi som kan leveres til bygget er beregnet til 237 MWh og 333 MWh . Arealet som skal varmes opp er 1889 m^2 og de to energianleggene kan levere 126 kWh/m^2 og 177 kWh/m^2 til oppvarming.

Det er gjort overslag knyttet beregninger av røranlegget for de to energianleggene slik at den elektriske pumpeeffekten er kun et estimat. Sirkulasjonspumpene til energianleggene krever henholdsvis $4,14 \text{ kW}$ og $4,78 \text{ kW}$ i maksimalt driftspunkt for å sirkulere systemvæsken i solfangeranlegget. I denne oppgaven blir det sett på en systemløsning for gjøre solvarmeanlegget selvstendig. Det foreslås derfor å prosjektere et solcelleanlegg på saltaket for å forsyne sirkulasjonspumpene med elektrisk

effekt. Ved maksimal innstråling på hovedfløyen, ble effekten produsert av solcelleanlegget funnet til å være 21 kW og energianleggene kan dermed opereres selvstendig.

Energiprisen (LCoE) for energianlegg med garasjeanlegget under og på bakkeplan beregnes til å være henholdsvis $1,8 \text{ kr/kWh}$ og $1,85 \text{ kr/kWh}$ med en økonomisk levetid på 25 år. Dersom det tas utgangspunkt i en økonomisk levetid på 50 år vil energiprisen for begge energianleggene ligge på $1,56 \text{ kr/kWh}$. Energianleggene får en negativ nåverdi med en økonomisk levetid på 25 år, men dersom brukstiden til solfangeranlegget og brønnparken legges til grunn i nåverdiberegningene blir nåverdien positiv. Dermed kan energianleggene ansees som lønsomme prosjekter på lang sikt.

Abstract

It is expected that the change in climate will lead to more extreme weather in the future. The power supply is designed to handle stress from the climate, but it's still observed a connection between extreme weather events and power failure. For this reason, other solutions for heating is considered essential for the future. In this master's thesis, the possibility for the emergency preparedness center in Hol to be self-sufficient when heating is considered. This is done using a solar collector system in combination with a borehole thermal energy storage, BTES, system for seasonal storage of solar heat. The energy from the sun absorbed during the summer will be stored in the BTES until the winter when the emergency preparedness center's heating demand is high.

The project is in an early phase, and the work has been done on the background of the given information from Hol municipality regarding the design of the building. Information regarding area for a garage facility has been provided and is planned to be an underground facility. In this thesis, it will also be considered a suggestion for placing the garage facility on a ground level to increase the captured energy. It will therefore be assessed two energy facilities for the emergency preparedness center.

On the main wing of the building, it is found that a suitable design of the roof is a sawtooth roof, while over the medical wing is considered a gable roof. The building's orientation is not decided but is set to be parallel to the road connected to the emergency preparedness center. The solar collector system's azimuth angles are -20° for the main wing, 70° for the west side of the gable roof and -110° for the east side of the gable roof. The radiation is found through the simulation program PVsyst with meteorological data from the PVGIS V5 database. The radiation was found to be 704 kWh/m^2 , 676 kWh/m^2 and 632 kWh/m^2 respectively for the orientations mentioned. The values are for the expected operating period of the solar collector system, which is from April to September.

The BTES system is dimensioned to store the heat energy that is collected from the solar collector system. The volume for the two solutions is found to be $45\,700 \text{ m}^3$ and $62\,800 \text{ m}^3$. The heat energy delivered to the building is calculated to be 237 MWh and 333 MWh . The area in the emergency preparedness center that requires heating is 1889 m^2 . The two solutions can deliver 126 kWh/m^2 and 177 kWh/m^2 for heating.

It has been done estimations of the piping required for the two solutions to make an estimate of the power that the circulation-pump demands. The power that is needed to circulate the system fluid in the maximal operation point has been calculated for the two solutions to be $4,14 \text{ kW}$ and $4,78 \text{ kW}$. In this thesis, it has been considered a solution that will make the system self-sufficient. In this case, it is suggested

to install a photovoltaic system to supply the circulation-pump with the electrical power needed. Under maximum radiation on the main-wing, the effect produced by the photovoltaic system is found to be 21 kW and both of the systems considered can be self-sufficient.

The energy price (LCoE) for the energy facility with the garage underground and the garage placed on the ground level is calculated respectively to be 1,8 kr/kWh and 1,85 kr/kWh with an economic lifetime of 25 years. If the economic lifetime is considered to be 50 years, the energy price will for both solutions be 1,56 kr/kWh. Both energy facilities will have a negative present value with an economic lifetime of 25 years, but if the service life for the solar collector system and the BTES system is taken into account, the calculations of present value become positive. Both energy facilities are considered profitable projects in a long term perspective.

Symbolliste

Symbol	Forklaring	Enhet
a	Solhøyde	$^{\circ}$
a_M	Modulhøyde	$^{\circ}$
A	Asimutvinkel	$^{\circ}$
AM	Air Mass	-
A_o	Overflateareal	m^2
A_t	Tversnittsareal	m^2
C	Spesifikk varmekapasitet	J/kgK
COP	Effektfaktor	-
C_t	Kontantstrøm	kr
C_v	Volumetrisk varmekapasitet	J/m^3K
d	Radavstand	m
d_s	Diameter	m
d_h	Hydraulisk diameter	m
D	Dybde	m
E	Energi	J
E_t	Energiproduksjon	kWh
f	Frekvens	s^{-1}
FF	Formfaktor	-
F_t	Drivstoffkostnad	kr
g	Tyngdeakselerasjon	m/s^2
G	Innstrålingstetthet	W/m^2
G_s	Solkonstanten	W/m^2
h	Høyde solfanger	m
h_{konv}	Konveksjonskoeffisienten	W/m^2K
h_s	Høyde sylinder	m
h_p	Planck's konstant	Js
I_t	Investeringskostnad	kr
I_0	Investeringskostnad år 0	kr
k	Varmeledningsevne	$W/m K$
k_r	Ruhet	m

Symbol	Forklaring	Enhet
l	Lengde	m
L	Lengde solfanger	m
LB	Belyst lengde	m
$LCoE$	Levelized Cost of Energy	kr/kWh
LS	Skygget lengde	m
m	Masse	kg
\dot{m}	Massestrøm	kg/s
M_t	Drift- og vedlikeholdskostnad	kr
NPV	Netto nåverdi	kr
P	Avgitt varmeeffekt	W
P_{el}	Elektrisk effekt	W
$P_{høydetape}$	Løfteeffekt	W
P_{pumpe}	Pumpeeffekt	W
r	Diskonteringsrenten	$\%$
Re	Reynoldstall	-
R_b	Borehullsmotstand	$m K/W$
S	Horisontal skyggelengde	m
S_i	Absorbent innstråling	W/m^2
T_{abs}	Temperatur absorlatorplate	K
T_b	Temperatur borehullsvegg	K
T_f	Temperatur kollektorvæske	K
T_g	Temperatur grunn	K
T_i	Initial Temperatur	K
T_{omg}	Omgivelsestemperatur	K
T_s	Overflatetemperatur	K
T_∞	Temperatur langt fra overflaten	K
U_L	Termisk tapskoeffisienten	$W/m^2 K$
v	Hastighet	m/s
V	Volum	m^3
V_0	Opprinnelig volum	m^3
\dot{V}	Volumstrøm	m^3/s

Symbol	Forklaring	Enhet
q	Spesifikk varmeeffekt	W/m
Q_{ut}	Ekstrahert varme	J
Q_v	Absorbert varme	J
\dot{Q}_{emit}	Stråling	W
\dot{Q}_{kond}	Konduksjon	W
\dot{Q}_{konv}	Konveksjon	W
\dot{Q}_u	Nyttig effekt	W
α	Absorptans	-
α_d	Diffusivitet	m^2/s
β	Termiske utvidelseskoeffisienten	K^{-1}
Δh	Høydeendring	m
Δp	Trykkendring	Pa
ΔT	Temperaturendring	K
ΔV	Volumendring	m^3
ϵ	Emissivitet	-
η	Virkningsgrad solfanger	-
η_b	Gjenvinningsgrad	-
η_p	Virkningsgrad sirkulasjonspumpe	-
θ_m	Helningsvinkel modul	$^\circ$
θ_s	Vinkel	$^\circ$
θ_z	Senitvinkel	$^\circ$
λ	Friksjonskoeffisienten	-
λ_{eff}	Effektiv varmeledningsevne	$W/m K$
μ	Dynamisk viskositet	$Pa * s$
ξ	Punkttapskoeffisienten	-
ρ	Tetthet	kg/m^3
σ	Stefan-Boltzmann konstant	$W/m^2 K$
τ	Transmittans	-

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	12
1.1	Oppgavens bakgrunn og motivasjon	12
1.2	Oppgavens fokus og problemstilling	13
1.3	Avgrensning	13
2	Teori	14
2.1	Solenergi	14
2.1.1	Solinnstråling	14
2.2	Termodynamikk	17
2.2.1	Stråling	17
2.2.2	Termisk Konduksjon	17
2.2.3	Termisk Konveksjon	18
2.3	Fluidmekanikk	18
2.4	Solfanger teknologi	20
2.4.1	Flatplatesolfanger	20
2.4.2	Effektbalansen til en flatplatesolfanger	21
2.4.3	Effektiviteten til en flatplatesolfanger	23
2.4.4	Optimal posisjonering av solfangeranlegg	24
2.5	Solcelle teknologi	25
2.5.1	Optimal posisjonering av solcelleanlegg	26
2.6	Systemløsning	26
2.6.1	Solvarmeanlegg	26
2.6.2	Solcelleanlegg	28
2.7	Termisk energilagring i brønnpark (BTES)	30
2.7.1	Varmeenergi	30
2.7.2	Oppbygging av brønnen	31
2.7.3	Varmetap	33
2.7.4	Dimensjonering av brønnpark	34
2.7.5	Drake Landing Solar Community	35
2.8	Oppvarming bygg	37
2.8.1	Radiator	37
2.8.2	Viftekonvektor	38
2.8.3	Gulvvarme	38
2.9	Pumpeberegninger	39
2.10	Lønnsomhetsvurdering	39
2.10.1	Nåverdimetoden	39
2.10.2	LCoE	40
2.10.3	Kostnadene	40

2.10.4 Fremtidig forventet kraftpris	41
3 Prosjektbeskrivelse	42
3.1 Bakgrunn for prosjektet	42
3.2 Grunnforhold	42
3.2.1 Løsmasser	43
3.2.2 Berggrunn	44
3.3 Albedo	47
3.4 Bygningsbeskrivelse	48
4 Metode	50
4.1 Potensiell energiproduksjon fra solenergi	50
4.1.1 Simuleringsprogrammet - PVsyst	50
4.1.2 Beregning av energiproduksjon	51
4.2 Systemløsning	52
4.2.1 Systemvæske	52
4.2.2 Tilbakerenningstank	53
4.2.3 Akkumulatortank	53
4.2.4 Solcelleanlegg	54
4.3 Solfangeranlegget	54
4.3.1 Solfanger	54
4.3.2 Optimal posisjonering	55
4.3.3 Dimensjonering av solfangeranlegget	56
4.4 Sesonglagring	57
4.4.1 Dimensjonering av brønnparken	57
4.4.2 Gjenvinningsgrad	58
4.5 Sirkulasjonspumpen	58
4.6 Lønnsomhetsvurdering	59
4.6.1 LCoE	60
4.6.2 Nåverdimetoden	60
5 Resultat	62
5.1 Potensiell energiproduksjon	62
5.1.1 Orientering	63
5.1.2 Innstråling	66
5.1.3 Energiproduksjon solfangeranlegg	68
5.1.4 Varmeenergien levert fra brønnpark	68
5.2 Solcelleanlegg	69
5.3 Brønnpark	70
5.3.1 Volum	70
5.3.2 Arkitektur for brønnpark	71
5.3.3 Belastning	74
5.4 Sirkulasjonspumpene	75
5.5 Tilbakerenningstank	79
5.6 Akkumulatortank	80
5.7 Lønnsomhetsvurdering	80

6	Diskusjon	83
6.1	Innstråling	83
6.2	Virkningsgraden til solfangeren	84
6.3	Energiproduksjon	85
6.4	Oppvarming av bygget	85
6.5	Solcelleanlegg	86
6.6	Brønnpark	86
6.7	Oppstart av anlegget	87
6.8	Dimensjonering av sirkulasjonspumpene	88
6.9	Lønnsomhetsvurdering	90
6.10	Sammenligning av energianleggene	91
7	Konklusjon	93
A	Vedlegg	101
A.1	Rapport fra PVsyst	101
A.2	Sirkulasjonspumpeberegninger	101
A.3	Nåverdiberegninger	101

1. Introduksjon

1.1 Oppgavens bakgrunn og motivasjon

I Norge blir en vesentlig andel av oppvarmingsbehovet til bygg og tappevann dekket av elektrisitet (Olje- og energidepartementet, 2019). I husholdninger baseres omlag 80 % av oppvarmingen på elektrisitet (NVE, 2020b). Til sammenligning med andre land baserer Norge oppvarmingen i mye større grad på elektrisitet. Forbudet som ble innført i 2020 mot bruk av fyringsolje og parafin til oppvarming forventer å øke denne andelen noe (Statnett, 2019a).

Leveringspålitligheten av elektrisitet i Norge er god, og ligger på over 99,98 % i et normalår (Statnett, 2019b). I tillegg anses sannsynligheten for langvarig strømrasjonering som lav (Døskeland Husevåg mfl., 2014). Til tross for dette er imidlertid sannsynligheten for strømbrudd høyere. I 2018 mistet hver forbruker strømmen i snitt 4,4 ganger med en total varighet på 2 timer og 48 minutter grunnet driftforstyrrelser. Det som gjør utslag i statistikken er antall ekstremværhendelser i løpet av 2018. Det er en sammenheng med tilfeller av ekstremværhendelser og antall strømbrudd grunnet brudd på kraftledningen. (Statnett, 2019b) De fleste feil som oppstår i kraftnettet og medfører strømbrudd, kan relateres direkte til ekstremværhendelser (NVE, 2016b). Meteorologisk institutt viser gjennom deres klimaprojeksjoner at det forventes mer ekstremvær i fremtiden. Det har gjennom 100 år blitt observert en økning i både temperatur på 1 °C og nedbør på rundt 18 %. Meteorologisk institutt anslår at denne økningen vil fortsette, og at det kan forventes både kraftigere og hyppigere styrtregn, med en økning på rundt 20 % opp mot 2050. Dette medfører ytterligere flom og skredhendelser som potensielt kan gi langvarig strømbrudd. (Meteorologisk institutt, 2019) Med økende antall ekstremværhendelser øker også sannsynligheten for flere strømbrudd.

I rapporten om Analyser av krisescenarier fra Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap (DSB) fremgår det at Norge vil være ganske utsatt dersom det skulle bli svikt i kraftforsyningen. Kritiske samfunnsfunksjoner er spesielt sårbare ovenfor eventuelle svikt i kraftforsyningen, da det potensielt sett kan gi store konsekvenser. En av flere konsekvenser som blir nevnt i rapporten er blant annet at innetemperaturen ikke kan opprettholdes på vinterstid som vil være ganske alvorlig for de syke og pleietrengende. (DSB, 2019)

Formålet til et beredskapssenter er å være forberedt på å håndtere krisesituasjoner som måtte oppstå i samfunnet. I slike krisesituasjoner er det viktig at beredskapssenteret har en stabil varmforsyning, og er motstandsdyktige mot eventuelle svikt i kraftforsyningen. Solfangeranlegg i kombinasjon med et BTES system (Borehole

Thermal Energy Storage) kan potensielt dekke varmebehovet og dermed gjøre beredskapssenteret selvforsynt på varme. Dette ved å utnytte solinnstrålingen i sommerhalvåret og sesonglagre mesteparten av solvarmen i brønnparken til vinterstid da varmebehovet er høyt.

Solfangeranlegg i kombinasjon med et BTES system har hatt økende interesse de to siste tiårene. Det har blitt bygd flere slike solvarmeanlegg rundt om i Europa, USA og Canada. Drake Landing Solar Community i Canada som leverer solvarme til 52 husstander kan nevnes som et av eksempelprosjektene. Dette prosjektet har bevist at et slikt solvarmeanlegg kan dekke over 90 % av det totale oppvarmingsbehovet med solvarme i et kaldt klima (Mesquita mfl., 2017). Akershus universitetssykehus i Norge benytter et BTES system til både kjøling og oppvarming, som dekker store deler av oppvarmingbehovet til sykehuset (Carstens, u.å; Midttømme mfl., 2009).

1.2 Oppgavens fokus og problemstilling

På bakgrunn av ovennevnte forhold skal det i denne oppgaven dimensjoneres et solfangeranlegg med et tilhørende BTES system for beredskapssenteret i Hol. Det skal undersøkes hvor mye et slikt solvarmeanlegg kan levere av varmeenergi til beredskapssenteret i perioder med større oppvarmingsbehov. Det skal også dimensjoneres et solcelleanlegg, og vurdere om solcelleanlegget kan dekke den elektriske effekten som kreves for å drive sirkulasjonspumpene til solfangeranlegget. I tillegg skal det foretas en lønnsomhetsvurdering av energianlegget som en helhet.

I den sammenheng skal to energianlegg vurderes for beredskapssenteret. Et energianlegg med garasjeanlegget på bakkeplan og et energianlegg med garasjeanlegget under bakkeplan.

Problemstillingen kan dermed utformes slik: *I denne oppgaven skal to energianlegg vurderes for beredskapssenteret med fokus på gjenvinning av varme, systemløsning og lønnsomhet.*

1.3 Avgrensning

I denne oppgaven skal det dimensjoneres et solvarmeanlegg for et nytt bygg. Prosjektet er i innledende fase slik at detaljene om bygget som danner grunnlaget for å kunne foreta energiberegninger foreligger ikke. I oppgaven dimensjoneres ikke solvarmeanlegget ut ifra byggets årlige varmebehov, men ut ifra tilgjengelig takareal for solenergifangst, som danner grunnlaget for å dimensjonere brønnparken for lagring og gjenvinning av varme til bygget. Det har ikke blitt sett på et spesifikt system for oppvarming av bygget, men kun kommet med forslag til oppvarmingsløsninger som kan benyttes i kombinasjon med et solvarmeanlegg. I tillegg vil ikke pumpen til brønnparken dimensjoneres i denne oppgaven.

2. Teori

2.1 Solenergi

Solen er en enorm energiressurs, og er opphavet til alt liv på jorden. I løpet av ett år mottar jorden omlag 15 000 ganger mer solenergi enn energiforbruket til jordens befolkning. Solen er en primær energikilde, en energiform slik den finnes naturlig. Solenergi er også en driver for andre primære energikilder som biomasse, vind, bølger, samt havstrømmer. Med unntak av kjerneenergi, tidevannsenergi og geotermisk energi, kan solen bli sett på som opphavet til alle energikilder på jorden. (Hofstad, [2019](#))

Solen består hovedsaklig av hydrogen og helium. Trykk og temperatur forholdene i solens kjerne danner grunnlaget for kjernefysisk fusjon. Gjennom fusjon blir omtrent 4 millioner tonn med masse konvertert til energi i sekundet, med en total effekt på $3.8 * 10^{26} W$. (Smets mfl., [2016](#))

2.1.1 Solinnstråling

Solenergien transporteres til jorden i form av elektromagnetisk stråling, som inkluderer ultrafiolett stråling, synlig lys, samt infrarød stråling (SINTEF Byggforsk, [1991](#)). Mengden solenergi vil være avhengig av varigheten på strålingen og det kan ofte være mer nyttig å uttrykke dette som solenergi per tid, effekt. Til dette formålet benyttes ofte irradians, også kalt innstrålingstetthet, som er den instrålte energien per flateenhet og tidsenhet. Irradiansen avtar med avstanden fra sola, og på utsiden av jordas atmosfære er den tilnærmet konstant, gitt ved solkonstanten (Smets mfl., [2016](#)):

$$G_s = 1361 \frac{W}{m^2} \quad (1)$$

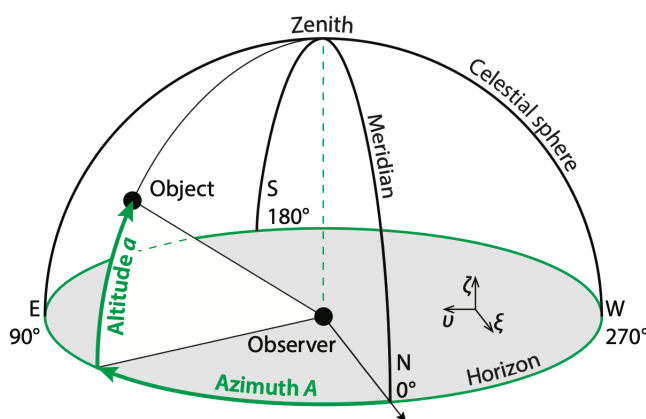
Gjennom atmosfæren vil irradiansen avta videre ved spredning, refleksjon og absorpsjon. Det er disse atmosfæriske effektene som avgjør hvor mye innstråling som treffer jordoverflaten. Innstrålingen vil variere i løpet av dagen og årstiden. Den vil også variere med breddegraden til lokasjonen. Breddegraden angir hvor et punkt på jordoverflaten er i nordlig- eller sørlig retning. Ekvator deler breddegraden inn i nordlige og sørlige breddegrad med lik gradinndeling fra 0° ved ekvator til 90° ved polene (Hofstad, [2018](#)). I Norge varierer den årlige globale innstrålingen flate mellom ca. $700 kWh/m^2$ i nord og $1100 kWh/m^2$ i sør. (SINTEF Byggforsk, [2011](#))

Air mass

En viktig parameter for hvor mye irradians som treffer jordoverflaten ved klar himmel er luftmasse, også kalt Air mass. Luftmasse er et mål på distanse av atmosfære som innstrålingen må passere på vei til jordoverflaten. Luftmassen brukes for å karakterisere solspekteret etter at sollyset har passert atmosfæren. Luftmasse beskriver forholdet mellom innstrålingens økte distanse gjennom atmosfæren relativt til korteste distanse når innstrålingen står i senit θ_z og (Smets mfl., 2016):

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2)$$

Hvor θ_z er vinkelen solen har med vertikalplanet, vist i figur 1.



Figur 1: Figuren viser solhøyden a , senitvinkelen θ_z , samt asimetvinkelen A (Smets mfl., 2016).

Solhøyde

Figur 1 viser vinkler som er nyttige ved måling av innstråling og oppsett av solanlegg som skal motta strålingen. Solhøyden er et supplement til senitvinkelen θ_z , og defineres ved vinkelen mellom innstrålingen og horisonten, gitt som a i figur 1. Solhøyden og asimetvinkelen beskriver solens posisjon i et gitt øyeblikk uttrykt ved hjelp av horisontale koordinater. (SINTEF Byggforsk, 1991)

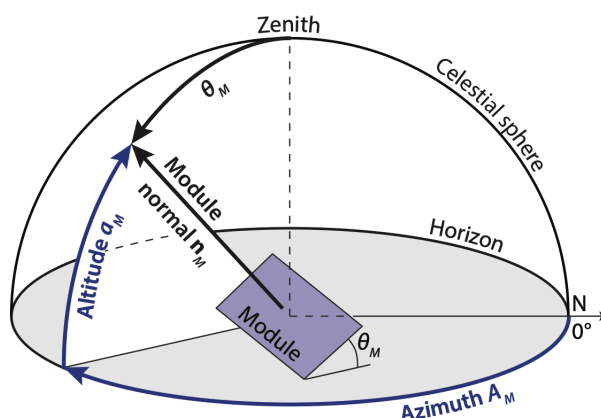
Asimutvinkelen

Asimut er vinkelen i synsfeltet uttrykt ved horisontale koordinater, definert som A i figur 1. Det finnes to ulike måter å definere asimutvinkelen på. Den ene begynner på 0° vendt mot nord og beveger seg østover, mens den andre begynner på 0° vendt mot sør og beveger seg vestover. Begge metodene spenner seg fra 0° til $\pm 180^\circ$. I figur 1 benyttes metoden som begynner i nord og beveger seg østover. (Smets mfl., 2016)

Modulhøyde

Figur 2 viser de samme vinklene med oppsett av en solfangermodul. Den viser også helningsvinkelen, θ_m , til modulen. Uttrykt ved hjelp av horisontale koordinater kan også posisjonen til modulen beskrives ved høyden til modulen og asimutvinkelen. Modulhøyden relateres til modulens helningsvinkel ved hjelp av formel:

$$a_M = 90^\circ - \theta_m \quad (3)$$



Figur 2: Figuren viser modulhøyden a_M , asimutvinkelen A_M , samt helningsvinkelen θ_m (Smets mfl., 2016).

Albedo

Albedo er den delen av innstrålingen som reflekteres av jordas overflater. Albedo beskriver derfor flatens evne til å reflektere innstrålingen. Den vil variere fra en albedo på 0 som vil si at flaten absorberer all innstråling til en albedo på 1 som vil si at flaten reflekterer all innstråling. (Myhre, 2018) Albedo er en del av globalstrålingen

som også inkluderer direkte og diffus stråling. Den diffuse komponenten av globalstrålingen genereres ved spredning av innstrålingen i atmosfæren. Den direkte komponenten består av innstråling som verken har blitt absorbert eller spredt av atmosfæriske komponenter. (Smets mfl., [2016](#))

2.2 Termodynamikk

Varme er energi som overføres på grunn av temperaturforskjeller. Varme kan overføres ved tre ulike prosesser, herunder konduksjon, konveksjon og stråling. (Tipler & Mosca, [2007](#))

2.2.1 Stråling

Stråling er overføring av energi i form av elektromagnetiske bølger. Sammenlignet med konveksjon og konduksjon krever ikke stråling et medium å forplante seg i (Cengel & Ghajar, [2015](#)). I motsetning vil emisjon og absorpsjon av stråling kreve tilstedeværelse av et medium (Borgnakke & Sonntag, [2017](#)). Dette kalles termisk stråling og er relatert til emittert stråling fra legmer med temperatur over det absolute nullpunktet, $0\text{ K} = -273,15\text{ C}^\circ$ (Cengel & Ghajar, [2015](#)). Termisk stråling emittert fra ett legeme kan beskrives ved Stefan-Boltzmann lov:

$$\dot{Q}_{emit} = \varepsilon \sigma A_o T_s^4, \quad (4)$$

hvor \dot{Q}_{emit} er emittert stråling fra et legeme med overflateareal A_o og overflatetemperaturen T_s , skrevet som andelen av et perfekt svart legeme med emissiviteten ε (Borgnakke & Sonntag, [2017](#)). Emissiviteten angir forholdet mellom strålingen emittert fra en overflate og strålingen emittert fra et svart legeme ved samme temperatur. Emissiviteten varierer mellom $0 \leq \varepsilon \leq 1$, hvorpå $\varepsilon = 1$ definerer et perfekt svart legeme. Emissiviteten til et ikke-svart legeme vil variere med overflatetemperaturen, bølgelengden og retningen til den emitterte strålingen. $\sigma = 5.67 * 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}$ er Stefan-Boltzmann konstant. (Cengel & Ghajar, [2015](#))

2.2.2 Termisk Konduksjon

Termisk konduksjon er overføring av varme ved interaksjon mellom atomer eller molekyler i et materiale. Drivkraften for varmeoverføring ved termisk konduksjon er temperaturforskjellen mellom atomene eller molekylene i materialet. Dersom et materiale kun varmes opp i enden vil atomene i dette området vibrere med større energi, og overføre varmen ved å interagere med de andre atomene i materialet. På den måten forplanter varmen seg fra de atomene med høy temperatur til de atomene med lavere temperatur i materialet (Tipler & Mosca, [2007](#)). I solfangere er dette en sentral varmeoverføringsprosess, da absorbatoren overfører varme til energibæreren ved termisk konduksjon (Catch Solar, [u.å.](#)). Termisk konduksjon i en dimensjon kan beskrives ved Fouriers lov:

$$\dot{Q}_{kond} = -k A_t \frac{dT}{dx}, \quad (5)$$

hvor \dot{Q}_{kond} er varmeoverføringsraten ved konduksjon, $\frac{dT}{dx}$ er temperaturgradienten som beskriver temperaturforskjellen dT på tvers av en liten lengde dx . A_t er tverrsnittarealet, og k er den termiske konduktiviteten som angir varmeledningsevnen til et stoff. Minustegnet i ligningen betyr at varmen strømmer i retningen av et lavere temperaturområde. (Tipler & Mosca, 2007)

2.2.3 Termisk Konveksjon

Termisk konveksjon er overføring av varme mellom en overflate og fluider som er i bevegelse. Konveksjon kombinerer dermed varmeoverføring ved konduksjon og fluider i bevegelse (Cengel & Ghajar, 2015). Det skilles mellom naturlig konveksjon og tvungen konveksjon ut ifra hva som fremskaper konveksjonen. Naturlig konveksjon oppstår dersom et fluid, som for eksempel luft, er i kontakt med en varm overflate. Varmen fra overflaten vil overføres til luften ved konduksjon slik at luftmolekylene ekspanderer, altså tettheten til luftmolekylene vil reduseres i forhold til omkringliggende luft. Dette fører til at en oppdriftskraft vil virke på den oppvarmede luften, som gjør at luften vil stige opp. Tvungen konveksjon er fremdrevet av eksterne krefter, som for eksempel pumper eller vinden. (Twidell & Weir, 2015)

Den matematiske metoden for å beregne konveksjon er ganske kompleks grunnet fluidstrømmen. Til tross for kompleksiteten til konveksjon er varmeoverføringsraten omtrentlig proporsjonal med overflatearealet til objektet og temperaturdifferansen mellom objektet og fluidet (Tipler & Mosca, 2007). Dermed kan Newtons kjølelov benyttes som en forenkling for å beregne konveksjonen:

$$\dot{Q}_{konv} = h_{konv} A_o (T_s - T_\infty), \quad (6)$$

hvor \dot{Q}_{konv} er varmeoverføringsraten ved konveksjon. h_{konv} er konveksjonskoeffisienten som inneholder overføringsegenskapene til mediene, herunder fluidets egenskaper, objektets egenskaper og geometri (Borgnakke & Sonntag, 2017). T_s er temperaturen til overflaten, T_∞ er temperaturen av fluidet langt fra overflaten og A_o er overflatearealet. (Cengel & Ghajar, 2015)

2.3 Fluidmekanikk

Overføring av energi til eller fra et fluid i bevegelse er hovedprinsippet i et solvarmeanlegg. For et solvarmeanlegg som benytter rør for å frakte væsken vil en i denne sammenheng ta utgangspunkt i fluidstrømmer i rør.

Det er to type fluidstrømninger, herunder turbulent strømning og laminær strømning. Laminær strømning er fluider som strømmer langs glatte strømlinjer og turbulent strømning er fluider som strømmer langs uordnede strømlinjer. Fluidstrømmen kan bli karakterisert som laminær eller turbulent ved å beregne en dimensjonsløs størrelse kalt for Reynoldstall, Re : (Cengel & Ghajar, 2015)

$$Re = \frac{\rho v d_h}{\mu}, \quad (7)$$

hvor ρ er tettheten til fluidet, d_h er den hydrauliske diameteren til røret som tilsvarer den indre diameteren til sirkulære rør, v er hastigheten til fluidet og μ er fluidets dynamiske viskositet. I beregningen av Reynoldstall benyttes $\rho = 998 \text{ kg/m}^3$ og $\mu = 1,002 \text{ Pa s}$ ved $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Strømningen karakteriseres som laminær dersom $Re < 2300$ og turbulent dersom $Re > 4000$. Mellom $2300 < Re < 4000$ er strømmingen i en overgangsfase. (Engineering ToolBox, 2003)

Friksjonskoeffisienten til røret er avhengig av rørmaterialets ruhet, rørets indre diameter, samt strømmingen til fluidet. Derfor må Reynoldstall bestemmes for å beregne friksjonskoeffisienten og deretter strømningsmotstanden i røret. (Engineering ToolBox, 2003) Friksjonskoeffisienten for en laminær strømning er gitt ved:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (8)$$

Det fremgår av ligning 8 at friksjonskoeffisienten for laminær strømning er uavhengig av rørmaterialets ruhet. Friksjonskoeffisienten for turbulent strømning på sin side er både avhengig av rørmaterialets ruhet og strømmingen til fluidet. Colebrook ligningen benyttes for å beregne friksjonskoeffisienten for en turbulent strømning: (Engineering ToolBox, 2008)

$$\frac{1}{\lambda^{1/2}} = -2 \log\left(\frac{2.51}{Re \lambda^{1/2}} + \frac{k_r/d_h}{3.72}\right), \quad (9)$$

hvor k_r er rørmaterialets ruhet. Dersom røret er glatt vil også friksjonskoeffisienten for turbulent strømning kun være avhengig av Reynoldstall (Engineering ToolBox, 2003).

Sirkulasjonspumpen må overkomme strømningsmotstanden for å kunne sirkulere fluidet rundt i solvarmeanlegget. Strømningsmotstanden blir funnet ved å summere trykktapet til de forskjellige prosessavsnittene i solvarmeanlegget. Trykktapet i et rør forårsaket av friksjon kan beskrives ved Darcy-Weisbachs likningen: (Engineering ToolBox, 2003)

$$\Delta p_{\text{trykktap}} = \lambda \frac{l}{d_h} \frac{\rho v^2}{2}, \quad (10)$$

hvor λ er friksjonskoeffisienten og l er lengden til røret (Engineering ToolBox, 2003). I tillegg til trykktapet i rørene vil det også være punkttap som oppstår som følge av at fluidet strømmer gjennom bend eller andre type overganger i røret (Engineering ToolBox, 2004). Punkttap i røret beregnes ved ligning:

$$\Delta p_{\text{punkttap}} = \frac{\xi \rho v^2}{2}, \quad (11)$$

hvor ξ er en punkttapskoeffisient for ulike type bend og overganger i røret (Engineering ToolBox, 2004). Tapet forbundet med å pumpe fluidet opp en høyde Δh må også hensyntas ved beregning av strømningsmotstanden. Høydetapet er gitt ved:

$$P_{\text{høydetap}} = g\dot{m}\Delta h, \quad (12)$$

hvor g er tyngdeakselerasjon lik $9,81 \text{ m/s}^2$, Δh er løfthøyden og \dot{m} er massestrømmen til fluidet som er gitt ved:

$$\dot{m} = \rho v A_t, \quad (13)$$

hvor A_r er tverrsnittsarealet til røret (Tipler & Mosca, 2007).

Tettheten til en væske vil endres ved en temperaturendring og som oftest vil væsken ekspandere ved en temperaturøkning (Tipler & Mosca, 2007). Dette kalles for termisk ekspansjon, og er gitt ved ligningen:

$$\Delta V = V_0 \beta \Delta T, \quad (14)$$

hvor V_0 er væskens opprinnelige volum, ΔT er væskens temperaturforskjellen og β er den termiske utvidelseskoeffisienten. Utvidelseskoeffisienten for vann varierer med temperatur. (Engineering ToolBox, 2009)

2.4 Solfanger teknologi

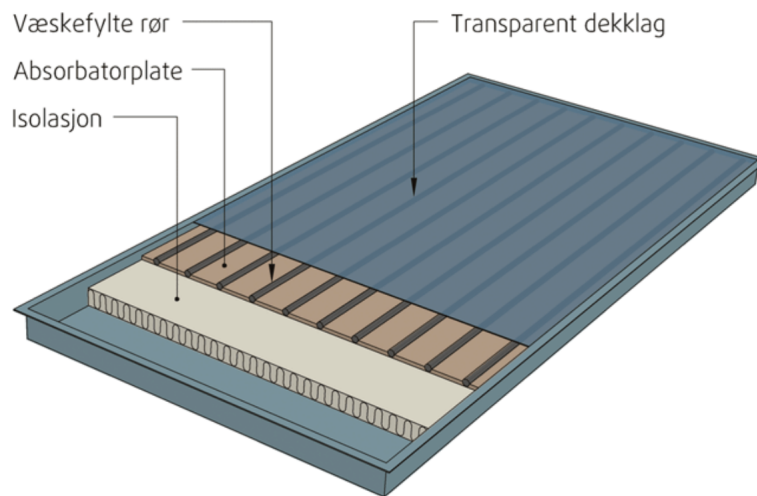
Solfangere benyttes til å konvertere strålingsenergien i innstrålingen til varme som deretter overføres til en energibærer. Strålingsenergien som solfangeren absorberer kan benyttes til oppvarming i bygg. Solfangere kan utformes på flere måter, men den som benyttes mest er flatplatesolfangere (SINTEF Byggforsk, 2011). Det er denne type solfanger som skal benyttes i prosjektet, og vil derfor være i fokus i denne oppgaven.

2.4.1 Flatplatesolfanger

En typisk flatplatesolfanger består av et transparent dekkglass, absorberplate med innfestede rørføringer, samt isolasjon som vist i figur 3. Absorberplaten er lagd av metall, kobber eller aluminium (Norsk Solenergiforening mfl., 2017). Metall blir benyttet da de har god varmeledningsevne. Dette grunnet at metallet har flere frie elektroner som kan bevege seg gjennom materialet og på den måten overføre varme (Tipler & Mosca, 2007). Absorberatoren har enten et sort belegget eller en selektiv overflate. Sistnevnte har like god absorpsjon på rundt 98 % som det sorte belegget. I tillegg emitterer den mye mindre langbølgete varmestråling ut av absorberatoren, noe som vil redusere varmetapet fra solfangeren (SINTEF Byggforsk, 2011).

Absorbatoren er den mest sentrale komponenten i en solfanger. Da den absorberer strålingsenergien fra solen for så å omforme den til varme og lede varmen videre til energibæreren. Energibæreren er enten væske eller luft som sirkulerer i de punktvisede rørføringer på undersiden av absorbatoren. Vann benyttes som oftest til dette formålet på grunn av dens høye varmekapasitet (SINTEF Byggforsk, 2011).

I flatplatesolfangeren benyttes ofte et transparent dekkglass lagd av glass eller polykarbonat, som dekker absorbatoren. Dekkglasset har som formål å redusere det optiske tapet ved å slippe inn den kortbølgede strålingen samtidig som den skal motvirke langbølgede stråling ut av solfangeren. I tillegg vil også dekkglasset fungere som en beskyttelse for absorbatoren mot å bli nedkjølt av vinden. På undersiden og på siden av absorbatoren og rørføringene kan det benyttes et isolerende materiale for å redusere konduksjonstapene fra absorbatoren. (SINTEF Byggforsk, 2011)



Figur 3: Figuren viser oppbyggingen av en flatplatesolfanger. (SINTEF Byggforsk, 2011)

2.4.2 Effektbalansen til en flatplatesolfanger

Effektbalansen til en solfanger beskriver ytelsen til en solfanger i stabil tilstand. Effektbalansen spesifiserer konverteringen av strålingsenergien i innstrålingen til nyttig effekt, de termiske tapene, samt det optiske tapet vist i figur 4 (Duffie & Beckman, 2013). Den nyttige effekten til en solfanger i stabil tilstand er gitt ved:

$$\dot{Q}_u = A_o[S - U_L(T_{abs} - T_{omg})] \quad (15)$$

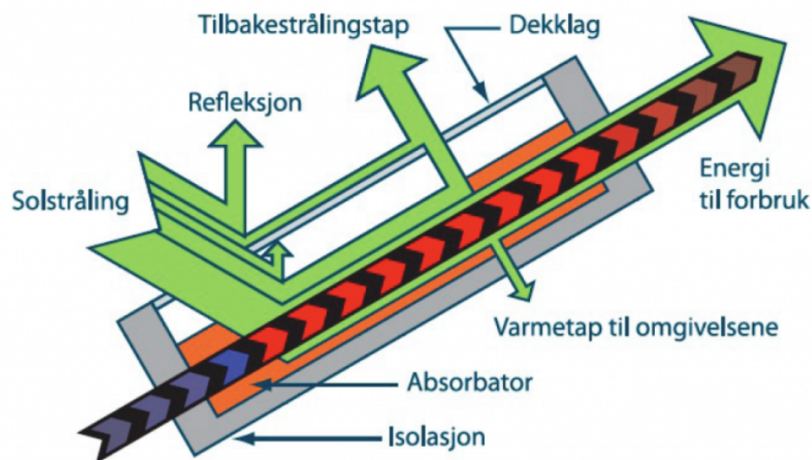
Hvor A er overflatearealet til absorbatoren, T_{abs} er temperaturen til absorbatorplaten og T_{omg} er temperaturen til omgivelsene og denne temperaturforskjellen multipliseres med U_L , som er den termiske tapskoeffisient. Den termiske tapskoeffisient angir de termiske tapene forårsaket av konduksjon, konveksjon og stråling. (Duffie & Beckman, 2013).

Konduksjonstapene er forbundet med at varmen fra absorbatoren overføres til komponentene i solfangeren som er i direkte kontakt med absorbatoren. I tillegg vil det være konduksjonstap forårsaket av temperaturforskjellene mellom solfangeren og omgivelsene. Konveksjonstapene er blant annet forårsaket av at vind med lavere temperatur enn solfangeren strømmer over solfangeren slik at den blir nedkjølt. I tillegg vil det være konveksjonstap i luftlaget mellom absorbatoren og dekkglasset. Strålingstapene er forårsaket av at absorbatoren emitterer ut varmestråling. (Rodriguez-Hidalgo mfl., 2011)

S er den innstrålingen som blir absorbert av absorbatoren gitt ved:

$$S = \tau\alpha G, \quad (16)$$

hvor S er den absorberte innstrålingen redusert av de optiske tapene. De optiske tapene er forbundet med at dekkglasset reflekterer eller absorberer en viss andel av innstrålingen, eller at absorbatoren reflekterer innkommende innstråling. De optiske tapene for en gitt solfanger beskrives ved hjelp av τ som er transmittansen til dekkglasset og α som er absorptansen til absorbatoren. De optiske tapene er derfor knyttet til valg av materialer til dekkglasset og absorbatoren. Produktet av τ og α blir andelen av innstrålingstettheten G som blir absorbert av absorbatoren. (Duffie & Beckman, 2013)



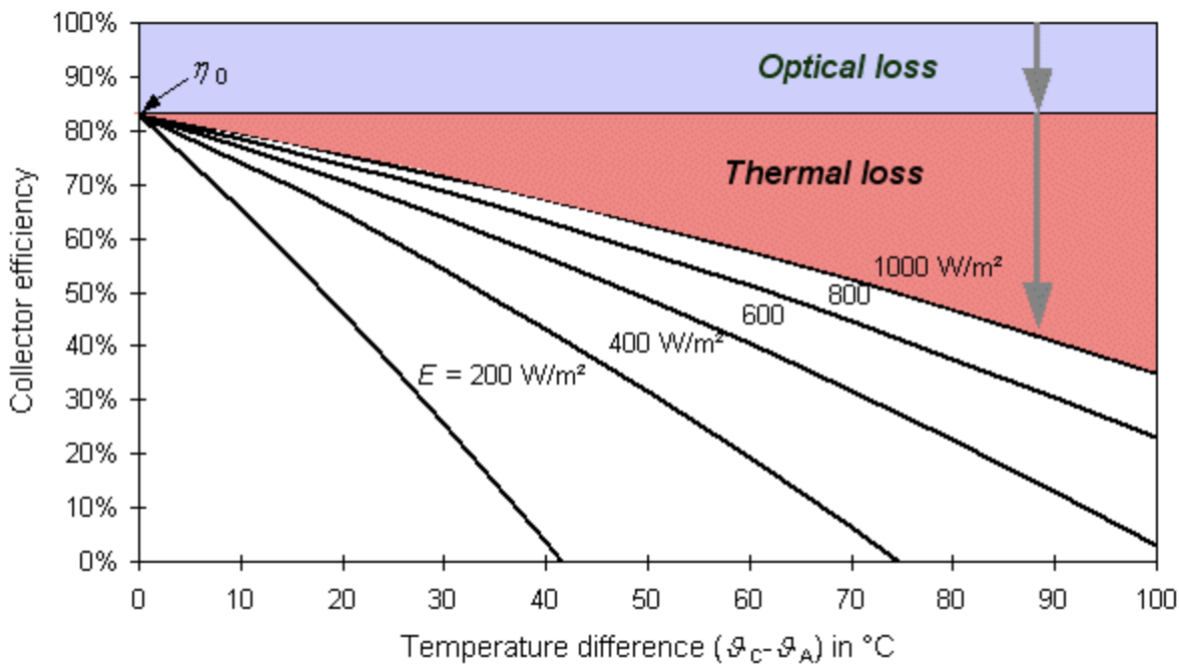
Figur 4: Figuren viser energibalansen til en flatplatesolfanger. (Brantenberg, u.å)

2.4.3 Effektiviteten til en flatplatesolfanger

Den termiske effektiviteten, η , til solfangeren er gitt ved:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{A_o G} \quad (17)$$

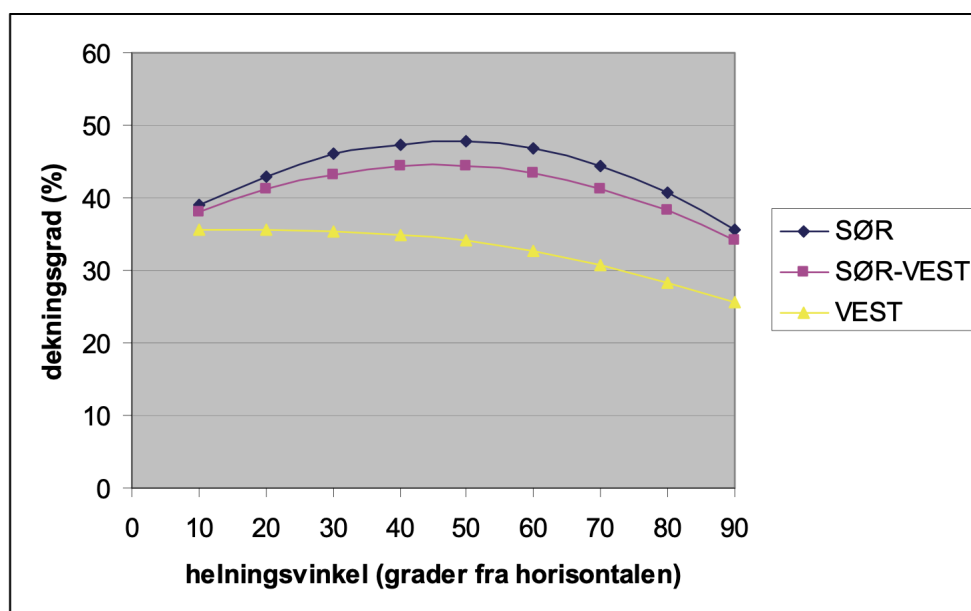
Hvor \dot{Q}_u er den nyttige effekten produsert og G er innstrålingstettheten på solfangerens overflateareal A (Duffie & Beckman, 2013). Effektiviteten η vil variere med innstrålingstettheten og temperaturforskjellen mellom absorbatoren og omgivelsene vist i figur 5. Det fremgår av figuren at de termiske tapene er avhengig av temperaturforskjellen mellom absorbatoren og omgivelsene, og at ved økende temperaturforskjell vil effektiviteten η avta. Effektiviteten vil avta raskere ved lavere innstrålingstetthet. De optiske tapene på sin side er konstante for en gitt solfanger. (Quaschnig, 2004) De overnevnte forholdene er også spesifisert i ligning 15. Effektiviteten er avhengig av \dot{Q}_u , og ligning 15 vil derfor samsvare med figur 5.



Figur 5: Figuren viser hvordan effektiviteten til en solfanger varierer med innstrålingstettheten og temperaturforskjellen mellom absorbatoren og omgivelsene. Figuren viser også at de optiske tapene er konstante. (Quaschnig, 2004)

2.4.4 Optimal posisjonering av solfangeranlegg

Solfangerene bør plasseres optimalt for å kunne motta mest mulig av innstrålingen fra sola. Det er ulike faktorer å ta hensyn til ved plasseringen av solfangerene. Solfangerene bør plasseres i et område hvor de ikke utsettes for skygging. For høyest energiutbytte bør solfangerene plasseres direkte mot sør, med en asimutvinkel lik 0° . I en rapport skrevet av SINTEF byggforsk ble det observert 25% lavere energiutbytte, dersom solfangerene var orientert mot øst eller vest, i forhold til orientering direkte mot sør (Andresen, 2008). En annen faktor å ta hensyn til er hvilken helningsvinkel solfangeren skal ha. Helningsvinkelen er gitt som vinkelen mellom modulen og det horisontale planet, vist i figur 2 som θ_m . I Norge er solhøyden lav og det vil være optimalt med en relativt høy helningsvinkel. Figur 6 viser energiutbytte, dekningsgrad, for et solfangeranlegg ved ulike helningsvinkler. Figuren inkluderer tre kurver for orientering av solfangeranlegget.



Figur 6: Figuren viser dekningsgrad i % for et solfangeranlegg ved ulike helningsvinkler. Figuren viser også tre kurver for orienteringer av solfangeranlegget. (Andresen, 2008)

Ved plassering av flere solfangerrader bak hverandre med helning, vil det oppstå skygging. Dette vil også ha betydning for valg av helningsvinkel. Skyggelengden avhenger av høyden på solfangeren og solhøyden. For å finne optimal avstand mellom radene, må den belyste delen av en solfanger bli funnet. Dette kan gjøres ved hjelp av trigonometri og de ulike lengdene er vist i figur 7. I figuren er solhøyden gitt som a . Den belyste delen blir funnet ved å ta hele lengden til solfangeren, L , minus den delen som blir skygget:

$$LB = L - LS \quad (18)$$

Ved hjelp av sinussetningen kan delen av solfangeren som opplever skygging bli funnet ved:

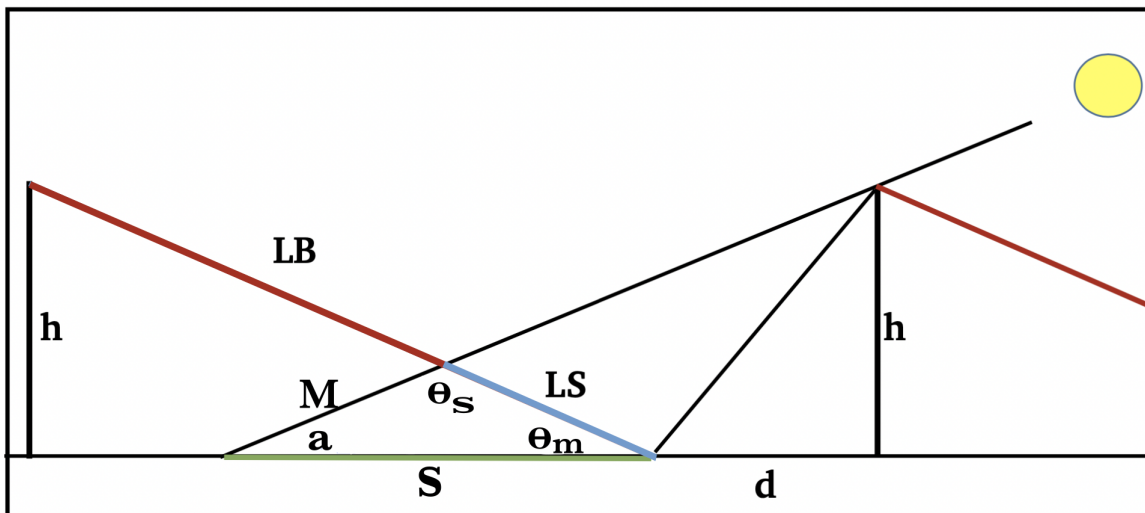
$$LS = \frac{S * \sin(a)}{\sin(\theta_S)} \quad (19)$$

Vinkelen θ_S er gitt ved:

$$\theta_S = 180 - \theta_m - a \quad (20)$$

Hvor θ_m er modulens helningsvinkel. S er skyggelengden horisontalt og blir funnet ved hjelp av absoluttverdien til:

$$S = \frac{h}{\tan(a)} - d \quad (21)$$



Figur 7: Figuren viser to rader med solfangere og de ulike delene knyttet til beregninger av skyggelengden som den bakerste raden opplever.

2.5 Solcelle teknologi

Solceller benyttes til å konvertere strålingsenergi til elektrisitet ved hjelp av fotovoltaisk effekt. Fotovoltaisk effekt er en prosess som genererer en potensialforskjell i en overgang mellom to ulike materialer når en solcelle blir utsatt for sollys. Den fotovoltaiske effekten er relatert til den fotoelektriske effekten, hvor energien fra sollyset kan eksitere elektroner fra et materiale. Et solcelleanlegg består av flere solcellepaneler, også kalt PV-paneler, som igjen er satt sammen av flere solceller og kan typisk levere rundt $100 - 170 kWh/m^2$ per år. (Norsk Solenergiforening, [2020](#))

2.5.1 Optimal posisjonering av solcelleanlegg

Ved posisjonering av et solcelleanlegg gjelder de samme faktorene nevnt for solfangeranlegg. Begge anleggene er avhengig av å motta mest mulig sollys. Dermed bør et solcelleanlegg også plasseres hvor det ikke utsettes for skygging, rettet mot sør og med en tilpasset helning for breddegraden. Ved plassering av flere rader med solcellepaneler vil det oppstå skygging mellom radene og formel [18](#) kan også i dette tilfelle benyttes for å finne belyst del.

Et solcelleanlegg er følsomt ovenfor skygging og andelen skygge som treffer er av betydning. En PV-modul i et solcelleanlegg består av flere solceller og effektiviteten kan reduseres betraktelig dersom kun en solcelle opplever skygge. (Total Solar Solutions, [2020](#)) Dette grunnet at solcellene er koblet i serie i en modul for å øke den totale spenningen. Dersom en solcelle opplever skygge vil strømmen til alle solcellene i modulen reduseres til strømnivået til den skyggede solcellen (Honsberg & Bowden, [u.å-c](#)).

Skygging kan blant annet forårsake at solcellen blir overopphetet. Dette hender ved at en eller flere solceller i en seriekoblet streng blir utsatt for skygging. Pn-overgangen til den skygglagte solcellen er tvunget inn i en reverse bias tilstand, som vil hindre ladningbærere å bevege seg gjennom pn-overgangen til solcellen. Dette medfører at de skygglagte solcellene fungerer som en resistans for de andre solcellene som bli belyst. Effekten som blir generert blir dermed avgitt i den skygglagte solcellen, som fører til at solcellen etterhvert blir overopphetet og ødelagt. Det er derfor viktig å plassere et solcelleanlegg hvor det ikke mottar skygge fra omkringliggende trær eller andre objekter som lyktestolper og flaggstenger. (Honsberg & Bowden, [u.å-b](#))

Bypass dioder kan benyttes for å unngå de negative effektene knyttet til skygging. Bypass dioden vil forhindre at den delvis skyggede solcellen blir overopphetet og begrense effektivitetstapet til kun den skygglagte delen av modulen i motsetning til hele modulen. Dette ved å tillate strøm fra de solcellene som ikke er skygglagte å gå igjennom dens eksterne krets istedenfor de skygglagte solcellene. Bypass dioden kobles i parallell over flere solceller, da en bypass diode per solcelle er for kostbart. (Honsberg & Bowden, [u.å-a](#))

2.6 Systemløsning

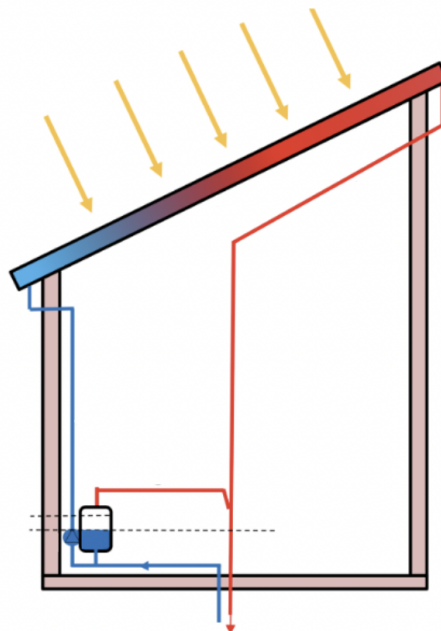
2.6.1 Solvarmeanlegg

Et solvarmeanlegg består av solfangerer, et rørsystem for transport av varme, sirkulasjonspumper, styringssystem, eventuelt en tilbakerenningstank eller et ekspansjonkar, samt et varmelager. Den absorberte varmen i solfangerne blir transportert av enten væske eller luft (SINTEF Byggforsk, [2011](#)). Det skilles mellom direkte og indirekte system for oppvarming. I denne oppgaven blir det sett på et direkte system knyttet til oppvarming av bygget og et indirekte system knyttet til oppvarming av varmtvann. I et direkte system benyttes det varme vannet direkte til oppvarming i en krets. I et indirekte system overføres varmen fra solfangerne til akkumulatortanken via en varmeveksler som enten plasseres på utsiden eller på innsiden av akkumulatortanken (Andresen, [2008](#)).

I denne oppgaven blir det sett på et solvarmeanlegg med flatplatesolfangere, hvor vann benyttes som energibærer. Transporten av termisk energi foregår ved sirkulasjon av vann. Varmen blir lagret i en brønnpark, som blir beskrevet nærmere i neste avsnitt. Det finnes to ulike solvarmesystemer, herunder trykksatte og trykkløse solvarmesystemer. Dette solvarmesystemet er et trykkløst system med åpen krets, også kalt drenerende system vist i figur 8. Et drenerende system har en tilbakerenningstank med atmosfærisk trykk. Ved hjelp av styringssystemet vil vannet dreneres automatisk ut av solfangerne dersom temperaturen blir for høy eller lav. Dette for å forhindre faren for koking eller frysing av vannet. Når Solvarmeanlegget ikke er i drift vil det ikke være vann i solfangerne.

I et trykksatt solvarmesystem med lukket krets vil det derimot være væske i systemet hele året. Det benyttes en blanding av glykol og vann som gjør at væsken ikke fryser. (Norsk Solenergiforening mfl., 2017)

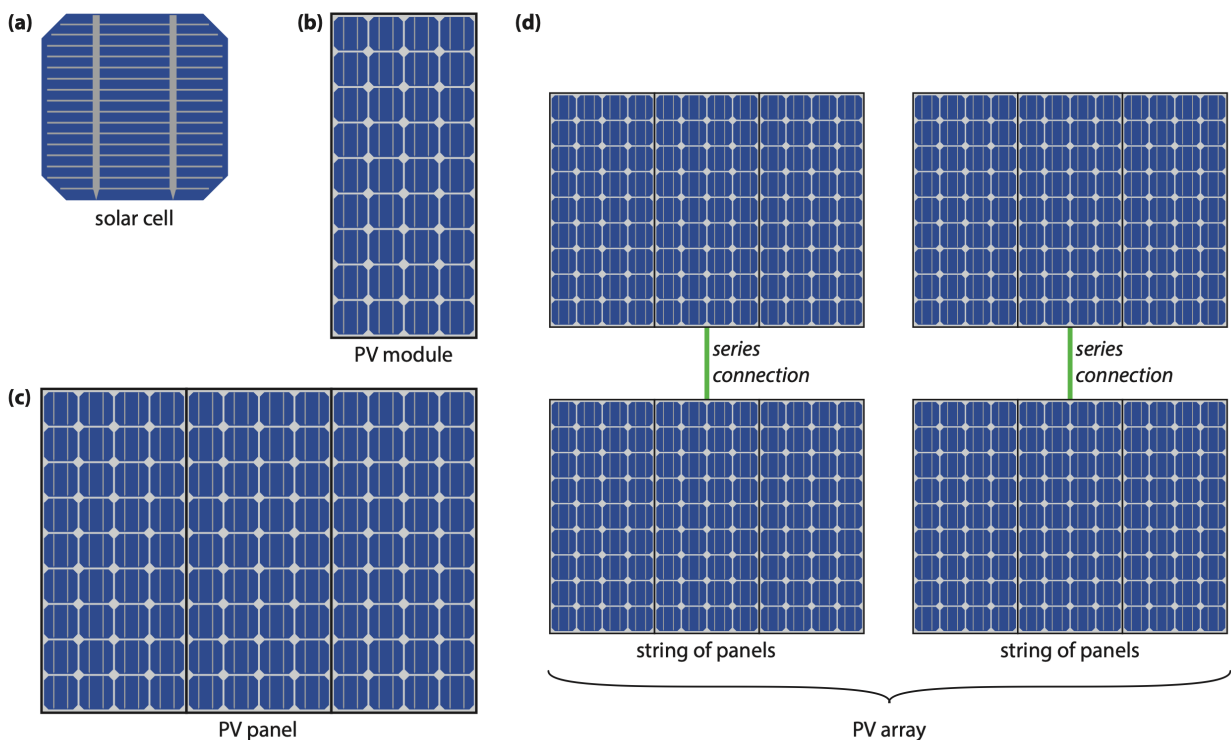
Vannet i solvarmeanlegget sirkuleres ved hjelp av sirkulasjonspumper som er koblet til et solcelleanlegg for strømtilførsel. Anlegget settes i gang av et styringssystem og vannet pumpes opp fra tilbakerenningstanken til solfangeranlegget på taket. Den elektriske effekten pumpen krever er den effekten som trengs for å overkomme strømningsmotstanden i rørene, samt effekten som kreves for å løfte vannet opp til taket. Returrøret transporterer det oppvarmede vannet ned fra taket til brønnparken. Returrøret bør dimensjoneres slik at luft kan gå opp i returrøret samtidig som vannet renner ned for å unngå hevertvirkning. Når sirkulasjonspumpen stopper, vil vannet fra solfangeranlegget renne tilbake i tilbakerenningstanken. I denne situasjonen er det også viktig at returrøret dimensjoneres slik at luft kan gå opp i solfangerne samtidig som vannet renner ned.



Figur 8: Figuren viser en systemskisse av et solfangeranlegg med et drenerende system.

2.6.2 Solcelleanlegg

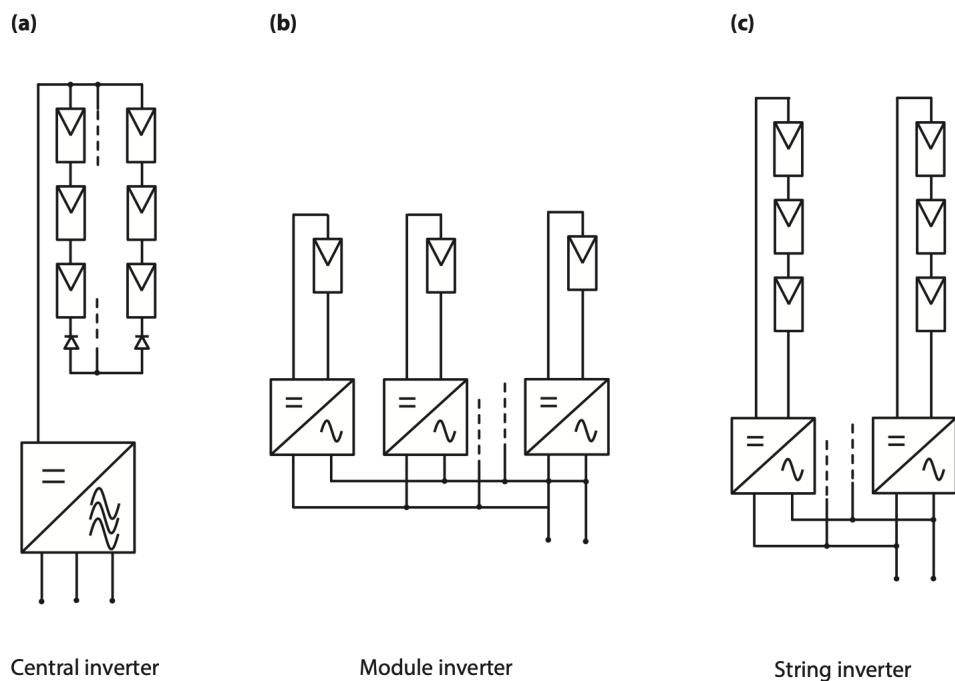
En enkel solcelle kan normalt levere likespenning på $0.5 - 0.6V$ (Alternative energy tutorials, 2020). Det er mulig å koble cellene sammen i serie eller parallell. Ved sammenkobling av celler i serie vil totalspenningen bli summen av spenningene for hver celle og totalstrømmen vil tilsvare strømmen gjennom en celle, begrenset av cellen med lavest strøm. Ved sammenkobling av celler i parallell vil totalspenningen tilsvare spenningen over en celle, mens totalstrømmen er summen av strømmen gjennom hver av cellene. På denne måten kan man koble cellene sammen for å oppnå ønsket utgangsverdi for spenning og strøm. Det er ulike måter å koble sammen solceller, vist i figur 9. I figuren er (a) en enkel celle. Flere celler kan kobles sammen til en PV-modul vist i (b) og flere PV-moduler kan kobles sammen for å utgjøre et PV-panel vist i (c). I tillegg kan flere PV-paneler kobles sammen i serie til en streng og flere strenger kan kobles sammen til en PV-rekke. Strenger med paneler og en PV-rekke er vist i (d).



Figur 9: Figuren viser ulike komponenter i et solcelleanlegg og hvordan de er koblet sammen. (Smets mfl., 2016)

Strømmen produsert av solcelleanlegget er likestrøm og må gjøres om til vekselstrøm ved hjelp av en inverter. Av den grunn er inverteren en viktig komponent i et solcelleanlegg. Det finnes ulike type invertere. En sentralinverter kobles til en PV-rekke, som er en fortrukket løsning for større solcelleanlegg. En ulempe med sentralinverteren er at alle strenger operer ved samme maksimale effekt. Mikroinverteren, en modulintegrert-inverter, opererer direkte på en eller flere PV-moduler. Med mikroinverter minimeres tapene som oppstår knyttet til ulikt operasjonspunkt. Dette er en dyr komponent da den gjerne plasseres direkte på en modul og må derfor tåle

mye. En strenginverter er en kombinasjon av sentral- og modulintegreert-inverter. Dette betyr at det er en inverter koblet til hver streng. (Smets mfl., 2016) Figur 10 viser ulike typer invertere og hvordan modulene er koblet til.



Figur 10: Figuren viser de ulike typene for inverter og hvordan de er koblet til PV-modulene. (Smets mfl., 2016)

Viktige elektriske egenskaper for en solcelle-modul er kortslutningsstrømmen, åpen krets spenning og punktet for maksimal effekt. Punktet for maksimal effekt, maximal power point, er produktet av spenning og strøm som gir høyest effekt. Punktet kan bli funnet ved hjelp av en IV-kurve, en kurve laget med verdier for spenning og strøm målt på samme tidspunkt. Spenningen ved maximal power point varierer med irradians og temperatur. Ved hjelp av MPPT, maximal power point tracker, er det mulig å overvåke IV-karakteristikken til en modul. MPPT er ikke en komponent i seg selv, men koblet til en inverter. Det er mulig å tvinge modulen til å operere ved maksimal effekt ved å styre belastningen slik at modulen opererer i spenningen som gir maksimal effekt. (Smets mfl., 2016)

2.7 Termisk energilagring i brønnpark (BTES)

En brønnpark er et større anlegg med flere brønner koblet sammen, som benytter grunnen som et varmelager. Brønnene overfører termisk energi til grunnen rundt og omvendt. En brønn har normalt en diameter på $0.09 - 0.15m$ og en dybde på mellom 30 og $200m$. (Gehlin, 2002) Vann fra de ytterste brønnene i brønnparken som holder lavest temperatur blir sirkulert opp til solfangeranlegget hvor vannet absorberer solvarme. Oppvarmet vann kommer ned fra solfangeranlegget og ledes gjennom brønnparken hvor vannet avgir varme til berggrunnen. Varmen som overføres til brønnparken i sommerhalvåret kan sesonglagres til vinteren.

Grunnen i Norge består av hardt fjell, berggrunn, med løsmasser over. Berggrunnen varierer etter hvor en befinner seg i Norge (NGU, 2019). Spesifikk varmekapasitet til et materiale beskriver evnen materiale har til å lagre varme, og det er derfor ønskelig med høy spesifikk varmekapasitet i berggrunnen i brønnparken. For fast fjell er den spesifikke varmekapasiteten C på rundt $800 \frac{J}{kgK}$ (Banks, 2012). Tatt dette i betraktning vil berggrunnen i Norge være godt egnet for lagring av varme. Varmekapasiteten kan også beskrives ved hjelp av volumetrisk varmekapasitet, C_v , som er gitt ved den spesifikke varmekapasiteten multiplisert med tettheten til berggrunnen, ρ . I Norge varierer tettheten til berggrunnen mellom $2650 \frac{kg}{m^3}$ og $2950 \frac{kg}{m^3}$ (NGU, 2020c). Dersom berggrunnens tetthet ρ og spesifikke varmekapasitet C , samt termisk diffusivitet α_d er kjent kan varmeledningsevne til berggrunnen bestemmes. Berggrunnens varmeledningsevne vil være avgjørende for effektoverføringen i brønnparken, og beskriver hvor godt berggrunnen transporterer varme mellom brønnen og omkringliggende fjell (NGU, 2018a).

2.7.1 Varmeenergi

Varme er overføringen av termisk energi over en systemgrense som vil endre den indre energien til et system, i dette tilfelle brønnparken. Spesifikk varmekapasitet kan benyttes for systemer med konstant volum eller konstant trykk. Siden systemet består av et inkompressibelt materialet, vil disse være tilnærmet like. Den overførte varmen eller endring i den indre energien er gitt ved: (Borgnakke & Sonntag, 2017)

$$Q_v = mC\Delta T, \quad (22)$$

hvor Q_v er mengde termisk energi absorbert av systemet, m er massen, C er den spesifikke varmekapasiteten og ΔT er temperaturendringen til systemet. Ved å bruke sammenhengen mellom masse, tetthet og volum gitt ved:

$$m = \rho V, \quad (23)$$

kan varmeoverføring også uttrykkes ved hjelp av volum og tettheten ρ til materialet. Varmeenergien lagret i brønnparken, over en gitt tidsperiode, kan derfor bli beskrevet ved (Skarphagen mfl., 2019):

$$Q_v = V\rho C(T_g - T_i) = VC_v(T_g - T_i) \quad (24)$$

Hvor V er volumet til brønnparken, C er spesifikk varmekapasiteter knyttet til berggrunnen, C_v er volumetrisk varmekapasitet, T_g er temperaturen til grunnen og T_i er initial temperaturen til grunnen. $T_g - T_i$ er da økningen i temperatur i grunnen.

Den termiske diffusivitet α_d beskriver hvor fort varmen forplanter seg gjennom et medium, eller forklart på en annen måte, beskriver mediets evne til å reagere på temperaturforandringer. Termisk diffusivitet er derfor avgjørende for berggrunnens evne til å lagre varme over en tidsperiode. Den termiske diffusiviteten angir forholdet mellom varmeledningsevnen k og volumetrisk varmekapasitet ρC gitt ved: (Cengel & Ghajar, 2015)

$$\alpha_d = \frac{\text{varmeledningsevnen}}{\text{varmelagringssevnen}} = \frac{k}{\rho C}, \quad (25)$$

hvor k beskriver hvor godt mediet transporterer varme, og ρC beskriver hvor mye varme som mediet lagrer per enhet volum. En lav termisk diffusivitet vil si at varmen hovedsaklig blir absorbert av mediet og kun en liten andel av varme til transportert videre (Cengel & Ghajar, 2015). Derfor er det hensiktsmessig med lav termisk diffusivitet i grunnen rundt brønnparken, slik at varmen kan lagres over tid og ikke lekke ut av brønnparken. Varmeoverføringen fra kollektoren til grunnen avhenger blant annet av den termiske diffusiviteten. I denne sammenheng er det ønskelig med høy termisk diffusivitet, slik at varmen kan transporteres effektivt mellom kollektoren og grunnen.

Effektiviteten, også kalt gjenvinningsgraden til brønnparken kan beskrives som forholdet mellom varmeenergi hentet ut fra lageret og varmeenergi som blir overført til lageret (Skarphagen mfl., 2019):

$$\eta_b = \frac{Q_{ut}}{Q_t} \quad (26)$$

2.7.2 Oppbygging av brønnen

Brønnen består av to grunnleggende komponenter, borehullet og kollektoren. På innsiden av borehullet plasseres det en kollektor som skal fungere som en vertikal varmeveksler mellom energibæreren og grunnen. Energibæreren sirkulerer gjennom kollektoren og overfører varme til grunnen hovedsaklig ved konduksjon gitt ved ligning 5. Energibæreren strømmer langsomt nedover i kollektoren, noe som gir energibæreren tid til å avgi varme til grunnen. (Gehlin, 1998) Ved overføring av varme til grunnen er det viktig med lav termisk borehullsmotstand, som betyr at varmeoverføringen mellom energibæreren og borehullsveggen fungerer godt (Holmberg, 2019). Samtidig er det en fordel med høy termisk motstand mellom nedgående og oppgående fluidstrøm for å hindre varmeoverføring mellom nedgående fluidstrøm og

den noe nedkjølte oppgående fluidstrømmen. De to elementære kollektortypene er koaksialkollektoren og u-kollektoren.

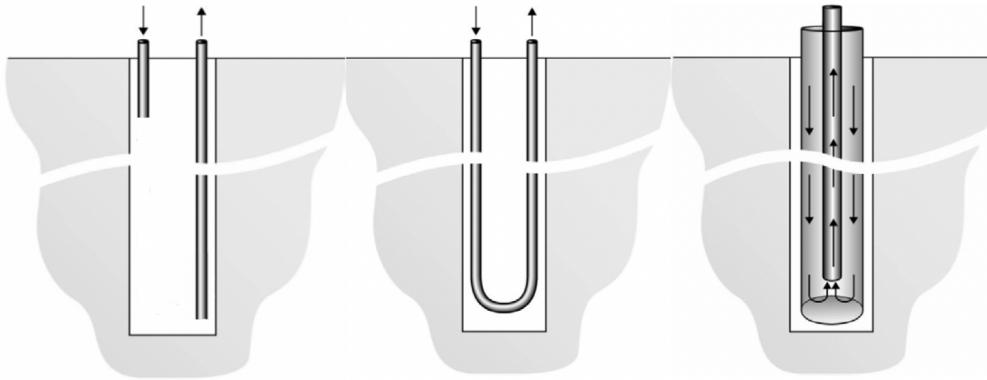
Koaksialkollektor

I brønnparken vil det benyttes en fullkontakt-koaksialkollektor vist til høyre i figur [11](#). En koaksialkollektor, også kalt en rør-i-rør kollektor utformes i dette tilfelle med to indre rør og ett ytre rør. Det ytre røret er utformet som en ganske myk vanntett strømpe som har litt større diameter enn borehullet for å kunne være i direkte kontakt med grunnen. Dette for å oppnå maksimal energioverføring mellom energibæreren og grunnen (Noranergy, [2012](#)). Energibæreren pumpes ned i det indre tilførselsrøret som strekker seg ett par meter ned i kollektoren. Når vann pumpes ned i brønnen presses det like mye vann inn i det andre røret, heretter kalt stigrøret, som strekker seg nesten til bunnen av brønnen. Vannet strømmer raskt opp i stigrøret og videreføres til omkringliggende brønner eller til solfangeranlegget for oppvarming. Årsaken til at vannet pumpes ned i anlegget istedenfor å bli sugd opp er for å øke trykket i strømpene. Strømpene vil da bruke massen rundt brønnparken som begrensning og det gjør at grunnvann ikke presser strømpene innover. God termisk kontakt, minst avstand til fjellet, oppnås ved at det er noe høyere trykk i brønnparken enn omgivelsene. En annen fordel med å pumpe ned varmt vann ovenfra er at det oppnås en stabil situasjon ved å ha det varmeste vannet øverst. Dette vil si at en hindrer omrøring fremskapt av konvektive krefter med det noe kaldere vannet, som befinner seg lengre ned i brønnen.

Ved å benytte hele brønnen som strømningsrør vil trykkefallet reduseres samtidig vil det være mindre termisk motstand mellom energibæreren og brønnveggen. I bunnen av brønnen vil kollektoren avsluttes med en vanntett tetning. På toppen av brønnen vil kollektoren avsluttes med en brønntopp som har to rørføringer for oppgående og nedgående fluidstrøm. Toppen av brønnparken skal isoleres for å hindre varmetap. Dette er også en av grunnene til at det fylles på varmt vann ovenfra, da dette er det eneste stedet som kan isoleres og på den måten hindrer en varmetap med omgivelsene.

U-kollektor

En annen type vertikal varmeveksler som benyttes i borehull er u-kollektoren vist i figur [11](#). En u-kollektor utformes som en lukket krets, slik at både nedgående og oppgående fluidstrøm deler samme rør. På den måten vil både nedgående og oppgående fluidstrøm avgi varme til berggrunnen. Det benyttes fyllmasse i borehullet for å fylle området mellom u-kollektoren og borehullsveggen. Dette for å oppnå god termisk kontakt mellom u-kollektoren og grunnen. (Gehlin, [2002](#))



Figur 11: *Figuren viser en fullkontakt-koaksialkollektor til venste, en u-kollektor i midten, samt en annen type oppkobling for koaksialkollektor til høyre (Gehlin, 2002).*

2.7.3 Varmetap

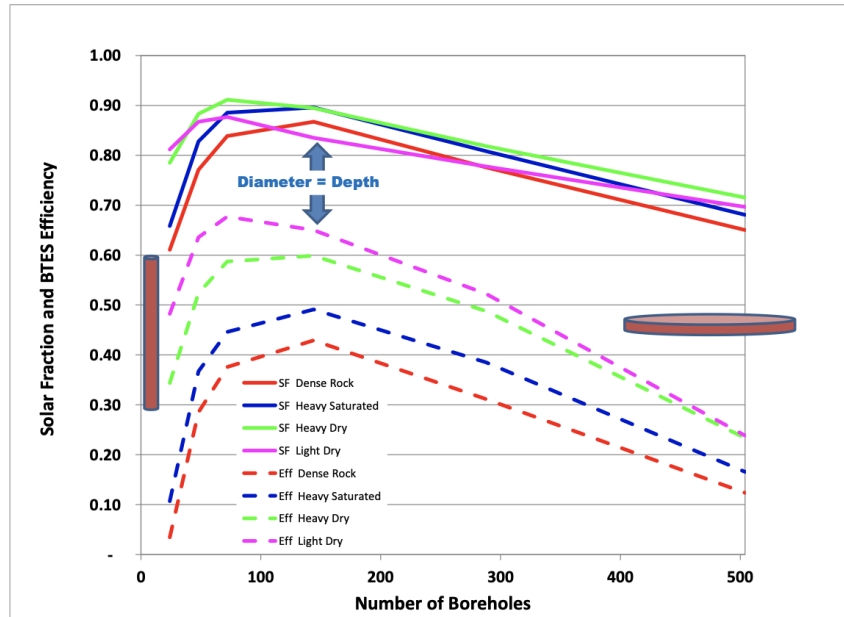
Varmetap knyttet til lagring i brønnparken er i hovedsak varmetap til omgivelsene gjennom konduksjon, gitt ved ligning 5. Ut ifra ligningen ser man at det er ønskelig med liten temperaturforskjell mellom brønnparken og berggrunnen som ligger utenfor brønnparken. Ved å bygge brønnparken med høyest temperatur i sentrum og skape en temperaturgradient mot ytterkanten av brønnparken, vil dette varmetapet reduseres.

Det er mulig å begrense varmetapet knyttet til konduksjon gjennom riktig design av brønnparken. Formfaktor er et begrep som kan benyttes for å beskrive formen til brønnparken. Formfaktoren til en sylinder er forholdet mellom diameter og høyden til sylindren:

$$FF = \frac{d_s}{h_s}, \quad (27)$$

hvor høyden tilsvare dybden til brønnparken. For å minimere konduksjonstapet til omgivelsene, vil den mest optimale formfaktoren være lik 1, når diameteren er lik dybden (Skarphagen mfl., 2019). Det er også gunstig å isolere toppen av brønnparken for å hindre varmetap.

I en undersøkelse foretatt av International Energy Agency ble mer enn 200 TRNSYS simuleringer utført for å avdekke hvilken innvirkning berggrunnstype og formfaktoren har på gjenvinningsgraden, og solfraksjonen som angir energiuttaket i brønnparken. Disse simuleringene beregnes for størrelser som dekker energibehovet til Drake Landing. I TRNSYS simuleringen benyttes det 4 forskjellige berggrunnstyper samtidig som brønnparkens utforming varierer. Figur 12 illustrerer noen av de viktigste resultatene fra simuleringen. Berggrunnstype vil blant annet ha minimal innvirkning på gjenvinningsgraden for formfaktor større enn 0,3. I tillegg vil formfaktoren fra 0,3 til 3 ha moderat innvirkning på den totale systemytelsen. (Sibbitt & McClenahan, 2015)



Figur 12: Figuren viser hvilken innvirkning berggrunnstypen og formfaktoren har på gjenvinningsgraden og solfraksjonen. Simuleringene beregnes for størrelser som dekker energibehovet til Drake Landing (Sibbitt & McClenahan, 2015).

Det kan også være varmetap knyttet til konveksjon fra grunnvannstrømninger (Banks, 2012). Grunnvannsstrømning er avhengige av permeabiliteten i løsmassene. Permeabiliteten beskriver gjennomstrømmeligheten til et materiale. I løsmasser er den avhengig av løsmasstype og hvor hardt sammenpakket løsmassene er. Grunnvannsstrømning er også avhengig av helningen til grunnvannsspeilet (NGU, 2018b). Det må gjøres en responstest for å kartlegge grunnvannsstrømninger i løsmassene ved bygging av brønnpark.

2.7.4 Dimensjonering av brønnpark

Solfangeranlegget med tilhørende brønnpark bør dimensjoneres ut ifra byggets årlige varmebehov. I denne oppgaven skal det dimensjoneres et solvarmeanlegg for et nytt bygg. Detaljene om bygget som danner grunnlaget for å kunne foreta energiberegninger foreligger ikke. Det blir det derfor sett på hvor mye varme som kan leveres til bygget i perioder med større oppvarmingsbehov. I den sammenheng vil tilgjengelig takareal for fangst av solenergi danne grunnlaget for dimensjoneringen av brønnparken for lagring og gjenvinning av varme til bygget.

Den totale termiske energien Q_v brønnparken skal lagre vil være avgjørende for hvor stort volum brønnparken må ha. Den totale termiske energien Q_v benyttes derfor til å finne volumet ved omgjøring av formel 24, gitt ved:

$$V = \frac{Q_v}{\rho C \Delta T}, \quad (28)$$

hvor ρ er tettheten til grunnen og C er den spesifikke varmekapasiteten til berggrunnen. ΔT er temperaturendringen i brønnparken fra laveste temperatur før oppladning til høyeste temperatur etter oppladning i stabil drift.

Termisk responstest

En viktig del av dimensjoneringen av brønnparken er å kartlegge berggrunnens termiske egenskaper der brønnparken planlegges å plasseres. Dette gjøres ved å foreta en termisk responstest av et testborehull, som blant annet vil avdekke berggrunnens evne til å transportere termisk energi (NGU, 2018a). En termisk responstest evaluerer temperaturforskjellen til borehullet når varme blir tilført via oppvarmet kollektorvæske (Gehlin, 1998). Borehullets uforstyrrede temperatur som er gjennomsnittstemperaturen fra grunnvannsnivået og ned må måles før det tilføres varme til borehullet. Responsen fra borehullet på varmetilførselen avdekkes ved å ta målinger av kollektorvæskens temperatur. Denne responsen kartlegger to viktige dimensjoneringsfaktorer, herunder effektiv varmeledningsevne λ_{eff} og termisk borehullsmotstand R_b . (Holmberg, 2019)

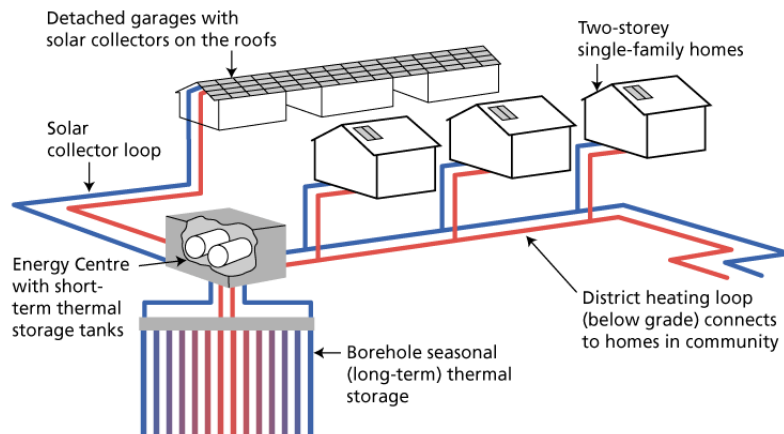
Effektiv varmeledningsevne λ_{eff} er den totale varmeledningsevnen til berggrunnen, samt bidrag fra grunnvann i bevegelse (Holmberg, 2019). Den effektive varmeledningsevne angir hvor godt berggrunnen og eventuelle bidrag fra grunnvannbevegelse leder varme inn til borehullet (NGU, 2018a). Termisk borehullsmotstanden mellom den sirkulerende kollektorvæskens og borehullsvæggen forårsaker varmetap i brønnen, og bør derfor holdes så lav som mulig (Gehlin, 1998). Lav borehullsmotstand tilsier at varmeoverføring i brønnen er god, og at kollektoren fungerer effektivt som vertikal varmeveksler (Holmberg, 2019). Den termiske borehullsmotstanden R_b er gitt ved (Gehlin, 2002):

$$R_b = \frac{T_f - T_b}{q}, \quad (29)$$

hvor den termiske borehullsmotstanden R_b beskriver temperaturforskjellen mellom kollektorvæskens T_f og borehullsvæggen T_b for en gitt spesifikk varmeeffekt q (Gehlin, 2002). Den termiske borehullsmotstanden er avhengig av de termiske egenskapene til materialene som benyttes i kollektoren og berggrunnen (Gehlin, 1998).

2.7.5 Drake Landing Solar Community

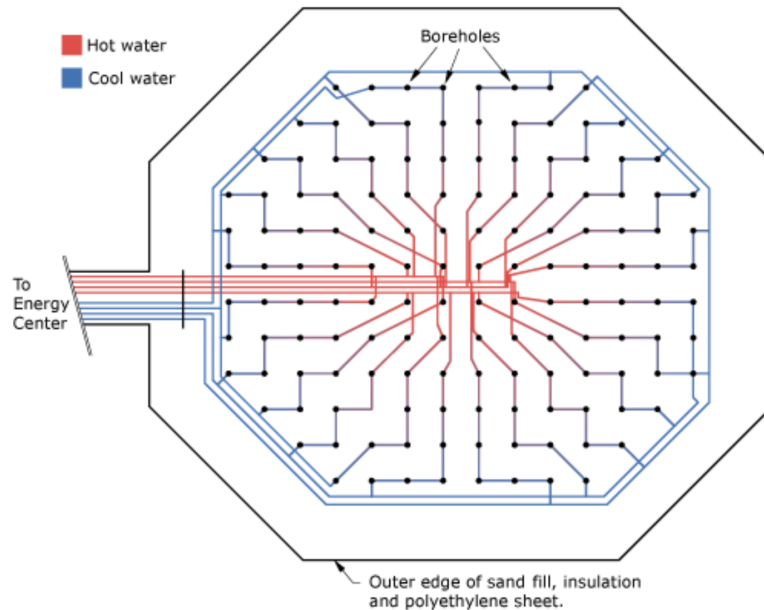
Drake Landing Solar Community ligger i Canada og består av 52 hus som får varme, til oppvarming og tappevann, fra et solfangeranlegg i kombinasjon med en brønnpark. Det benyttes en kombinasjon av sesonglagring og korttidslagring av varmen. Det er plassert flatplatesolfangere på garasjetakene som absorberer solvarme. Varmen videreføres til varmesentralen, hvor varmen blir avgitt til et korttidslager via en varmeveksler. Varmesentralen er koblet til langtidslageret, brønnparken, hvor overskuddsvarmen blir lagret. Når husene har behov for oppvarming om vinteren vil varme bli overført fra korttidslageret til en varmekrets knyttet til boligene. (Drake Landing Solar Community, 2019) Oppsettet av systemet er vist i figur 13.



Figur 13: *Figuren viser oppsettet til varmesystemet i Drake Landing, med solfangere, korttids- og langtidslager og hvordan de er koblet sammen (Drake Landing Solar Community, 2019).*

Husene knyttet til Drake Landing varierer i størrelse fra $139 - 155 \text{ m}^2$. Systemet består av 800 flatplatesolfangere som er plassert direkte mot sør, med en helningsvinkel på 45° . For å transportere varmen brukes en blanding av vann og glykol for å hindre frysning. Korttidslagringen foregår i to isolerte tanker, og sesonglagringen foregår i en brønnpark bestående av 144 borehull med U-type kollektor som går 37 m dypt. Diameteren til brønnparken er 35 m , som gir et volum på nesten $36\,000 \text{ m}^3$ og en formfaktor på 0.95 . Brønnparken er vist i figur 14. Brønnene er koblet sammen i grupper på seks og det varme vannet ledes inn i sentrum av brønnparken og ledes radielt utover mot kantene. Dette skaper en temperaturgradient mot ytterkantene og reduserer uønsket varmeoverføring til omkringliggende grunn. Om sommeren blir varme transportert fra korttidslagringen til brønnparken. Mot slutten av sommeren vil temperaturen i grunnen være opp mot 80° . (Drake Landing Solar Community, 2019) Om vinteren vil varmen fraktes fra brønnparken til korttidslageret og videre til husene. I en rapport fra 2014 ble effektiviteten til solfangerne funnet til å være 34% og gjenvinningsgraden til brønnparken 51% etter 5 år i drift (Drake Landing Solar Community, 2014).

Systemet består også av kjeler knyttet til hvert hus, som ettervarmer vannet ved hjelp av naturgass. I en rapport som undersøkte systemet fra Juli 2012 til Juni 2013, ble det funnet at nesten 2500 GJ varme ble levert til husene. Hvor 52% kom fra langtidslageret, 45% fra korttidslagrene og 2% fra kjelene. Av den totale varmen levert ble prosentandelen solvarme funnet til å være 97.6% . (Drake Landing Solar Community, 2014)



Figur 14: Figuren viser tverrsnittets areal til brønnparken og hvordan brønnene er plassert. (Drake Landing Solar Community, 2019)

Det fremgår av tabell 1 at gjenvinningsgraden stiger gradvis de 3 første årene og det fjerde driftsåret oppnår brønnparken en gjenvinningsgrad på 0,54 (Mesquita mfl., 2017). Oppladningsforløpet til brønnparken i Drake Landing varer derfor i 3 år.

Tabell 1: Tabellen viser brønnparkens oppnådde gjenvinningsgrad i Drake Landing de 10 første driftssesongene (Mesquita mfl., 2017).

Periode (Jun-Jul)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
η_b	0.06	0.21	0.35	0.54	0.36	0.51	0.56	0.42	0.32	0.54

2.8 Oppvarming bygg

Bygget knyttet til brønnparken må ha et vannbårent varmesystem for å kunne benytte varmelageret til oppvarming. Varmefordelingen i bygget kan foregå ved hjelp av gulvvarmeanlegg, radiatorer eller viftekonvektor. (Norsk Solenergiforening mfl., 2017)

2.8.1 Radiator

En radiator plasseres på veggen og vannet vil sirkulere gjennom den. Den avgir varme i form av stråling og konveksjon og vil ikke spre varme like godt rundt i bygget som de andre løsningene. En radiator krever høyere temperatur enn de andre løsningene da den skal varme hele rommet fra ett punkt. Høyere temperatur på

vannet setter grenser for hvilke kilder som kan brukes. Radiatorer er enkle å benytte seg av ved renovasjon av bygg. (CTC, 2016)

2.8.2 Viftekonvektor

En viftekonvektor er en radiator med tvungen konveksjon som henter varme fra det vannbårne varmesystemet og blåser den ut i rommet. Dette er også en løsning som er enkel å benytte seg av ved renovasjon og kan monteres på gulv, vegg eller tak. Den kan styres ved hjelp av et termostat som regulerer hastigheten på viften. (Stene, 2006)

2.8.3 Gulvvarme

Ved bygging av nye bygg er det mest brukte systemet gulvvarme. Med gulvvarme blir vannet sirkulert i rør som ligger under gulvet og rørene er plassert slik at de gir en jevn oppvarming av gulvet. Vanntemperaturen er noen grader høyere enn romtemperatur. Det lages ulike kretser, sløyfer, for hvert rom og anlegget består av en fordelerstokk som samler sløyfene fra ulike rom. Avgitt varme kan reguleres ved å endre temperaturen eller mengden vann i rørene. Ved temperaturregulering er det vanlig at vanntemperaturen reguleres ut i fra utetemperaturen og beskrives av en utekompenseringskurve, som bestemmer temperatur på vannet inn. Det er også mulig å regulere den ved hjelp av romtemperatur. Ved mengderegulering foregår styringen ved hjelp av et romtermostat som er koblet til en reguleringsventil og det er mulig å regulere sløyfene individuelt. I bygg som mottar varme fra samme kilde burde begge reguleringsmetodene benyttes. (Standard Norge & Zijdemans, 2020) Alle gulvvarmeanlegg er i noe grad selvregulerende, som vil si at avgitt effekt avtar når romtemperaturen stiger og øker når temperaturen synker. Et anlegg kan være fullstendig selvregulert og det vil ikke være behov for mengderegulering. For å oppnå fullstendig selvregulering må det være lav temperaturforskjell mellom vannet og gulvoverflaten, under 2° og varmeeffektbehovet burde være lavt, $20\text{-}25 \frac{W}{m^2}$. (Standard Norge & Zijdemans, 2020) Gulvvarme kan bli integrert som en del av gulvkonstruksjonen tørt eller støpes inn i fundamentet. Rørene burde ligge nærme gulvoverflaten og det bør benyttes materialer med god ledningsevne for å redusere forskjell i temperatur på vannet og gulvoverflaten. (Standard Norge & Zijdemans, 2020)

Termsike dekker

Ved støping av rørene i betong kan man utnytte seg av termisk aktivering av bygningskroppen og systemet blir kalt termisk aktive dekker. Betong har stor masse tetthet, høy varmekapasitet og moderat termisk konduktivitet. Dette gjør at betong har evnen til å lagre store mengder energi. (Eldegard & Brevik, 2013) Systemet kan brukes for varming om vinteren og kjøling om sommeren. Systemet jevner ut temperaturfluktasjoner. Varming og kjøling vil bli overført gjennom stråling og gir dermed en stabil romtemperatur. Ved bruk av termiske dekker vil kjølebehovet om sommeren fra ventilasjon reduseres.

2.9 Pumpeberegninger

Strømningsmotstanden som sirkulasjonspumpen må overkomme kan bli funnet ved å summere trykktapene i rør forårsaket av friksjon, punkttap knyttet til bend og høydetap gitt ved henholdsvis ligning [10](#), [11](#) og [12](#). Den mekaniske effekten som pumpen krever for å sirkulere væsken gjennom anlegget er dermed gitt ved:

$$P_{pumpe} = \frac{\Delta p_{trykktap} \dot{m}}{\rho} + \frac{\Delta p_{punkttap} \dot{m}}{\rho} + P_{høydetap} \quad (30)$$

Sirkulasjonspumpen dimensjoneres etter trykktapet som skal overkommes, samt vannmengden som skal pumpes (PexUniverse, [2020](#)). Ut ifra disse faktorene kan en finne den elektriske effekten som kreves for å drive sirkulasjonspumpen gitt ved:

$$P_{el} = \frac{P_{pumpe}}{\eta_p} \quad (31)$$

2.10 Lønnsomhetsvurdering

Lønnsomheten til et prosjekt kan vurderes ved blant annet nåverdimetoden eller LCoE. Disse metodene er med på å danne det økonomiske beslutningsgrunnlaget for om prosjektet bør gjennomføres eller ikke. Metodene kan benyttes til å sammenligne lønnsomheten til ulike alternative energiløsninger.

2.10.1 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden benyttes til å vurdere lønnsomheten til prosjektet over en gitt periode. Nåverdimetoden går ut på å diskontere fremtidige kontantstrømmer til nåverdien. Prosjektet vurderes som lønnsomt dersom nåverdien er positiv. Diskonteringsrenten er avkastningskravet til prosjektet som justeres for risiko og fastsettes basert på alternative investeringer eller ved hjelp av kapitalverdimodellen. Kapitalverdimodellen beskriver forholdet mellom markedets systematiske risiko og forventet avkastning til investeringen. Systematisk risiko er risikofaktorer som er felles for markedssegmentet, og ligger dermed utenfor prosjekteiers kontroll. Prosjektets netto nåverdi er gitt ved: (Hagen, [2011](#))

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (32)$$

hvor C_t er kontantstrømmen i år t , r er diskonteringsrenten, I_0 er investeringskostnaden i år 0 og n er prosjektets økonomiske levetid (Hagen, [2011](#)). Økonomisk levetid tilsvarer den forventede levetiden det er lønnsomt å benytte anlegget før en utskifting er nødvendig (Gårseth-Nesbakk, L., [2017](#)).

2.10.2 LCoE

LCoE (Levelized Cost of Energy) er en metode som benyttes til å sammenligne alternative energiløsninger. Metodens tilnærming er å sammenligne de totale kostnadene, herunder de faste og variable kostnader relativt til energiproduksjonen over energiløsningens forventede økonomiske levetid. På den måten fastslås det om et prosjekt vil være lønnsomt over den forventede økonomiske levetiden. LCoE defineres som den gjennomsnittlig kostnaden per kWh energi produsert: (Smets mfl., 2016)

$$LCoE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (33)$$

Summen vokser over energiløsningens forventede økonomiske levetid n . I de totale kostnadene i år t inngår investeringskostnadene I_t , M_t som er drift og vedlikeholdskostnadene, samt drivstoffkostnaden F_t . E_t er energiproduksjonen i år t . Til slutt benyttes diskonteringsrenten r for å diskontere de fremtidige verdiene til dagens verdi. (Smets mfl., 2016)

2.10.3 Kostnadene

Et kjennetegn ved kostnadsbildet til et solvarmeanlegg er at det er høye investeringskostnader i forhold til drift og vedlikeholdskostnadene (Sidelnikova mfl., 2015). Tabell 2 viser prisestimer på tilbakerenningstank og solfangermoduler gitt av solfangerprodusenten Inaventa Solar AS, samt prisestimer på røranlegget og etablering av brønnpark gitt av Wilhelm Huus-Hansen og Petter H. Heyerdahl. Øvrige priser er funnet på leverandørenes hjemmesider, herunder Grundfos Norge og Norsk Sol (Grundfos Norge, u.å.-a, u.å.-b, u.å.-c; Norsk Sol, 2020a).

Tabell 2: Tabellen viser enhetsprisen for ulike komponenter i solvarmeanlegget.

Kostnadsposter	Enhet	Enhetspris
Solfangeranlegg	Solfangermodul 1, 8 m ²	3246 kr/stk
	Solfangermodul 3, 6 m ²	5718 kr/stk
	Tilbakerenningstank 7000 l	25 000 kr
	Tilbakerenningstank 5000 l	20 000 kr
	Rør PP 63×3, 6	20 kr/m
	Rør PP 75×2, 9	25 kr/m
	Isolering av rør	20 kr/m
	Bend-rør	20 kr
Brønnpark	Boring i fjell	150 kr/m
	Føringsrør	650 kr/m
	Kollektor inkl. brønntopp	700 kr/m
	Ventiler og koblinger	100 000 kr
Solcelleanlegg	Solcellepanel 139 m ² inkl. installasjon og komponenter	276 000 kr
Komponenter til solvarmeanlegget	Styringssystem inkl. sensorer og programmering	300 000 kr
	Pumpe Magna3 40-120 F	19 690 kr
	Pumpe Magna3 40-150 F	23 340 kr
	Pumpe Magna3 65-150 F	35 380 kr

2.10.4 Fremtidig forventet kraftpris

I den Langsiktige Kraftmarkedsanalysen 2019-2040 fra NVE kommer det frem at kraftprisen forventes å øke frem mot 2040. Frem mot 2040 vil Norge i større grad knyttes til det europeiske kraftmarkedet grunnet økt kraftutveksling. Sentral drivere for prisutviklingen på kraft vil derfor være avhengig av prisen på gass og utslippskvoter i Europa. Kraftprisen har allerede steget mye de siste årene hovedsaklig begrunnet i at EU strammer inn klimapolitikken ved å innføre et lavere kvotetak samtidig som de innfører en markedsstabiliseringsmekanisme som bidrar til å redusere antall overskuddskvoter. NVE forventer at disse tiltakene vil bidra til at kvoteprisen vil stige i årene fremover. Denne utviklingen og forutsetninger om et konkurransedyktig gassmarked er hovedgrunnen til at NVE anslår en kraftpris på 40 øre/kWh i år 2022 med noe svigninger i kraftprisen frem mot år 2040 hvor NVE anslår en kraftpris på 43 øre/kWh. Svigningene i kraftprisen skyldes økt kraftoverskudd på grunn av fornybarutbygging. (Gogia mfl., [2019](#))

3. Prosjektbeskrivelse

3.1 Bakgrunn for prosjektet

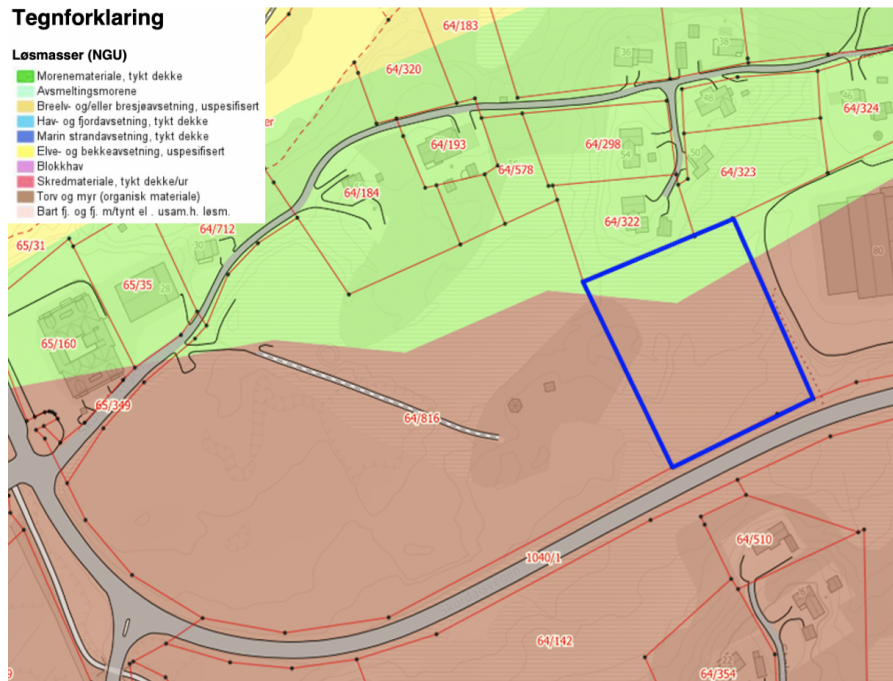
Planområdet I1 med gnr. 64 og bnr. 816 vist i figur [15](#) nedenfor, er et tidligere landbruksområde som i dag brukes til hestebeiting, parkeringsplass benyttet av Hallingdal hytteservice, samt dumpeplass for snø. Planområdet I1 planlegges regulert til andre formål enn det som fremgår av kommunedelplanen for Geilo. Tilsammen utgjør planområdet 42 *daa*, hvorpå 7 *daa* av disse skal benyttes til å prosjektere beredskapssenteret vist i figur [15](#) med blått omriss. Planområdet ligger omtrent 600 *m* fra Geilo sentrum. Skurdalsvegen avgrenser planområdet I1 i sør og vest, og beredskapssenteret vil ha Montér som nærmeste nabo i øst. (Pedersen, [2020](#))

3.2 Grunnforhold

Det er flere geologiske forhold som må hensyntas og vurderes ved utbygging av en brønnpark. Tykkelsen på løsmassedekke eller dyp til fjell er avgjørende i forhold til investeringskostnaden. Det er nemlig rundt fire ganger så dyrt å bore i løsmasser sammenlignet med å bore i fast fjell, da det må settes fôringsrør i stål for å stabilisere løsmassene når det bores. (NGU, [2020a](#)) I tillegg vil berggrunnens varmeledningsevne og temperatur være avgjørende for effektoverføringen i brønnparken, som beskriver hvor godt varme ledes mellom brønn og omkringliggende grunn. Samtidig er også den spesifikke varmekapasiteten avgjørende for varmelagringssevnen til berggrunnen. Disse forholdene kan avdekkes ved å foreta en termisk responstest av grunnforholdene. Det er også viktig å avdekke varmetap knyttet til eventuell grunnvannstrømning i løsmassene og berget. Dette er forhold som er avgjørende i forhold til dimensjonering av brønnparken, og om prosjektet lar seg gjennomføre. (NGU, [2018a](#))

3.2.1 Løsmasser

I figur 15 vises det hvilke løsmasser som finnes innenfor det avgrensede området markert i blått, hvor beredskapscenteret planlegges etablert. Løsmassene på tomten består hovedsaklig av torv og myr med tykkelse større enn 0,5 m. Dette er organisk jord dannet av døde planterester. I tillegg finnes det også ett tykt dekke av morenemateriale på mindre deler av tomten. Dette er stort sett uorganisert og hardt sammenpakket, og kan inneholde alt fra leire, blokk og stein. I område med tykt dekke av morenemateriale kan tykkelsen variere fra 0,5 m opptil ti – talls m. Sånn sett består hele tomten av et tykt dekke med løsmasser. (NGU, 2020b)



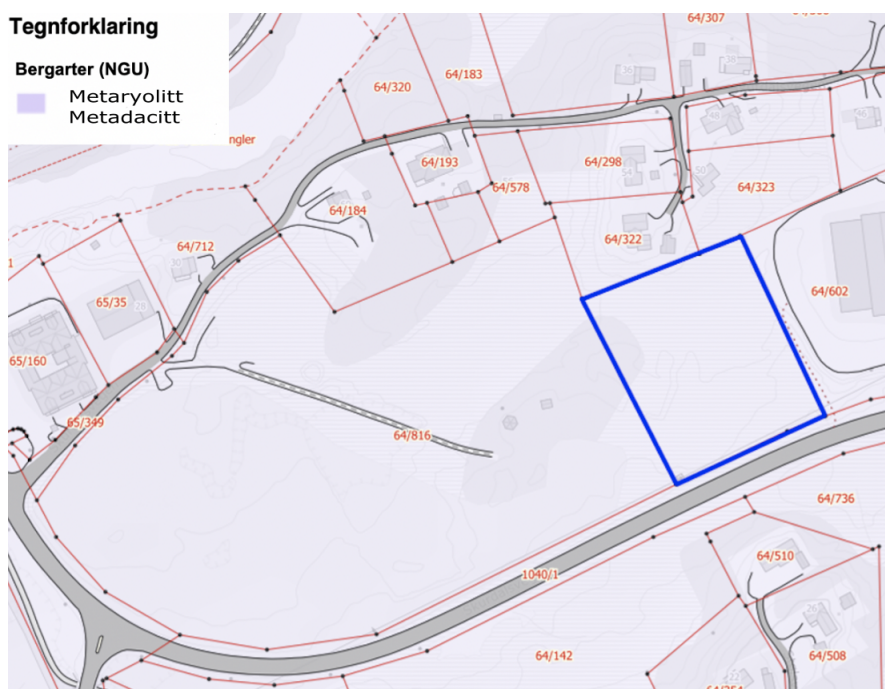
Figur 15: Figuren viser løsmasseforholdene hvor beredskapscenteret planlegges bygd omrisset i blått (NGU, 2020b).

3.2.2 Berggrunn

Figur 16 viser hvilke bergarter berggrunnen består av innenfor det avgrensede området markert med blått omriss. Berggrunnen på tomten er kartlagt i målestokk 1:50 000 og består hovedsaklig av bergartene metaryolitt og metadacitt i følge NGUs berggrunnsdatabase. Det er altså ryolitt og dacitt som har blitt utsatt for metamorfose, ved høyt trykk og temperatur slik at de har blitt omdannet til metaryolitt og metadacitt (Fossen, 2019). Det har ikke blitt utført geoteknisk grunnundersøkelse på tomten, og berggrunnens nøyaktige egenskaper er av den grunn ikke kjent. Det fremgår av tabell 3 hvilke termiske egenskaper metaryolitt har.

Tabell 3: Tabellen viser en oversikt over egenskapene til metaryolitt (E. C., 1988; Geotechnik, 2016; Keiding & Libach, 2016)

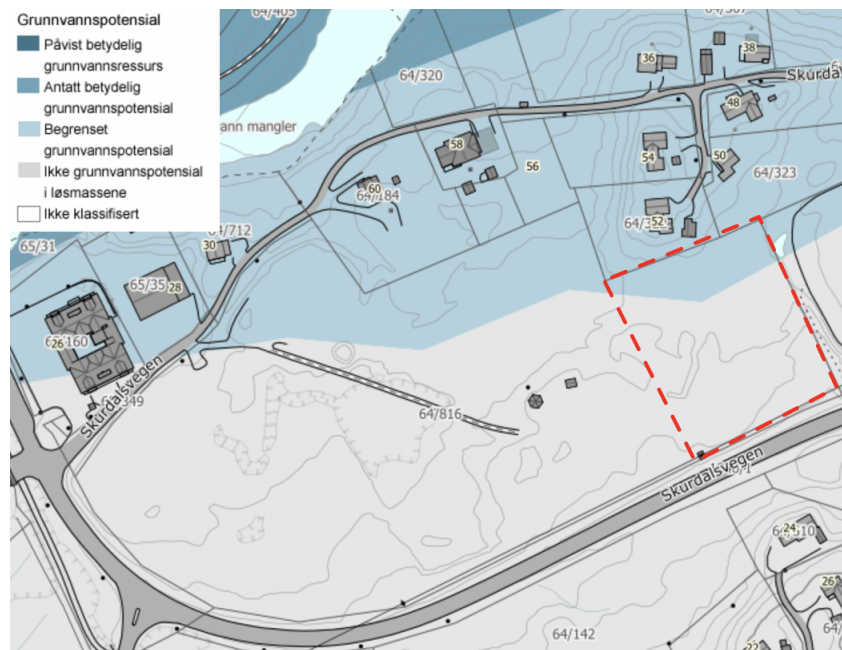
Termisk konduktivitet, k	2.25 W/mK
Termisk diffusivitet, α_d	$0,014 \text{ cm}^2/\text{s}$
Spesifikk varmekapasitet, C	$0,608 \text{ kJ/kgK}$
volumetrisk varmekapasitet, C_v	$1,6 \text{ MJ/m}^3\text{K}$
Tetthet, ρ	2640 kg/m^3



Figur 16: Figuren viser hvilke bergarter berggrunnen består av, hvor beredskaps-senteret planlegges bygd omrisset i blått (Kilden Nibio, u.å.).

Grunnvannspotensiale

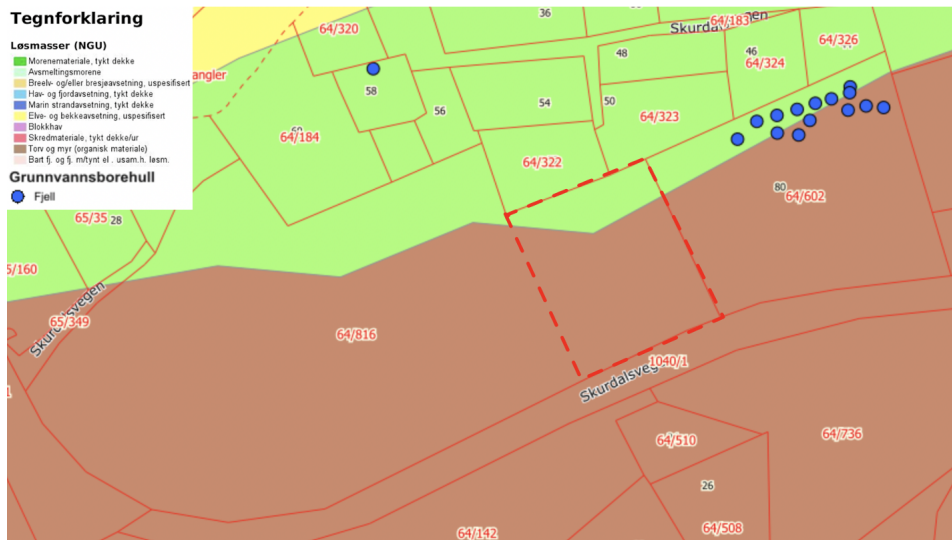
Figur 17 viser grunnvannspotensiale i løsmassene på tomten markert med rødt omriss. På store deler av tomten vil det ikke være noe grunnvannspotensiale. Det vil kun være en lite felt på nordre av tomten som har begrenset med grunnvannspotensial i løsmassene (NGU, 2020b). Dette feltet er mulig å unngå ved å etablere brønnparken på nedsiden slik at det ikke forekommer noe varmetap i brønnparken knyttet til grunnvannstrømning i løsmassene.



Figur 17: Figuren viser grunnvannspotensiale i løsmassene hvor beredskapssenteret planlegges bygd omrisset i rødt (NGU, 2020b).

Dyp til fjell

På nabotomten hvor Montér (64/602) er lokalisert er det flere borede grunnvannbrønner, også kalt fjellbrønner. Flere av fjellbrønnene på nabotomten gir blant annet informasjon om hvor dypt det er til fjellet. Dette da fjellbrønner bores gjennom laget med løsmasser først for deretter og bores videre ned i fast fjell (NGU, 2015). I figur 18 observeres det at løsmasseforholdene innenfor det avgrensede området omrisset i rødt er tilsvarende løsmasseforholdene på nabotomten. Løsmassen på begge tomtene består nemlig av et tykt dekke med samme løsmassematerialer, som tilsier at dyp til fjell kan være tilnærmet likt på begge tomtene (NGU, 2020b). Av den grunn kan dyp til fjell i fjellbrønnene benyttes som en indikasjon på hvor dypt det er til fjellet på tomten hvor beredskapssenteret planlegges bygd.



Figur 18: Figuren viser en oversikt over hvor grunnvannborehullene er lokalisert på nabotomten med gnr. 64 og bnr. 602, samt løsmasseforholdene på begge tomtene (NGU, [u.å.](#)).

Tabell 4: Tabellen viser en oversikt over fjellbrønnene på nabotomten med gnr. 64 og bnr. 602, informasjon om hvor dypt det er til fjell i hver fjellbrønn, samt hvilken løsmasstype som finnes der fjellbrønnene er lokalisert (NGU, [u.å.](#))

Fjellbrønn nr.	Dyp til fjell (m)	Løsmasstype
34925	8,0	Morenemateriale
34927	8,0	Morenemateriale
34930	9,5	Morenemateriale
34931	8,0	Morenemateriale
34932	7,0	Morenemateriale
34933	7,0	Morenemateriale
34935	6,5	Morenemateriale
34936	5,0	Morenemateriale
34940	6,0	Torv og myr
34941	7,0	Torv og myr
34942	8,0	Torv og myr
34943	5,0	Torv og myr

Det fremgår av tabell [4](#) at det er liten variasjon mellom grunnvannborehullene i forhold til hvor dypt det er til fjell. Da løsmasseforholdene er likt på de to tomtene kan en beregne et estimat på hvor dypt til fjell det er på tomten hvor beredskapsenteret planlegges etablert. Ved å ta et gjennomsnitt av verdiene, dyp til fjell i tabell [4](#) får man et estimat på:

$$D_{\text{dyp til fjell}} = 7 \text{ m} \quad (34)$$

Det kan dermed forventes at dyp til fjell på tomten ligger på rundt 7 m. Det fremgår nemlig av tabell 4 at tykkelsen på løsmassedecke, herunder dyp til fjell vil kunne variere fra 5,0 m til 9,5 m. Fjellbrønnen som er lokalisert på torv og myr varierer fra 5,0 m til 8 m, og fjellbrønnene som er lokalisert på morenemateriale varierer fra 5,0 m til 9,5 m.

3.3 Albedo

Albedo beskriver hvor mye av solinnstrålingen som reflekteres av jordoverflaten og dermed treffer solfangeranlegget. Jordoverflaten rundt solfangeranlegget er avgjørende for hvor mye stråling som blir reflektert. Spesielt vil snømengden i området være av betydning for hvor mye som reflekteres. (PVsyst, 2020) I tabell 5 benyttes Xgeo for å finne månedlig variasjon i snødybde i området. Xgeo er en tjeneste utarbeidet av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i samarbeid med meteorologisk institutt (MET) og Statens Kartverk. Denne tjenesten avdekker blant annet de daglige snøforholdene i Norge. Gjennom Xgeo får man tilgang til tidsserier fra målestasjonene til NVE og MET. (NVE, 2018) Valgte snødybde målinger er foretatt på nærmeste målestasjon, Geilo-Oldebråten. Målingene for snødybde som er tilgjengelig for denne målestasjon er målinger foretatt cirka halvannet år tilbake i tid. I tabell 5 velges derfor målinger for snødybde ett år tilbake i tid fra dato 01.06.2020 til 01.06.2019. I tabell 5 benyttes standardverdier for albedo hentet fra PVsyst. Det som er mest ideelt er å foreta målinger av albedo over tid på området der solfangeranlegget skal etableres. Dette kan gjøres ved å benytte et pyranometer som vendes mot overflaten for å måle den reflekterte strålingen og et annet pyranometer som måler den totale solinnstrålingen. Forholdet mellom disse målingene vil gi albedoverdien. (PVsyst, 2020)

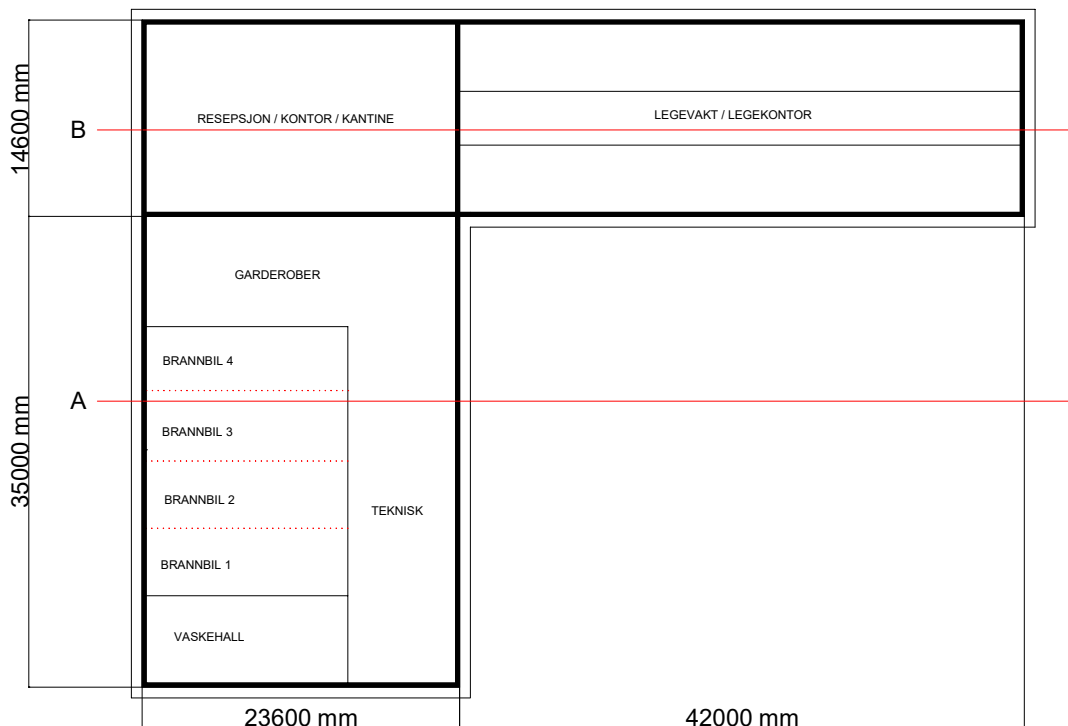
Tabell 5: Tabellen viser en oversikt over månedlig variasjon i snødybde, ett år tilbake i tid fra 01.06.2020. Målingene av snødybde er foretatt på nærmeste målestasjon Geilo-Oldebråten. Det benyttes standardverdier for albedo hentet fra PVsyst. (PVsyst, 2020; Xgeo, u.å.)

Måned	Snødybde (cm)	Albedo
Januar	20-37	0.82
Februar	25-42	0.82
Mars	43-63	0.82
April	0-49	0.78
Mai	Barmark	0.2
Juni	Barmark	0.2
Juli	Barmark	0.2
August	Barmark	0.2
September	Barmark	0.2
Oktober	Barmark	0.2
November	0-54	0.65
Desember	21-47	0.82

Albedoen til barmark er avhengig av vegetasjonsforholdene i området. Dette er ikke nøyaktig kartlagt, men området består av myr med noe innslag av barskog og lauvskog (Nibio Gårdskart, 2020). Av den grunn benyttes en standardverdi for albedo på 0,2 som ligger i intervallet for gress (PVsyst, 2020). For april og november måned er det henholdsvis 2 og 8 dager uten snø. I disse tilfellene beregnes et gjennomsnitt av albedoverdiene med og uten snø for hele måneden.

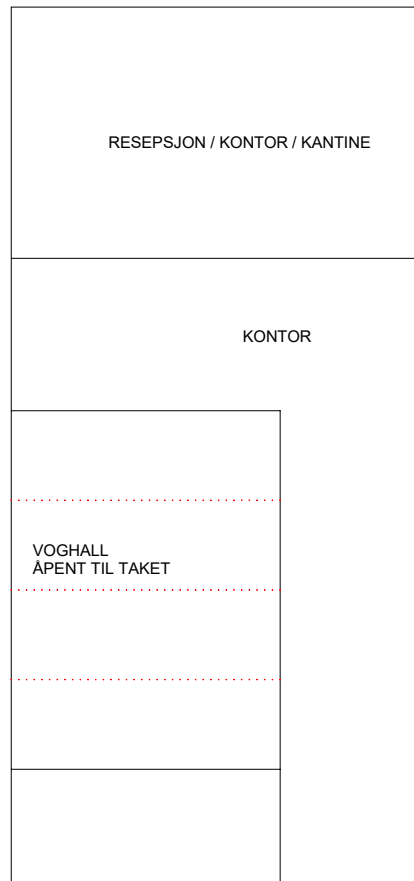
3.4 Bygningsbeskrivelse

Prosjektet er i en tidlig fase, men det er utarbeidet foreløpige løsninger for utforming og arealer knyttet til bygget. Orienteringen til bygget er ikke bestemt. Bygget vil være et L-formet bygg med områder knyttet til brann, ambulanse, politi og legevakt. Det er også områder beregnet til fellesområder og garasje. Garasjeanlegget planlegges bygd under bakkeplan og vil ha et netto areal på 730 m^2 . Her er det også tenkt å plassere lager og teknisk rom. Første etasje har et netto areal på 1503 m^2 og vil inkludere arealer knyttet til de ulike etatene. Her skal det også plasseres en vognhall beregnet til opphold av brannbiler. Første etasje skal ha en høyde på 3 m , med unntak av vognhallen som vil være 6 m . Plantegning for første etasje er vist i figur 19.



Figur 19: Figuren viser plantegning for første etasje. (Hol kommune, mailkorrespondanse, 23.06.2020)

Andre etasje skal være plassert over hovedfløyen, som er de to fløyene til venstre i figur 19, og har et netto areal på 386 m^2 . Her skal det plasseres kontorer til de ulike etatene og kantine. Hovedfløyen blir derfor to etasjer og vil ha en høyde på 6 m . Plantegning for andre etasje er vist i figur 20. Fra figuren ser man også området knyttet til vognhallen i første etasje, som blir i samme høyde. Det er tenkt flatt tak over denne delen av bygget. Legefløyen, til høyre i figur 19, vil ha en høyde på 3 m og det er ønskelig med saltak over denne delen. I arealene som blir tilgjengelig over legefløyen skal det være loft.



Figur 20: Figuren viser plantegning for andre etasje. (Hol kommune, mailkorrespondanse, 23.06.2020)

4. Metode

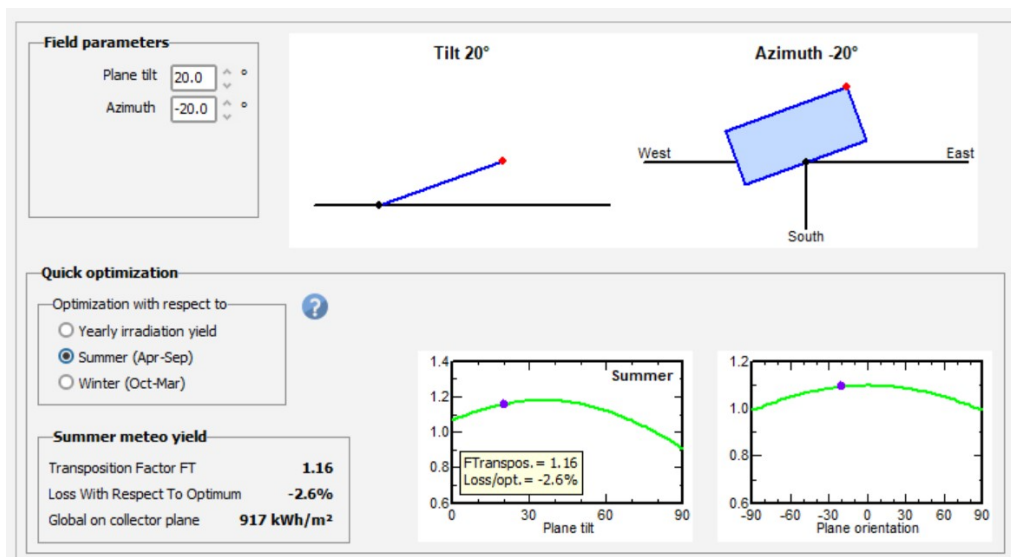
4.1 Potensiell energiproduksjon fra solenergi

4.1.1 Simuleringsprogrammet - PVsyst

Det er valgt å benytte simuleringsprogrammet PVsyst for å finne innstråling. Det er benyttet en gratis prøveversjon av PVsyst 7.0, med tilgang til alle funksjoner. PVsyst er opprinnelig laget for simulering av solcelleanlegg, men kan benyttes for å finne innstråling for andre anlegg også. Siden det bare skal benyttes data for innstråling, er det valgt et tilfeldig merke for solceller og inverterer i simuleringen. Resultatene blir lagt frem i en rapport og det er mulig å benytte data fra simuleringen til å fremstille spesifikke grafer og tabeller. Det er også mulig å legge inn skyggeobjekter slik at simuleringen tar hensyn til disse. (Mermoud, 2020). Inkludert i programmet er meteorologisk data fra meteonorm databasen, men det er mulig å importere meteorologisk data fra andre databaser.

Det er valgt å benytte den meteorologiske databasen PVGIS V5. Denne databasen gir tilgang til satellittdata for hele verden i perioden 2005-2016. For gjeldende geografisk posisjon benyttes databasen SARA for innhenting av innstrålingsdata. Den gir tilgang til verdier for horisontal irradians og irradians ved en gitt helningsvinkel (EU SCIENCE HUB, 2020b). På samme nettside som gir innsyn i databasen PVGIS kan det hentes ut timebasert data for irradians, temperatur, samt vindhastighet over ett valgt år, fra databasen SARA (EU SCIENCE HUB, 2020a). I simuleringen i PVsyst konstrueres det et typisk meteorologisk år, TMY, ut ifra data over en periode på ti år (EU SCIENCE HUB, 2020c).

Den geografiske posisjonen for simuleringen er lagt inn for tomten i Hol. Simuleringen går over ett år og PVsyst benyttes for å optimalisere asimutvinkelen og helningsvinkelen til solfangeranlegget, men dette kan også legges inn manuelt. Plasseringen for bygget er ikke bestemt og kan orienteres for å optimalisere energifangsten. En praktisk plassering av bygget er parallelt med veien. En følsomhetsanalyse knyttet til innstrålingen for ulike asimut er utført, og ut ifra denne analysen kom det frem at bygget kan orienteres parallelt med veien uten mye tap av innstråling. Dette gir en asimutvinkel på $A = -20^\circ$ for solfangerne. Helningsvinkelen til solfangerene er valgt til $\theta_m = 20^\circ$. Dette er mindre enn den optimale helningsvinkelen, men er valgt av estetiske årsaker for å tilpasse bygget. Figur 21 viser hvordan helningsvinkelen og asimut er lagt inn i PVsyst.



Figur 21: Figuren viser helning og asimut valgt i PVsyst.

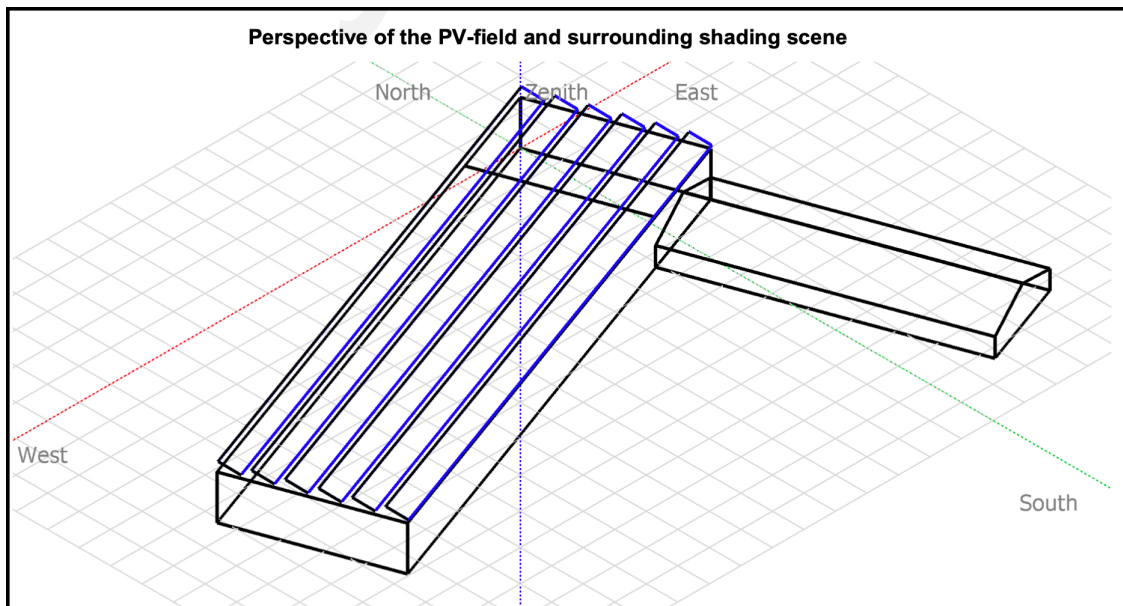
Global irradians er i PVsyst definert som summen av den innkommende strålingen, diffuse stråling og stråling knyttet til albedo. Albedo knyttet til det horisontale planet er lik null, og øker med stigende helningsvinkel. PVsyst bruker en standardverdi på 0.2 for automatisk beregning av albedo. For mer nøyaktige beregninger kan verdien legges inn manuelt for hver måned (PVsyst, 2020). Albedo legges inn manuelt med verdiene oppgitt i tabell 5.

4.1.2 Beregning av energiproduksjon

Energiproduksjonen er avhengig av solfangstareal og innstråling. Med flere solfangerrader bak hverandre vil det oppstå skygging mellom radene, som kan redusere innstrålingen. Det benyttes to metoder for å se på reduksjon av innstråling knyttet til skygging.

I den ene metoden benyttes PVsyst for å simulere innstrålingen. Som tidligere nevnt er det mulig å legge inn skyggeobjekter slik at simuleringen skal ta hensyn til dette. Bygget med solfangerradene har blitt tegnet inn slik at radene, utenom den første, blir skyggeobjektene. Figur 22 viser solfangeranlegget tegnet i PVsyst, med sagtantak på hoveddelen og saltak over legeføyen. Bygget er tegnet med parkering på bakkeplan.

I den andre metoden benyttes timebasert innstrålingsdata fra databasen PVGIS for en gitt helningsvinkel og asimutvinkel. Tidsseriene inkluderer også solhøyden for hver time (EU SCIENCE HUB, 2020a). Data fra det seneste året tilgjengelig, som er 2016, benyttes i beregningene. Den belyste delen av solfangeren er en funksjon av solhøyden, og ved hjelp av formel 18 kan den belyste delen beregnes for hver time gjennom hele året. Den belyste delen blir ganget med innstrålingstettheten og summeres opp for å finne total innstråling over ett år.



Figur 22: Figuren viser hvordan bygget er tegnet opp i PVsyst, med 6 rader med solfangere på hoveddelen.

Det antas at solvarmeanlegget vil være i drift fra april til og med september måned basert på solinnstrålingen og temperaturforholdene på lokasjonen. I beregningene av potensiell energiproduksjon som solfangeranlegget kan levere over ett år tas det utgangspunkt i dette.

4.2 Systemløsning

4.2.1 Systemvæske

I solvarmeanlegget vil vann benyttes som systemvæske. Solvarmesystemet er av typen trykkløst system, også kalt drenerende system som muliggjør bruken av vann. Vann har nemlig lavt kokepunkt og høyt frysepunkt, men dette vil ikke være noe potensiell risiko for denne typen solvarmeanlegg. I tillegg vil vann benyttes da solvarmeanlegget skal være lavtemperert med en maks temperatur på rundt 60° .

Det er flere fordeler ved å benytte vann som systemvæske. Vann har høy spesifikk varmekapasitet som tilsier at vann har god evne til å lagre termisk energi. Vann har også en nokså grei varmeledningsevne som vil si at den vil fungere fint som transportmedium av termisk energi til berggrunnen, spesielt med tanke på vann som skal langtidslagres i brønnparken. I tillegg har vann lav viskositet som gjør at vann enkelt kan pumpes gjennom solvarmeanlegget. Vann er heller ikke giftig, som er fint dersom det skulle oppstå lekkasje. Det er også rimelig å benytte vann som systemvæske. (Srivastva mfl., 2015)

4.2.2 Tilbakerenningstank

I solvarmeanlegget skal det benyttes en tilbakerenningstank for å tappe vannet ut av solfangeranlegget. Dette for å hindre koking eller frysing av vannet. Når anlegget ikke er i drift eller når temperaturen på vannet er for høy eller lav dreneres vannet automatisk ut av solfangeranlegget til tilbakerenningstanken ved at sirkulasjonspumpene stanses. Tilbakerenningstanken og røranlegget plasseres slik at vannet kan dreneres ut ved hjelp av tyngdekraften. (Norsk Solenergiforening mfl., 2017) Tilbakerennings-tanken dimensjoneres ut ifra totalt vannvolum i rørføringene til solfangeranlegget vist i tabell 6. Samtidig skal det tas høyde for volumendring av systemvæsken som følge av temperaturendring. I den sammenheng antas det at systemvæsken har en temperaturendring på 40 K i solvarmeanlegget. Ligning 14 benyttes til å beregne den totale volumendringen. Det velges en utvidelseskoeffisient på $\beta = 3,85 \cdot 10^{-4}\text{ K}^{-1}$ for en temperatur på 40 °C . Denne temperaturen ligger innenfor intervallet $20 - 60\text{ °C}$, som antas å være temperaturendringen til et lavtemperert solfangeranlegg.

Tabell 6: Tabellen viser de ulike rørtypene med innvendig diameter som benyttes i solfangeranlegget.

Rør	Material	Innvendig diameter (mm)
Absorbatorrør	Kobber	9
Tur/retur røranlegg sagtanntak	PP	59,4
Tur/retur røranlegg saltak	PP	72,1

4.2.3 Akkumulatortank

Dette solvarmeanlegget er et kombianlegg som vil si at systemvæsken som sirkulerer i solfangeranlegget og brønnparken skal levere varme til både tappevann og romoppvarming (SINTEF Byggforsk, 2011). I kombinasjon med solfangeranlegget og brønnpark er det derfor behov for en akkumulatortank for korttidslagring av varmt tappevann. I dette tilfelle benyttes et indirekte system hvor varmen fra systemvæsken føres til akkumulatortanken via en varmeveksler (Andresen, 2008). Varmeveksleren plasseres på utsiden av akkumulatortanken, og kaldt vann som holder rundt 4 °C vil føres inn i varmeveksleren. Når det tappes vann igangsettes en sirkulasjonspumpe som sirkulere systemvæsken fra den innerste ringen i brønnparken hvor systemvæsken holder høyest temperatur. Dersom det antas at temperatur er på rundt 50 °C ut fra brønnparken må vannet oppvarmes ytterligere i akkumulatortanken for å forebygge legionellavekst. Dette kan gjøres ved å koble til en el-kolbe øverst i tanken. Folkehelseinstituttet anbefaler at vannet holder en temperatur på 70 °C ved gjennomspyling (Pettersen, 2015). Av den grunn må systemvæsken være adskilt med tappevannet da solvarmeanlegget har høyere ytelse ved lavere temperaturer (Norsk Solenergiforening mfl., 2017). Akkumulatortanken dimensjoneres ut ifra dagsforbruket av varmt tappevann til beredskapssenteret.

4.2.4 Solcelleanlegg

Hver side av saltaket over legeføyen har en lengde på 7.76 m . Med en rad solfangere på 6 m gir dette en tilgjengelig lengde på 1.76 m . I den sammenheng er det sett på om det tilgjengelige takarealet kan benyttes til et solcelleanlegg som kan dekke den elektriske effekten til sirkulasjonspumpene.

Det er sett på PV-moduler fra Norsk Sol AS. Norsk Sol er et foretak som prosjekterer og installerer solcelleanlegg (Norsk Sol, 2020b). Norsk Sol bruker sorte PV-moduler av typen dobbelglass med en spisseffekt på 325 W levert av SoliTek. PV-modulen består av 60 celler med monokrystallinsk silisium og har en virkningsgrad på 18.55% . PV-modulene har en lengde på 1.7 m og en bredde på 1 m . For montering må det beregnes et mellomrom på 2 cm mellom PV-modulene (Solitek, 2020). Legeføyen har en lengde på 42 m som gir plass til 41 PV-moduler, med et samlet areal på 70 m^2 , på hver side. Dette gir totalt 82 PV-moduler over legeføyen, som tilsvarer et areal på 139 m^2 .

Norsk Sol benytter invertere fra leverandøren Afore. Afore leverer strenginvertere for ulike effekter, som tilpasses effekten som anlegget leverer. Inverteren har en MPPT, maximum power point tracker, som overvåker operasjonspunktet til en streng. Inverteren fra Afore kommer med to MPPT, som vil si at det er mulig å koble to strenger til inverteren og overvåke dem individuelt. (Afore, 2020)

4.3 Solfangeranlegget

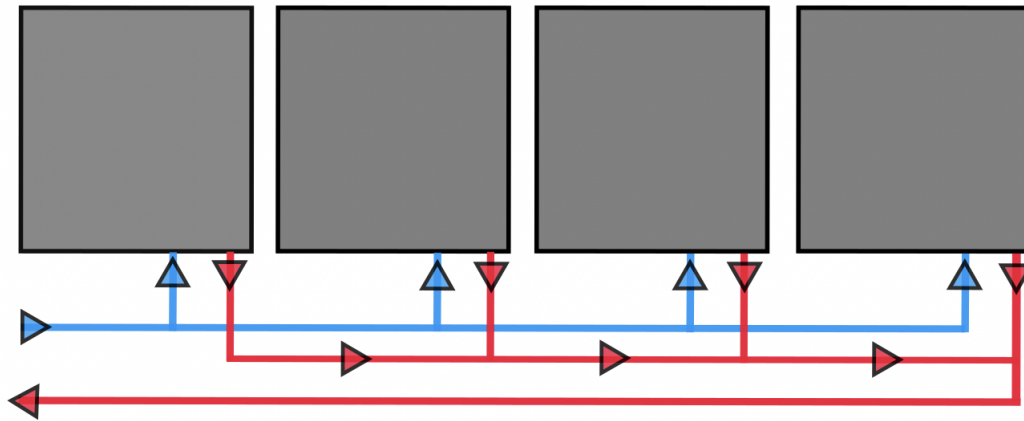
4.3.1 Solfanger

Det kan benyttes flatplatesolfangere fra for eksempel Inaventa Solar. Inaventa Solar tilbyr solfangere med en valgfri lengde opptil 6 m og modulbredde på $0,6\text{ m}$. Flatplatesolfangeren består av et 10 mm tykt transparent dekkglass laget av polykarbonat som dekker absorbatoren. Absorbatorplaten er laget av aluminium med en tykkelse på $0,5\text{ mm}$. På undersiden av absorbatorplaten er det punktsveiset rørføringer laget av kobber med innvendig diameter på 9 mm . Det benyttes et 25 mm isolerende materiale bestående av stålull på undersiden av solfangeren (Inaventa Solar, 2017).

I databladet oppgis en virkningsgrad η_0 lik $0,81$. Denne virkningsgraden er gitt for optimale forhold som vil si når absorbatoren holder samme temperatur som omgivelsene. Det fremgår av figur 5 at virkningsgraden til solfangerne er avhengig av temperaturen og innstrålingstettheten på lokasjonen der solfangeranlegget skal etableres. Innstrålingstettheten og temperaturen vil variere kontinuerlig gjennom dagen og det vil være utfordrende å estimere virkningsgraden kun basert på dette. En annen faktor som bør tas med i denne sammenheng er hvordan materialene i solfangerne reagerer på en endring i temperatur og innstrålingstetthet. Dette blir vanskelig å avdekke derfor benyttes en erfaringsbasert tilnærming til virkningsgraden basert på at en kvadratmeter med solfangere kan levere opptil 400 kWh/år for et godt prosjektert anlegg (Inaventa Solar, u.å.). I Norge varierer solinnstrålingen på en horisontalflate fra 700 kWh/m^2 til 1000 kWh/m^2 per år. Områdene hvor det er høyest innstråling er på Sør- og Østlandet (Solenergiklyngden, 2020). Det vil si at med en solinnstråling på 1000 kWh/m^2 per år gir dette en virkningsgrad på 40% .

På bakgrunn av dette vil 40 % benyttes som en tilnærming til virkningsgraden i beregningene av energiproduksjon.

Solfangeranlegget skal monteres med vendt retur vist i figur 23. Dette vil si at hvert seksjonert solfangerfelt, bestående av 10 solfangermoduler, skal ha lik rørlengde slik at de får likt trykkfall. Det er en begrensning på en parallell oppkobling av 10 solfangermodul i hvert solfangerfelt.



Figur 23: Figuren viser hvordan en rad med solfangerfelt vil være koblet opp med vendt retur. I hvert av de fire feltene er det koblet 10 solfangermoduler i parallell.

4.3.2 Optimal posisjonering

Som tidligere beskrevet er det utført en følsomhetsanalyse knyttet til innstråling ved ulik asimut og ut ifra dette funnet ut at bygget bør plasseres parallelt med veien, som gir solfangeranlegget en asimutvinkel på -20° . Helningsvinkelen til solfangerne er av praktiske og estetiske grunner valgt til 20° . Den siste faktoren knyttet til optimal posisjonering er avstand mellom radene. Ved å bruke metoden som ser på data for hver time er det gjort beregninger med ulike avstander for å se på hva som gir mest innstråling. Det gir naturligvis mer innstråling for større radavstand, men med stor avstand mellom radene blir det mindre tilgjengelig areal for solfangst. Det er sett på ulike verdier for radavstand, og areal tilgjengelig ved de ulike avstandene, for å finne en optimal løsning.

4.3.3 Dimensjonering av solfangeranlegget

Dimensjonering av solfangeranlegget er avhengig av tilgjengelig takareal. Ut ifra plantegningen vist i figur 19 og figur 20 er det beregnet et tilgjengelig takareal på:

$$A_1 = 1738m^2 \quad (35)$$

For å øke energien som kan leveres til bygget, er det også sett på en løsning hvor garasjeanlegget plasseres på bakkeplan og blir en forlengelse av bygget. Dette øker arealet med $729m^2$ og gir et totalt tilgjengelig takareal på:

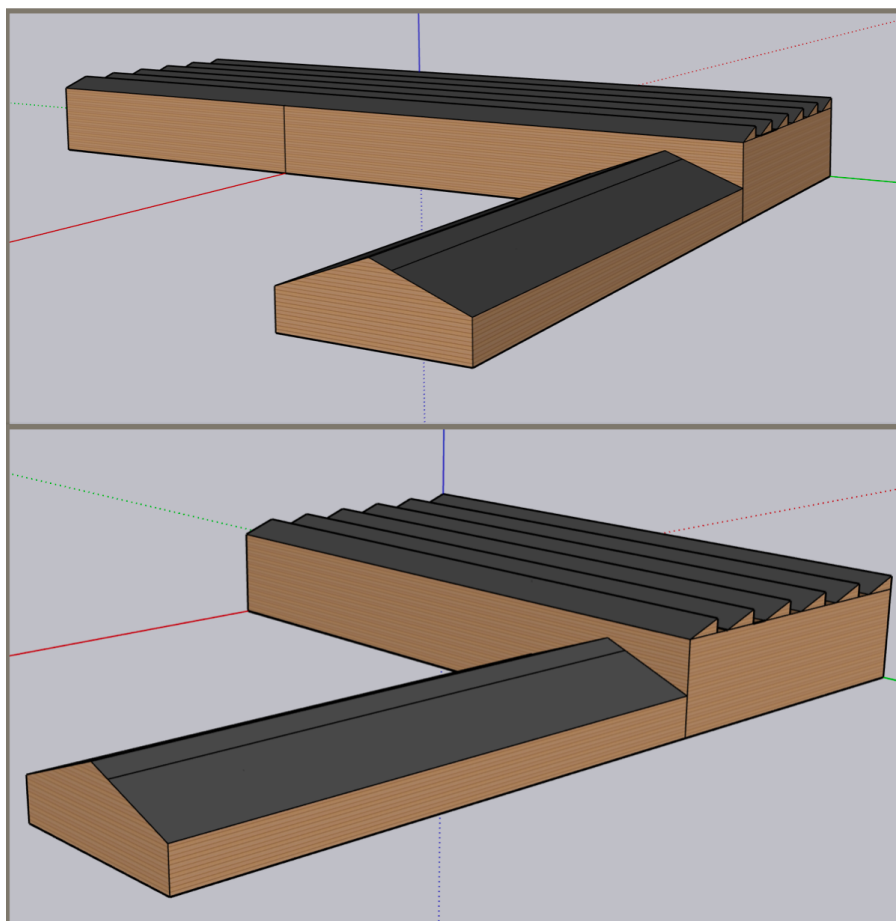
$$A_2 = 2467m^2 \quad (36)$$

Den beste løsningen for hoveddelen med tanke på energifangst er sagtantak. Det skal benyttes solfangere med en lengde på $3 m$, som gir en horisontal lengde på $2.81 m$ og en høyde i bakkant på $1 m$. Radavstanden funnet er plusset på den horisontale lengden til solfangeren. Den tilgjengelige lengden har blitt delt på den totale bredden til bygget for å finne antall rader det er plass til. Radavstanden har deretter blitt justert for å få et helt antall rader og for at taket skal ha solfangere helt til kanten.

For legeføyen, vist i figur 20, er det sett på en løsning med saltak. Saltaket er utformet slik at det gir en vinkel på 20° . Dette gir en høyde på $2.65m$ på midtpunktet og man får et område som kan brukes som loft. Saltaket har en lengde på $7.76m$. Dette gir plass til en rad med solfangere på $6 m$ og en rad med PV-paneler på $1.7 m$, på hver side av saltaket. Det er laget en skisse for hvordan bygget vil se ut med løsningene nevnt ovenfor, vist i figur 24. Skissen har blitt utarbeidet i programmet SketchUp, et tegneprogram laget for 3D-modellering (SketchUp, 2020). Det er sett på solfangstareal for løsningen med garasjeanlegg under bakkeplan og garasjeanlegg på bakkeplan, vist i tabell 7.

Tabell 7: Tabellen viser en oversikt over solfangstareal for sagtantak over hoveddelen og saltak over legeføyen, samt antall solfangere på $3m$ og $6m$ for garasjeanlegg på bakkeplan og for garasjeanlegg under bakkeplan.

Løsning	Fangstareal (m^2)	Fangstareal (m^2)	Ant. solfangere
Garasjeanlegg	Hovedføy	Vestføy/Østføy	3m/6m
Under bakkeplan	864	252	480/140
På bakkeplan	1404	252	780/140



Figur 24: Skisser av bygget med sagtannetak på hoveddelen og saltak over legeføyen. På hoveddelen er det plassert 6 rader med solfangere. Den øverste skissen er med garasjeanlegg på bakkeplan som en forlengelse av hoveddelen.

4.4 Sesonglagring

4.4.1 Dimensjonering av brønnparken

Brønnparken dimensjoneres ut ifra potensiell energiproduksjon fra solfangeranlegget som skal langtidslagres. Det antas at solvarmeanlegget vil være i drift fra april til september måned utifra solinnstrålingen -og temperaturforholdene. Energilagingsbehovet i løpet av disse månedene er differansen mellom potensiell energiproduksjonen og energibehovet til bygget. Prosjektet er i innledende fase slik at byggets energibehov gjennom månedene er ikke beregnet derfor antas det at rundt 3/4 av energiproduksjonen skal langtidslagres i løpet av denne perioden. Ligning 28 benyttes til å beregne det totale volumet til brønnparken ut ifra energilagingsbehovet til beredskapssenteret. Tettheten ρ og varmekapasiteten C til berggrunnen hentes fra tabell 3. Brønnparken skal dimensjoneres for en temperaturendring gjennom sesongen på $\Delta T = 15 K$. Temperaturendringen er fra laveste temperatur i brønnparken før oppladningen om våren til høyeste temperatur etter oppladning om høsten. For eksempel at brønnparken holder en temperatur på 35-40 °C om våren og 50-55 °C om høsten, i stabil drift.

Ved dimensjonering av brønnparken er det flere forhold som må hensyntas. For å lagre varme effektivt bør brønnparken utformes som ett kvadrat med avrundede hjørner, heksagon eller som en sylindrisk form. Det er nemlig viktig at forholdet mellom overflatearealet og volumet til brønnparken er minimert da dette fører til at varmen akkumuleres mer effektivt i brønnparken. Det vil si at en vil dimensjonere brønnparken slik at den får en mer "lukket" form. Brønnparken skal derfor utformes som et kvadrat med avrundede hjørner. Brønnene bør plasseres med et mellomrom på 3-7 meter fra hverandre slik at omkringliggende brønnene overlapper varmelagringsfeltene til hverandre. Det velges derfor å plassere brønnen med et mellomrom på 4 m. (Skarphagen mfl., [2019](#))

Ved å utforme brønnparken som en firkant med avrundede kanter, vil den få en form tilnærmet en sylinder og formel [27](#) kan benyttes for å beregne formfaktoren til brønnparken. Som tidligere nevnt bør verdien for formfaktor ligge mellom 0.3 og 3 for å oppnå høy gjenvinningsgrad. Dette for å få et gunstig forhold mellom overflateareal og volum. Bygningene over vil sette grenser for for tillatt areal og være bestemmende for dybden.

4.4.2 Gjenvinningsgrad

Det bør foretas en termisk responstest for å avdekke bergrunnens respons på varmetilførsel (Holmberg, [2019](#)). I tillegg til det vil antall brønner, formfaktoren til brønnene, samt oppbygning av brønnparken ha noe å si for hvor mye som gjenvinnes av varme fra brønnparken. Samtidig vil brønnparken ha et oppladningsforløp slik at en omtrentlig gjenvinningsgraden vil først være kjent før anlegget har vært i drift en stund. I denne oppgaven benyttes gjenvinningsgraden fra Drake Landing på 0,51, som er gjenvinningsgraden til brønnparken 5 år etter driftstart. Siden solvarmeanlegget er lavtemperert med en maks temperatur i brønnparken på 60° vil dette gi en høyere gjenvinningsgrad i forhold til Drake Landing som benytter en maks temperatur på 80°. Derfor kan en med trygghet benytte gjenvinningsgraden fra Drake Landing som er et minimum for hvor mye varme som kan gjenvinnes.

4.5 Sirkulasjonspumpen

I denne oppgaven er det valgt å benytte anbefalt volumstrøm i solfangerne, oppgitt i databladet, for å beregne maksimal ytelse for sirkulasjonspumpene. Sirkulasjonspumpene til solfangeranlegget dimensjoneres derfor ut ifra anbefalt volumstrøm på 1 l/min m^2 i solfangerne, samt trykktapet som sirkulasjonspumpen må overkomme (Inaventa Solar, [2017](#)). Tur -og returrørene i solfangeranlegget dimensjoneres ut ifra størrelsen til solfangerfeltet for en oppkoblet rad, anbefalt volumstrøm i solfangerne, samt en vannhastighet på maks 1 m/s i røranlegget. I sirkulasjonsrørene mellom solfangerne og brønnparken bør vannhastighet ikke overstige 1 m/s (Grundfos Norge, [2020](#)). Den volumstrømmen som tur -og returrørene må dimensjoneres for beregnes ut ifra det totale solfangstarealet til en oppkoblet rad multiplisert med volumstrømmen som er gitt per solfangstareal. Disse dimensjonerende faktorene gir grunnlag for å kunne beregne trykktap og høydetapet i solfangeranlegget gitt ved ligning [10](#) og [12](#). Punkttao i bend og overganger i røranlegget gitt ved ligning [11](#), og uforutsette trykktap tas med i beregningene ved å legge til en sikkerhetsmargin

på 50 % på totalsummen av trykktapet og høydetapet. Dermed kan en finne den elektriske effekten sirkulasjonspumpen krever for å kunne sirkulere systemvæsken gjennom anlegget med ligningene [30](#) og [31](#).

Sirkulasjonspumpene til solfangeranlegget velges ut ifra egnethet, vedlikehold, levetid, samt styringsmuligheter. Magna3 sirkulasjonspumpe som Grundfos Norge leverer er både vedlikeholdsfri, har lang levetid, og har et pumpeprogram som egner seg til solfangeranlegg. I tillegg har de trådløs teknologi slik at driften av flere sirkulasjonspumper kan samkjøres. Magna3 er en sirkulasjonspumpe med høy intelligens i form av flere styringsmuligheter. Styringsformene til sirkulasjonspumpen muliggjør innstilling og regulering av volumstrømmen og dermed vannhastigheten i solfangeranlegget. Sirkulasjonspumpen kan blant annet stilles inn på å levere en konstant volumstrøm eller stilles inn på å levere opp til en maksimal volumstrøm. (Grundfos Norge, [u.å.](#), [2019](#))

På hjemmesiden til Grundfos Norge er det en søkemotor hvor det er mulig å skrive inn trykktapet i kPa som sirkulasjonspumpen må overkomme, og maksimal volumstrøm som sirkulasjonspumpen skal dimensjoneres for. I tillegg til en rekke andre faktorer som er avgjørende for valg av sirkulasjonspumpe. Denne søkemotoren benyttes for å finne riktig størrelse på Magna3 pumpen basert på ovennevnte forhold. Sirkulasjonspumpene som anbefales vil ha en tilhørende ytelseskurve som blant annet gir informasjon om virkningsgraden i maksimalt driftspunkt som sirkulasjonspumpene dimensjoneres for å kunne operere i. Denne virkningsgraden benyttes til å beregne den elektriske effekten som kreves for å sirkulere systemvæsken gjennom solfangeranlegget med anbefalt volumstrøm.

4.6 Lønnsomhetsvurdering

Lønnsomheten til energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan og energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan skal vurderes i denne oppgaven. Kriteriet for det mest lønnsomme prosjektet er lavest LCoE og positiv nåverdi.

Diskonteringsrenten

I den reviderte rapporten om Kostnader i energisektoren fra NVE benyttes en standardisert diskonteringsrente på 6 % etter føringer gitt fra Olje -og energidepartementet (Isachsen, [2017](#); Sidelnikova mfl., [2015](#)). Denne rapporten sammenligner kostnadene til ulike teknologier for kraft -og varmeproduksjon, blant annet solvarmeanlegg. En diskonteringsrente på 6 % benyttes for energiprosjekter med betydelig systematisk risiko (Finansdepartementet, [2012](#)). Diskonteringsrenten skal blant annet fastsettes på bakgrunn av hvilken grad av systematisk risiko energiprojektet innehar. Energi-prosjekter har generelt en høy risiko grunnet de høye kapitalinvesteringer, noe som gjør lønnsomheten til disse prosjektene svært avhengig av fremtidige konjunkturer. (Hofstad, [2011](#)) Ved mindre energiprosjekter kan det benyttes standardiserte diskonteringsrenter for å vurdere lønnsomheten (NVE, [2003](#)). På bakgrunn av det nevnt ovenfor vil en diskonteringsrente på 6 % benyttes i beregningene av LCoE og nåverdien.

Økonomisk levetid

Den forventede økonomiske levetiden til et solvarmeanlegg ligger mellom 25-30 år, og vil variere avhengig av systemløsning og type solfangere (Solenergiklyngen, 2020). Imidlertid kan sirkulasjonspumper, ventiler, tanker, samt de ytre dekkplatene ha kortere økonomisk levetid (SINTEF Byggforsk, 2011). I kostnadsrapporten til NVE antas det en økonomisk levetid på 25 år selvom de enkelte komponenter i solvarmeanlegget har kortere levetid (Sidelnikova mfl., 2015). På bakgrunn av dette vil en levetid på 25 år benyttes i beregningene av LCoE og nåverdien.

4.6.1 LCoE

Ligning 33 benyttes for å beregne LCoE. Solvarmeanlegget krever ikke drivstoff og dermed vil drivstoffkostnaden F_t utgå. Drift -og vedlikeholdskostnaden M_t er avhengig av solvarmeanleggets systemløsning. I solvarmeanlegget skal det benyttes et drenerende system med vann som energibærer slik at det er ikke driftskostnader utover strømforbruket til sirkulasjonspumpene. Siden sirkulasjonspumpen skal drives for det meste av solcellekraft vil denne driftkostnaden utgå. Det anbefales for større anlegg som dette å opprette en serviceavtale som blant annet innebærer å kontrollere dreneringsfunksjonen før vintersesongen (Norsk Solenergiforening mfl., 2017). I følge Inaventa Solar AS vil vedlikeholdskostnaden variere utifra omfanget av servicetjenester og størrelsen på solfangeranlegget. Inaventa Solar AS har serviceavtaler med anlegg som har noe mindre størrelse enn dette solfangeranlegget. Den årlige kostnaden for disse serviceavtalene ligger bortimot 20 000 kr. (Inaventa Solar AS, mailkorrespondanse, 27.07.2020). Kostnadsestimatet for vedlikehold, herunder prisanslaget for serviceavtalen per år vil benyttes i beregningene av LCoE.

4.6.2 Nåverdimetoden

Ligning 32 benyttes for å beregne Nåverdien. Den årlige kontantstrømmen C_t består av inn -og utbetalinger gjennom prosjektets økonomiske levetid. Utbetalingene vil være prosjektets drift -og vedlikeholdskostnader. Som tidligere nevnt vil det kun være en årlig vedlikeholdskostnad på 20 000 kr. Årlig innbetaling blir i denne sammenhengen ansett som en besparelse i strømutgiften. Det forutsettes da at alternativ oppvarmingsmulighet for beredskapssenteret vil være elektrisk oppvarming. Den årlige besparelsen i strømutgifter blir beregnet ut ifra den årlige energiproduksjonen til solvarmeanlegget og solcelleanlegget.

Når det kommer til beregning av potensiell energiproduksjonen som solvarmeanlegget generer over prosjektets økonomiske levetid går en ut ifra at brønnparken vil ha tilsvarende oppladningsforløp som Drake Landing vist i tabell 1. Etter oppladningsforløpet som varer i 3 år benyttes en gjenvinningsgrad på 0,51 videre i beregningen av energiproduksjonen.

Strømprisen

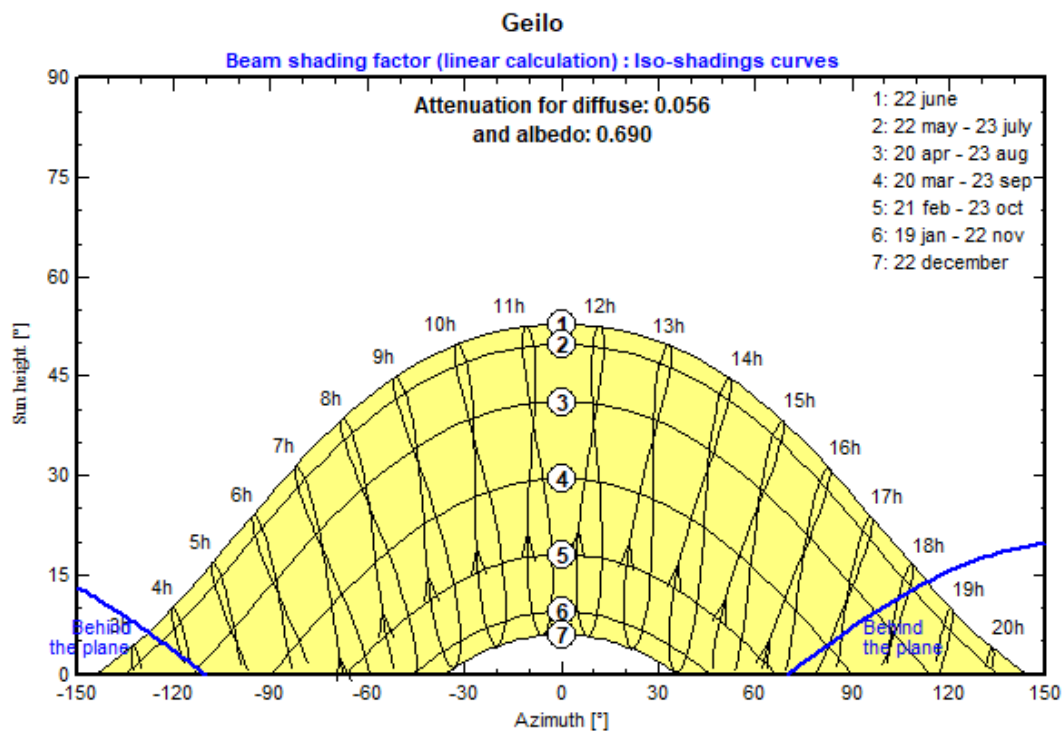
Den totale strømprisen inkluderer kraftprisen, nettleie, samt offentlige avgifter. De offentlige avgiftene inkluderer forbruksavgift, elsertifikatavgift, samt en lovpålagt innbetaling til Energifondet. Forbruksavgiften og innbetaling til Energifondet for 2020 ligger på henholdsvis 16, 13 *øre/kWh* og 1 *øre/kWh* (Norges Nett, [2020](#); Skatteetaten, [2020](#)). Elsertifikatordningen vil gradvis avta fra 2020 og opphøre i 2035 (NVE, [2020a](#)). Elsertifikatavgiften står for en nokså liten andel av den totale strømutfikten og vil derfor ikke tas med i beregningene da den reduseres gradvis frem mot 2035. I tillegg er det noe utfordrende å komme frem til estimat på elsertifikatavgiften da den fastsettes utifra tilbud og etterspørsel i markedet. Det vil være vanskelig å si noe om utviklingen til de andre offentlige avgiftene slik at de vil være konstante gjennomgående i beregningene. Nettleien vil variere mellom nettselskapene derfor tas det utgangspunkt i en gjennomsnittlig nettleiepris. Den gjennomsnittlig nettleien for 2019 ligger på 30, 43 *øre/kWh*, og vil bli benyttet som et estimat for nettleien i beregningene av strømprisen (SSB, [2020](#)). Det tas utgangspunkt i NVEs basis-scenario for kraftprisen i år 2022, hvorpå NVE anslår en kraftpris på 40 *øre/kWh* (Gogia mfl., [2019](#)). Den totale strømprisen ekskludert merverdiavgift som benyttes i beregningene anslås da til 88 *øre/kWh*.

Det vil være usikkerhet forbundet med prisutviklingen på kraft og nettleien i årene fremover. Nettleien økte med 4 % fra 2018 til 2019, og hadde en tilsvarende prisøkningen fra 2017 til 2018 (NVE, [2019a](#), [2019b](#)). NVE anslår også at nettleien vil øke fremover grunnet omfattende investeringer i utbyggelse av nettet (Brenna, [2019](#); Heien, [2018](#)). Som tidligere nevnt anslår NVE at kraftprisen vil øke til 43 *øre/kWh* i år 2040 med noe svigninger i kraftprisen frem til 2040 grunnet økt utbygging av fornybar kraftproduksjon (Gogia mfl., [2019](#)). Det tas utgangspunkt i rapportene fra NVE når det skal antas en årlig samlet prisvekst for kraft og nettleie. På bakgrunn av overnevnte forhold antas en årlig prisvekst på 4 %.

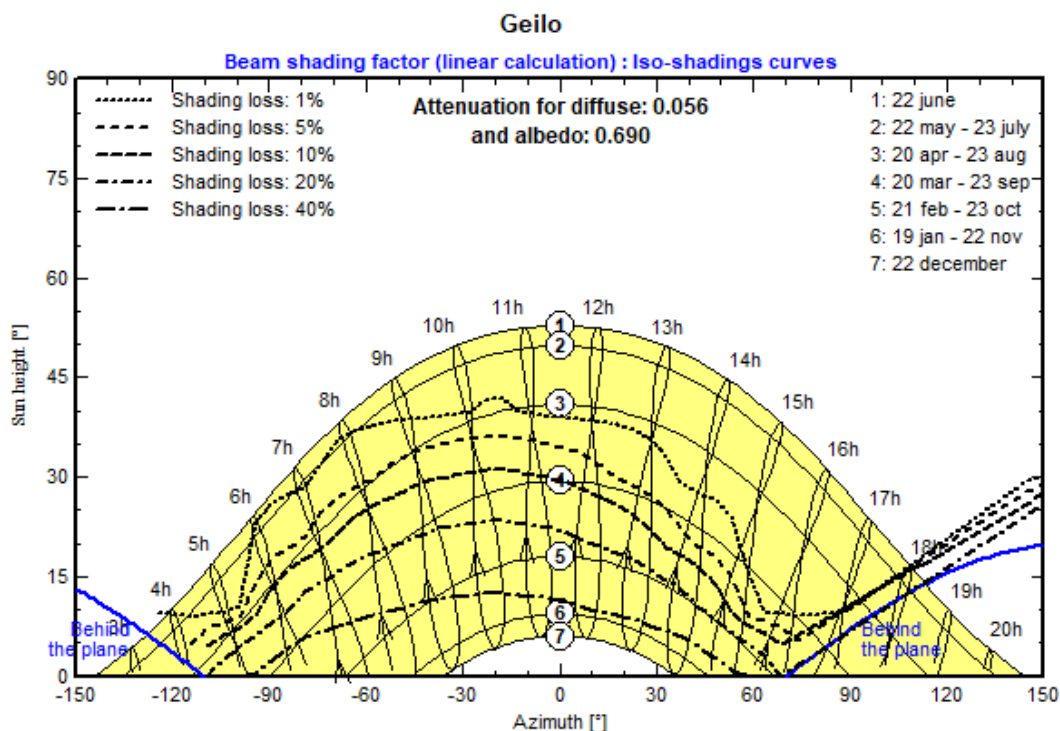
5. Resultat

5.1 Potensiell energiproduksjon

Potensiell energiproduksjon er beregnet med innstrålingsdata fra simuleringen i PV-syst. Simuleringen finner solens bane ved ulike årstider for gitt geografisk posisjon og helning, vist i figur 25. Den blå linjen forteller når solen er bak solfangerne og den ikke mottar innstråling. I figur 26 vises også reduksjon knyttet til skygging.



Figur 25: Figuren viser solens bane ved ulike årstider, hentet fra simulering i PVsyst.



Figur 26: Figuren viser solens bane ved ulike årstider og reduksjon knyttet til skygge mellom solfangerradene, hentet fra simulering i PVsyst.

5.1.1 Orientering

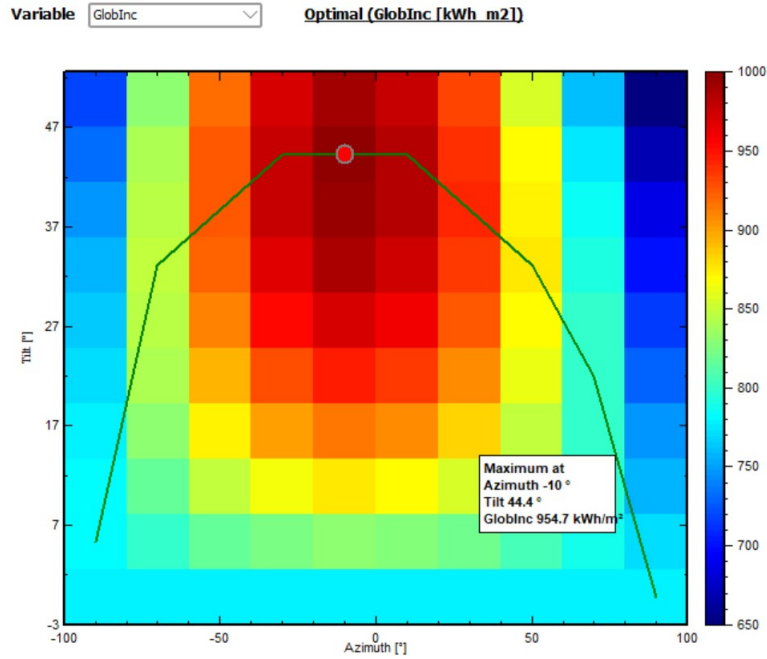
Solfangerne fanger opp mest innstråling dersom de er plassert direkte mot syd, med asimut lik 0° . Den mest praktiske orientering av bygget er parallelt med veien som gir asimut lik -20° for solfangerne. Det er gjort en følsomhetsanalyse knyttet til orientering av bygget for å sammenligne innstråling ved disse to asimutvinklene. Følsomhetsanalysen er gjort med PVsyst sin innlagte verdi for albedo på 0.2, slik at innstrålingen varierer noe fra verdiene brukt i beregningene av energiproduksjon. Tabell 8 viser innstråling for de ulike orienteringene inn på en flate med 20° helning.

Det ble funnet en nedgang i innstråling på 0.24% ved endring av orientering for solfangerne fra asimut lik 0° til -20° . Ved å se på perioden anlegget antas å være i drift, fra april til september, ble det funnet en nedgang på 0.14%. Bygget kan derfor hensiktsmessig plasseres parallelt med veien uten mye tap knyttet til innstråling.

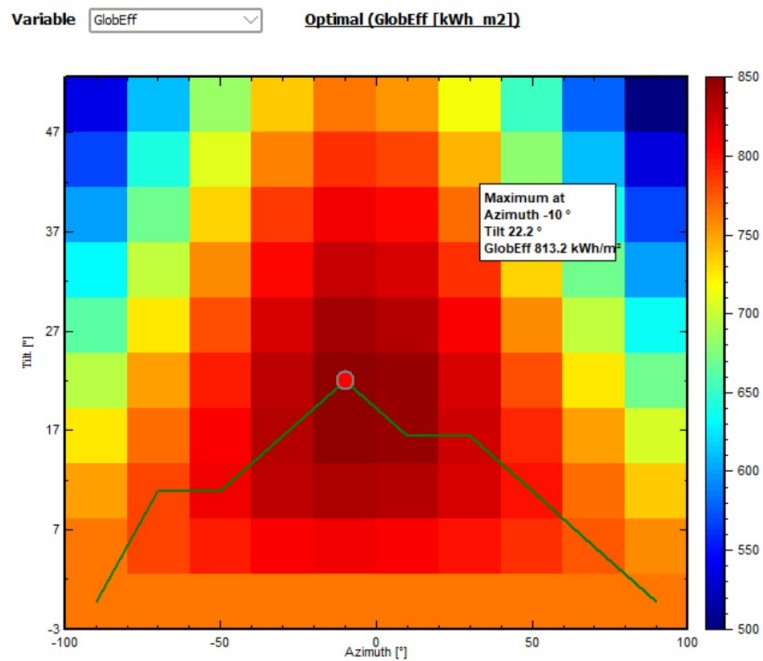
Tabell 8: Tabellen viser innstrålingen på en flate med en helning på 20° for de ulike orienteringene.

Måned	Asimut: 0° <i>kWh/m²</i>	Asimut: -20° <i>kWh/m²</i>
Januar	3,9	3,8
Februar	29,2	28,8
Mars	73,6	72,8
April	97,0	96,5
Mai	136,6	136,9
Juni	122,7	121,6
Juli	157,0	157,5
August	115,4	116,1
September	106,8	105,9
Oktober	40,5	40,8
November	14,4	14,2
Desember	5,1	5,1
Totalt	902,2	900,0

Det ble brukt et optimaliseringsverktøy i PVsyst for å se på optimale verdier for orientering og helningsvinkel, kalt tilt i PVsyst. Optimaliseringsverktøyet ser på innstrålt energi ved gitt helningsvinkel og tar ikke hensyn til skygging. Figur 27 viser resultatene fra simuleringen. For den geografiske posisjonen viser simuleringen at optimal orientering er med asimut lik -10°. X-aksen er asimutvinkelen og y-aksen er helningsgrad. Fargene illustrerer intensiteten til innstrålingen ved kombinasjoner av de to parameterne. Det var mulig å se på optimale verdier for effektiv innstråling, GlobEff, som tar hensyn til skygging, men også refleksjon. Da simuleringsverktøyet er laget for PV-paneler er tap knyttet til refleksjon høyere enn for solfangere og verdien er lavere enn hvis man kun ser på tap knyttet til skygging. Figur 28 viser resultatet med optimale verdier ved å se på effektiv innstråling.



Figur 27: Figuren viser resultatet fra simuleringen med optimaliseringsverktøyet i PVsyst for global innstråling, GlobInc. Det er sett på ulike kombinasjoner for azimuth og helningsvinkel og hvilken verdi dette gir for innstråling. Fargen illustrerer intensiteten til innstrålingen og toppunktet for maksimal innstråling er markert.



Figur 28: Figuren viser resultatet fra simuleringen med optimaliseringsverktøyet i PVsyst for effektiv innstråling, GlobEff, hvor det er tatt hensyn til skygging og refleksjon.

5.1.2 Innstråling

Tabell 9 viser innstråling hver måned for sagtannaket på hovedfløyen og den totale innstrålingen for ett år.

Tabell 9: Tabellen viser månedlig innstråling for solfangeranlegget på hovedfløyen, med asimutvinkel lik -20° .

Måned	GlobHor <i>kWh/m²</i>	GlobInc <i>kWh/m²</i>	GlobShd <i>kWh/m²</i>
Januar	2,7	3,9	2,5
Februar	19,3	29,1	22,5
Mars	56,8	73,9	65,1
April	86,5	98,0	92,9
Mai	128,7	136,9	132,7
Juni	120,2	121,6	117,9
Juli	148,0	157,5	152,6
August	105,4	116,1	111,5
September	83,3	105,9	96,4
Oktober	30,4	40,8	33,8
November	8,8	14,3	10,1
Desember	2,9	5,2	3,1
Totalt	793,0	903,1	841,2

Forklaring av de ulike variablene brukt i PVsyst:

- GlobHor: Innstrålt energi på en horisontal flate.
- GlobInc: Innstrålt energi på en flate med helning på 20° .
- GlobShd: Innstrålt energi på en flate med helning på 20° hvor det er trukket fra tap knyttet til skygging.

Solfangerne knyttet til de to sidene på saltaket vil ha ulik orientering enn hoveddelen. Siden som vender mot vest har asimut lik 70° og siden som vender mot øst har asimut lik -110° . Innstrålingen er kun avhengig av asimutvinkelen ved helning, så den innstrålte energien på horisontal flate vil være lik for alle orienteringene. Saltaket har ikke tap knyttet til skygging. Innstrålt energi for helning på 20° er fremlagt i tabell 10 for de to ulike orienteringene.

Tabell 10: Tabellen viser månedlig innstråling for de to ulike orienteringene knyttet til legeføyen.

Måned	Asimut: 70° <i>kWh/m²</i>	Asimut: -110° <i>kWh/m²</i>
Januar	3,0	2,1
Februar	22,2	16,2
Mars	61,7	50,9
April	89,5	81,2
Mai	126,4	122,4
Juni	121,0	110,9
Juli	146,1	141,8
August	103,6	101,6
September	89,4	75,0
Oktober	31,2	28,7
November	10,4	7,3
Desember	3,1	2,5
Totalt	807,5	740,5

Solvarmeanlegget antas å være i drift fra april til september, så verdier brukt i energiberegningene er innstråling for disse månedene. For hoveddelen er verdier for GlobShd brukt, mens for salttaket er verdier for GlobInc brukt. Den totale innstrålingen fra april til september er fremstilt i tabell [11](#) for de ulike orienteringene.

Tabell 11: Tabellen viser total innstråling fra april til september for de ulike orienteringene.

Område	Asimut (°)	Innstrålt energi <i>kWh/m²</i>
Hovedfløy	-20	704,0
Legeføy vest	70	676,0
Legeføy øst	-110	632,9

Energiproduksjon er beregnet ut fra innstrålingsdata fra PVsyst, men som nevnt har det blitt benyttet to metoder for å se på innstråling med skygging mellom radene på sagtantaket. Med den andre metoden ble total innstråling for hele året funnet til å være 809.2 *kWh/m²*. For perioden april til september ble total innstråling funnet til å være 706.6 *kWh/m²*.

5.1.3 Energiproduksjon solfangeranlegg

Energiproduksjonen er beregnet ut ifra innstrålingen gitt i tabell [11](#) og fangstareal knyttet til de ulike delene, oppgitt i tabell [7](#). Som tidligere nevnt benyttes 40% som virkningsgrad for å finne høstet energi fra solfangerne. Resultatene for total innstråling for fangstareal og energi høstet av solfangerne for energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan, vises i tabell [12](#). Tilsvarende resultater for energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan er vises i tabell [13](#).

Tabell 12: Tabellen viser innstrålt energi og høstet energi fra solfangerne for de ulike delene av bygget og total verdi for energianlegg med garasjeanlegg under bakkeplan.

Område	Innstrålt energi <i>MWh</i>	Høstet energi <i>MWh</i>
Hovedfløy	608	243
Legefløy vest	170	68,1
Legefløy øst	159	63,8
Totalt	938	374,9

Tabell 13: Tabellen viser innstrålt energi og høstet energi fra solfangerne for de ulike delene av bygget og total verdi for energianlegg med garasjeanlegg på bakkeplan.

Område	Innstrålt energi <i>MWh</i>	Høstet energi <i>MWh</i>
Hovedfløy	988	395
Legefløy vest	170	68,1
Legefløy øst	159	63,8
Totalt	1.318	526,9

5.1.4 Varmeenergien levert fra brønnpark

Det benyttes en gjenvinningsgrad på 0.51. Varmen som langtidslagres, (3/4), opplever tap knyttet til gjenvinning. Varmen som korttidslagres, (1/4), antas å hentes opp igjen uten tap. For å finne varmeenergien levert til bygget er høstet energi delt opp i andelene som skal langtidslagres og korttidslagres. Det som skal langtidslagres er ganget med gjenvinningsgraden og deretter plussset på det som skal korttidslagres. Tabell [14](#) viser hvor mye varmeenergi som kan hentes opp fra brønnparken igjen. Den viser også hvor mye som kan brukes til oppvarming per areal i bygget, hvor det totale arealet som krever oppvarming er gitt som:

$$A_{bygg} = 1889m^2 \quad (37)$$

Tabell 14: Tabellen viser varmeenergi som kan hentes opp fra brønnparken, og hvor mye varmeenergi som kan brukes av bygget til oppvarming.

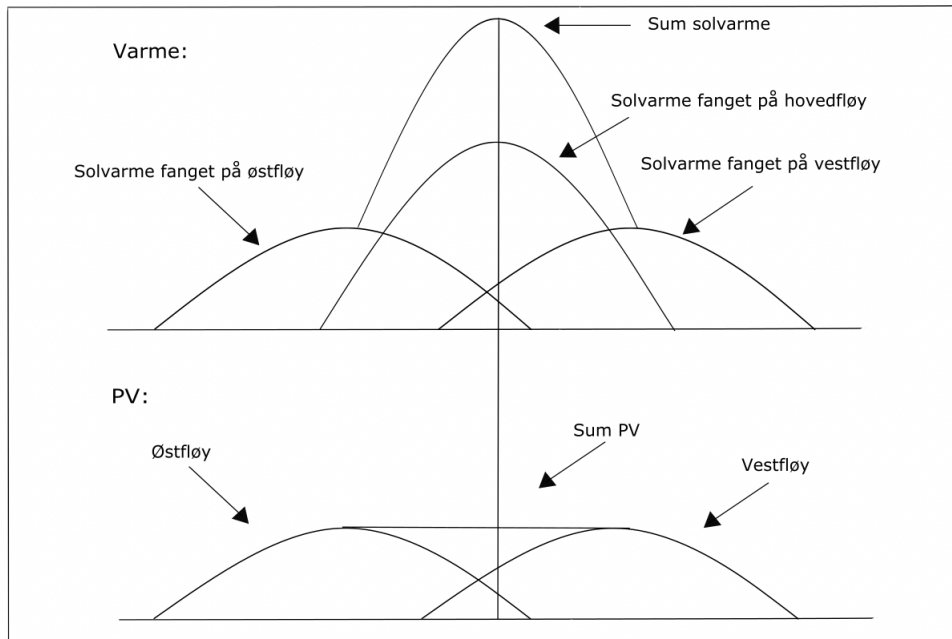
Løsning	Opp fra brønn <i>MWh</i>	Oppvarming bygg <i>kWh/m²</i>
Garasjeanlegg under bakkeplan	237	126
Garasjeanlegg på bakkeplan	333	177

5.2 Solcelleanlegg

For å avgjøre om solcelleanlegget kan forsyne sirkulasjonspumpene, er det beregnet hvor mye effekt solcelleanlegget kan levere når solfangeranlegget må absorbere mest varme. Tidspunktet hvor de tre delene av solfangeranlegget opplever maksimal innstråling vil være forskjellig grunnet ulike orientering. Arealet knyttet til energifangst på hoveddelen av bygget er størst og solfangeranlegget må absorbere mest varme når maksimal innstråling treffer denne delen. Figur 29 illustrerer hvordan absorbering av varme vil forgå iløpet av dagen for hovedfløyen, vestfløyen og østfløyen. Den vertikale linjen representerer tidspunktet for maksimal innstråling på hovedfløyen. Summen av varmeenergien fanget av solfangeranlegget kan da finnes ved å legge sammen verdien for kurvene på dette tidspunktet. Summen er vist som den høyeste kurven. Figur 29 viser også hvordan effekten produsert av solcelleanlegg vil variere iløpet av dagen. Summen av effekten produsert av solcelleanlegget der hvor den vertikale linjen krysser er brukt for å avgjøre om anlegget kan forsyne sirkulasjonspumpene.

Ved bruk av tidsseriene hentet fra PVGIS er det funnet tidspunkt for maksimal innstråling for hovedfløyen. Denne ble funnet til å være 31. April klokken 11:11. For samme dato og tidspunkt ble det funnet en innstråling på 874 W/m^2 for asimut lik 70° og 753 W/m^2 for asimut lik -110° . Verdiene er ganget med arealet for hver fløy på 70 m^2 og virkningsgraden på 18,55%. Tilsammen vil panelene over legeføyen produsere:

$$P_{maks} = 21 \text{ kW} \quad (38)$$



Figur 29: Figuren illustrerer varme absorbert av solfangeranlegget i løpet av dagen. Det er en kurve knyttet til hver av de ulike delene av anlegget og en kurve som viser summen for hele anlegget. Det er også illustrert effekten produsert av solcelleanlegget gjennom dagen. Den vertikale linjen representerer tidspunktet for maks innstråling på hovedfløyen.

5.3 Brønnpark

5.3.1 Volum

Brønnparken er dimensjonert ut ifra varmen som skal langtidslagres, (3/4) av høstet energi. Høstet energi er oppgitt i tabell [12](#) for energianlegg med garasjeanlegg under bakkeplan og i tabell [13](#) for energianlegg med garasjeanlegg på bakkeplan. Høstet energi blir omgjort fra *MWh* til enheten joule for å beregne volum. Volumet som kreves for å kunne lagre varmeenergien for energianleggene er fremstilt i tabell [15](#).

Tabell 15: Tabellen viser nødvendig volum for å kunne lagre varmeenergien for de to ulike energianleggene.

Løsning	Nødvendig volum m^3
Garasjeanlegg under bakkeplan	42000
Garasjeanlegg på bakkeplan	59000

5.3.2 Arkitektur for brønnpark

For energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan er en hensiktsmessig utforming av brønnparken funnet til å være et kvadrat med sidelengder på 36 m, bestående av 10 * 10 brønner med 4 m mellomrom. Utforming av brønnparken er vist i figur [30](#). Ved å fjerne seks brønner fra hvert hjørne vil brønnparken få en tilnærmet sylindrisk form med en radius på 18 m. Volumet til brønnparken kan med tilstrekkelig nøyaktighet beregnes som volumet av en sylinder. Et tilstrekkelig volum oppnås ved å gi brønnene en lengde på 45 m.

For energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan kreves et større volum og brønnparken utformes til å være et kvadrat med sidelengder på 40 m, bestående av 11*11 brønner. Utforming av brønnparken er vist i figur [31](#). Her fjernes også seks brønner fra hvert hjørne og brønnparken får en radius på 20 m. Lengden til brønnene er i dette tilfelle valgt til 50 m.

Antall brønner, radius, overflateareal og dybde er oppgitt i tabell [16](#) for energianleggene. I tabellen er det også oppgitt total brønnlengde, volum og formfaktor. Total brønnlengde er antall brønner multiplisert med dybden.

Tabell 16: Tabellen viser verdier knyttet til brønnparken for de to ulike energianleggene.

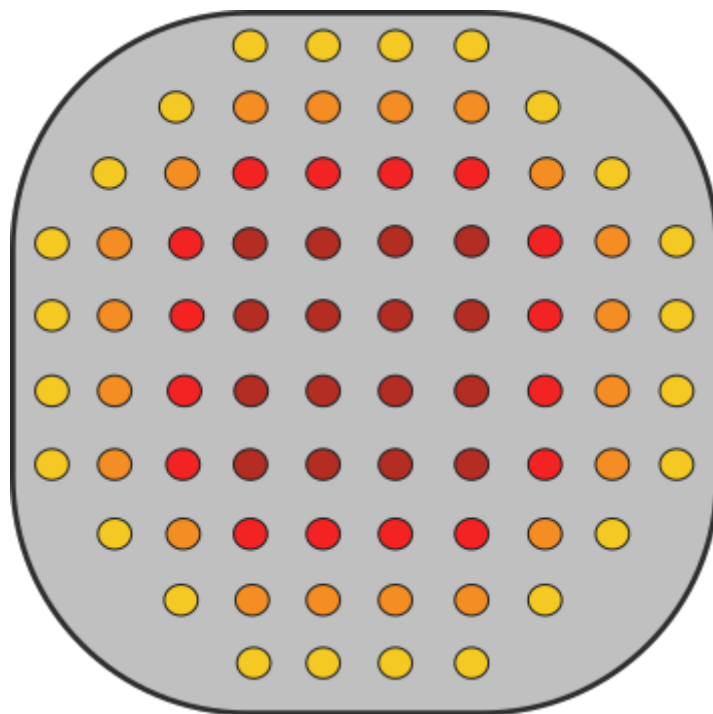
	Under bakkeplan	På bakkeplan
Antall brønner	76	97
Radius (m)	18	20
Overflateareal (m^2)	1018	1256
Dybde (m)	45	50
Total lengde (m)	3420	4850
Volum (m^3)	45700	62800
Formfaktor	0.8	0.8

Ved dimensjonering av brønnparken er brønnene plassert helt i ytterkant av volumet. Brønnparken vil ha et influensområde som strekker seg utenfor dette volumet. Influensområdet antas å strekke seg 2 m utenfor ytterste brønnring og det aktive brønnvolumet vil dermed øke. Det økte volumet gjør at brønnparken kan lagre større mengde termisk energi enn det som opprinnelig ble brukt for å finne volumet. Det aktive volumet blir for energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan, beregnet til 59000 m^3 . For energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan, blir aktivt volum beregnet til 79000 m^3 . Brønnene i brønnparken er delt inn i ulike temperatursoner for å skape en temperaturgradient ut mot kantene. Det varmeste vannet tilføres i midten.

For energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan er brønnene delt inn i fire temperatursoner. Hvor temperatursoner 1 er i sentrum av brønnparken. Antall brønner i hvert temperatursoner for denne løsningen er oppgitt i tabell 17 og oppbyggingen av brønnparken er vist i figur 30.

Tabell 17: Tabellen viser antall brønner knyttet til de ulike temperatursonene for energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan. Der sone 1 er innerst og har høyest temperatur.

Temperatursoner	Antall brønner
1	16
2	16
3	20
4	24
Sum	76

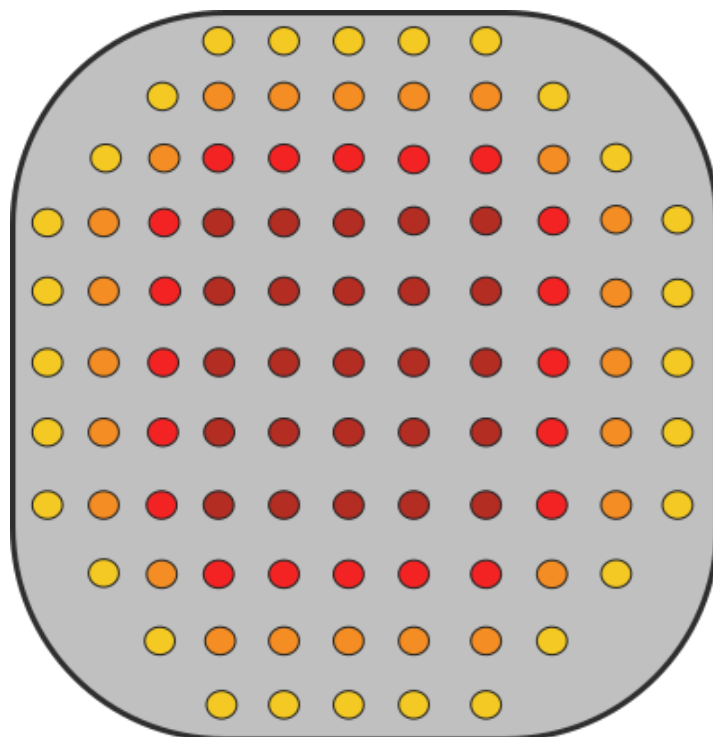


Figur 30: Figuren viser oppbygging av brønnparken med de ulike temperatursonene for energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan.

For energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan er også brønnene delt inn i fire temperatursoner. Antall brønner i hver temperatursoner er oppgitt i tabell 18. Figur 31 viser oppbygging av brønnparken sett ovenfra. De ulike temperatursonene har forskjellig farge.

Tabell 18: Tabellen viser antall brønner knyttet til de ulike temperatursonene for garasjeanlegg på bakkeplan. Der sone 1 er innerst og har høyest temperatur.

Temperatursoner	Antall brønner
1	25
2	20
3	24
4	28
Sum	97



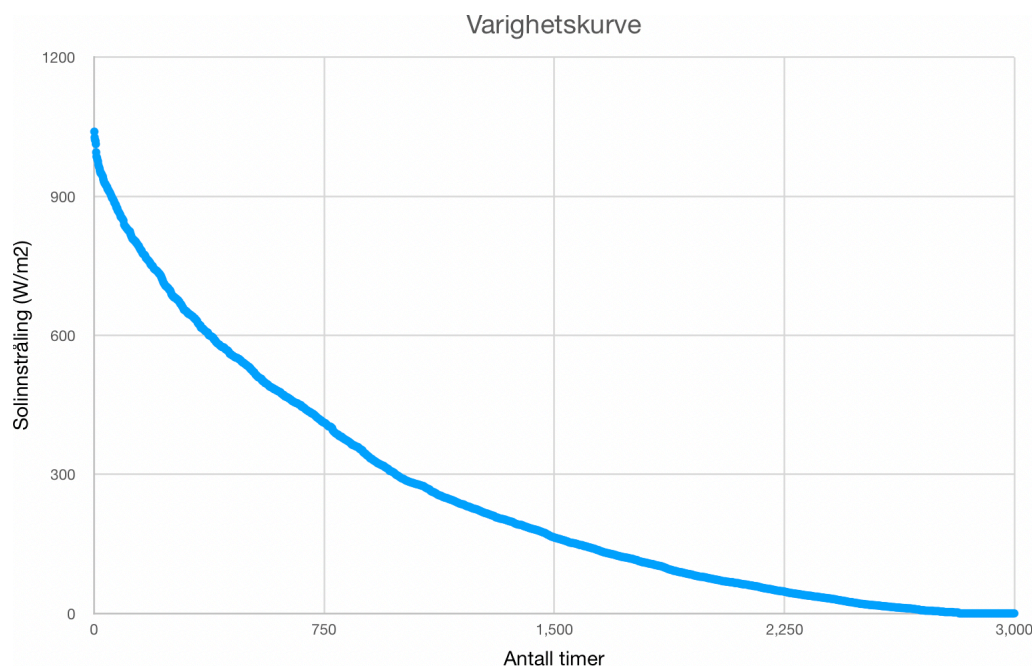
Figur 31: Figuren viser oppbygging av brønnparken med de ulike temperatursonene for energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan.

5.3.3 Belastning

Belastningen brønnene vil oppleve i W/m , blir funnet ved å ta total høstet effekt fra taket delt på total brønnlengde i parken. Det er sett på høstet effekt ved ulike irradians, også kalt innstrålingstetthet. Total effekt ned til brønnparken blir funnet ved å multiplisere irradiansen med solfangstareal oppgitt i tabell 7 og multiplisere med virkningsgraden til solfangerne på 40%. Total brønnlengde for de ulike løsningene er oppgitt i tabell 16. Det er sett på irradians opp til $700 W/m^2$ i perioden april til september. Det er delt inn i intervaller på $100 W/m^2$ og belastningen er beregnet ut ifra den høyeste verdien i intervallet. Belastningen brønnene opplever for energianleggene med garasjeanlegg på bakkeplan og garasjeanlegg under bakkeplan er oppgitt i tabell 19. I tabellen er det også oppgitt antall timer som brønnene opplever den beregnede belastningen, funnet ut ifra varighetskurven, vist i figur 32. Varighetskurven er laget med timesdata hentet fra PVGIS og beskriver antall timer hvor en gitt verdi for irradians opptrer. For irradians på $200 W/m^2$ er det sett på belastning regnet med denne verdien for irradians og oppgitt antall timer opp til denne verdien. Det er også seks timer iløpet av året som har irradians høyere enn $1000 W/m^2$, men disse er inkludert i det høyeste intervallet.

Tabell 19: Tabellen viser intervallene med innstråling, antall timer hvor denne innstrålingen inntreffer og belastning brønnen opplever for energianleggene.

Irradians W/m^2	Antall timer	Under bakkeplan W/m	På bakkeplan W/m
900-1000	56	160	157
800-900	80	144	142
700-800	108	128	126
600-700	132	112	110
500-600	177	96	94
400-500	222	80	78
300-400	207	64	69
200-300	366	48	47
200	1470	32	31



Figur 32: Figuren viser antall timer en gitt verdi for irradians opptrer, for perioden april til september.

5.4 Sirkulasjonspumpene

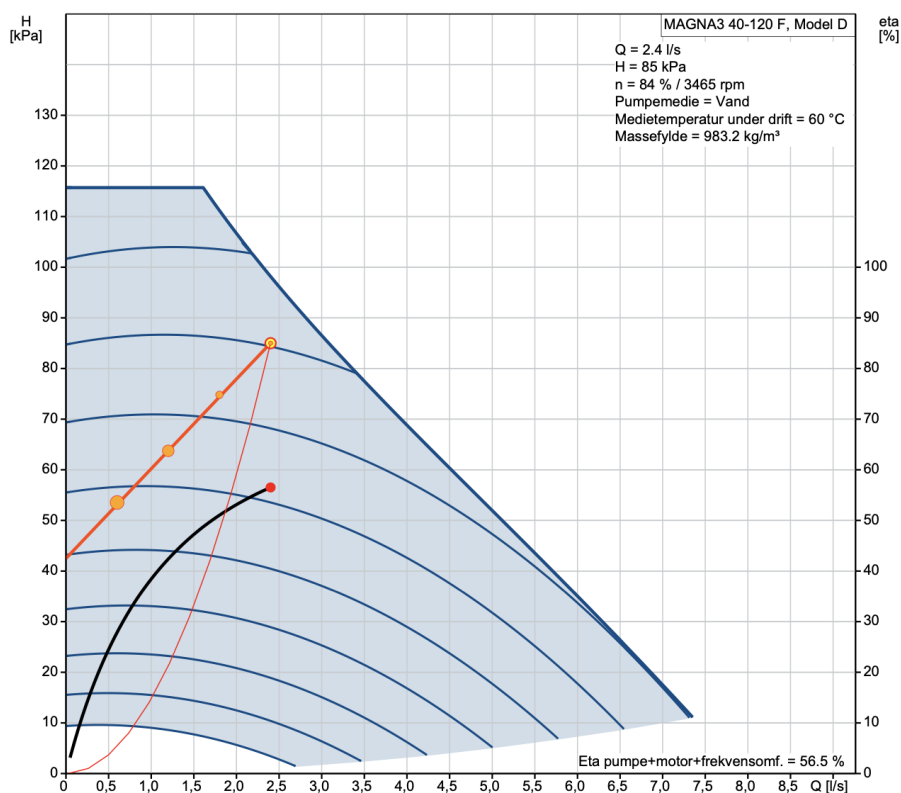
Dimensjonering av tur -og returrørene

Tur -og returrørene dimensjoneres ut ifra en anbefalt volumstrøm i solfangerne som ligger på 1 l/min m^2 , samt en vannhastighet som ikke skal overstige 1 m/s . Solfangerne som er 3 meter lange har et areal på $1,8 \text{ m}^2$ og volumstrømmen beregnes til $0,030 \text{ l/s}$. Solfangerne som er 6 meter lange har et areal på $3,6 \text{ m}^2$ og volumstrømmen beregnes til $0,060 \text{ l/s}$. Volumstrømmen som tur -og returrørene må dimensjoneres for på sagtanntaket og saltaket beregnes ved å multiplisere det totale solfangstarealet for en rad og volumstrømmen som er gitt per solfangerareal. Volumstrømmen for tur -og returrørene på sagtanntaket og saltaket beregnes henholdsvis til $2,4 \text{ l/s}$ og $4,2 \text{ l/s}$. Den indre diameteren til tur -og returrørene kan da bli funnet ved å dividere volumstrømmen for en rad på maks vannhastighet slik at en finner tverrsnittsarealet og dermed den indre diameteren som bør benyttes. Tur -og returrørene på sagtanntaket og saltaket må minst ha en indre diameter på henholdsvis 55 mm og 72 mm . Tatt dette i betraktning velges PP rør fra GPA med dimensjonene $63 \times 3,6 \text{ mm}$ for sagtanntaket og $75 \times 2,9 \text{ mm}$ for saltaket (GPA, 2018a, 2018b).

Sirkulasjonspumpene dimensjonert for solfangeranlegget på sagtanntaket

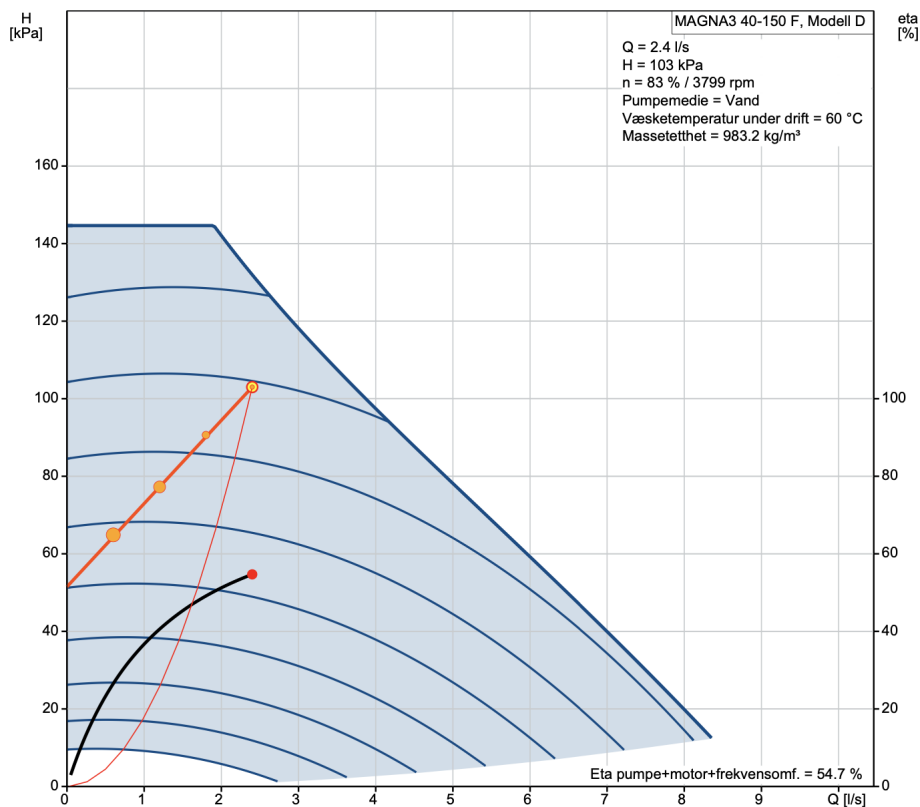
Det skal dimensjoneres sirkulasjonspumper for solfangeranlegget på sagtanntaket med garasjeanlegget under og på bakkeplan. Det tenkes at tilbakerenningstankene skal etableres rett under solfangeranlegget. Løfthøyden blir da fra vannspeilet i tilbakerenningstankene opp til øverste punkt på solfangeranlegget. I beregningen antas en aktiv løfthøyde på 3 m.

Sirkulasjonspumpen dimensjonert for solfangeranlegget på sagtanntaket med garasjeanlegget under bakkeplan skal sirkulere vann i en solfangerrad bestående av 80 solfangere. Med en aktiv løfthøyde på 3 m beregnes høydetapet til 29,3 kPa. Trykktapet som følge av friksjon i solfangeranlegget beregnes til 27,6 kPa. Det legges til en sikkerhetsmargin på 50 % av høydetapet og trykktapet for å ta høyde for punkttap i bend og overganger, samt uforutsette trykktap i solfangeranlegget. Det gir et totalt trykktap på 85 kPa. Tatt totalt trykktap og en volumstrøm på 2,4 l/s i betraktning velges en MAGNA3 40-120 F fra Grundfos (Grundfos Norge, [u.å.-a](#)). I figur 33 vises den elektriske virkningsgraden på 56,5 % i maksimalt driftspunkt. Den mekaniske effekten som pumpen krever beregnes til 205 W og den elektriske effekten som kreves i driftspunktet beregnes til å være 363 W.



Figur 33: Figuren viser ytelseskurven og virkningsgraden i driftspunktet for sirkulasjonspumpen dimensjonert for et trykktap på 85 kPa og en volumstrøm på 2,4 l/s (Grundfos Norge, [u.å.-a](#))

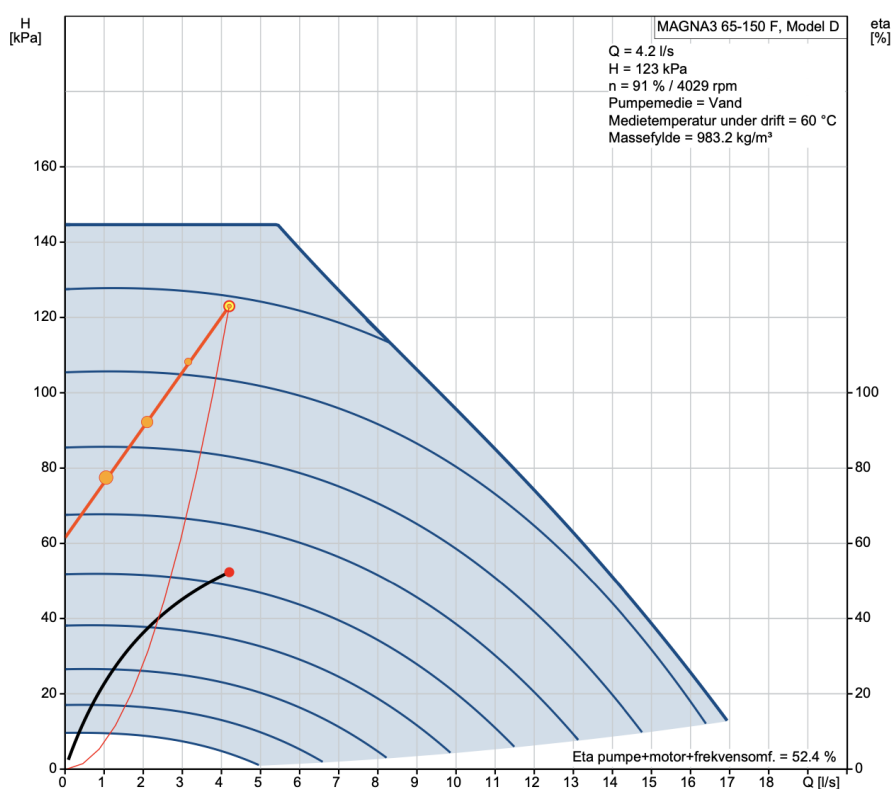
Sirkulasjonspumpen dimensjonert for solfangeranlegget på sagtanntaket med garasjeanlegget på bakkeplan skal sirkulere vann i en solfangerrad bestående av 130 solfangere. Med en aktiv løftehøyde på 3 m beregnes høydetapet til 29,3 kPa. Trykktapet som følge av friksjon i solfangeranlegget beregnes til 39,5 kPa. Det legges til en sikkerhetsmargin på 50 % av høydetapet og trykktapet. Det gir et totalt trykktap på 103 kPa. Tatt totalt trykktap og en volumstrøm på 2,4 l/s i betraktning velges en MAGNA3 40-150 F fra Grundfos (Grundfos Norge, u.å.-b). I figur 34 vises den elektriske virkningsgraden på 54,7 % i maksimalt driftspunkt. Den mekaniske effekten som pumpen krever beregnes til 257 W og den elektriske effekten som kreves i driftspunktet beregnes til å være 470 W.



Figur 34: Figuren viser ytelseskurven og virkningsgraden i driftspunktet for sirkulasjonspumpen dimensjonert for et trykktap på 103 kPa og en volumstrøm på 2,4 l/s (Grundfos Norge, u.å.-b)

Sirkulasjonspumpene dimensjonert for solfangeranlegget på saltaket

Det skal dimensjoneres sirkulasjonspumpe for solfangeranlegget på saltaket. I den sammenheng beregnes det at en sirkulasjonspumpe skal sirkulere vann i en solfangeranlegg bestående av 70 solfangere. I beregningene antas en aktiv løftehøyde på 2 m fra vannspeilet i tilbakerenningstankene opp til øveste punkt på solfangeranlegget. Høydetapet beregnes da til 19,5 kPa. Trykktapet som følge av friksjon i solfangeranlegget beregnes til 62,2 kPa. Det legges til en sikkerhetsmargin på 50 % av høydetapet og trykktapet. Det gir et totalt trykktap på 123 kPa. Sirkulasjonspumpene dimensjoneres for det totale trykktapet og en volumstrøm på 4,2 l/s. Tatt dette i betraktning velges en MAGNA3 65-150 F fra Grundfos (Grundfos Norge, u.å.-c). I figur 35 vises den elektriske virkningsgraden på 52,5 % i maksimalt driftspunkt. Den mekaniske effekten som pumpen krever beregnes til 515 W og den elektriske effekten som kreves i driftspunktet beregnes til å være 981 W.



Figur 35: Figuren viser ytelseskurven og virkningsgraden i driftspunktet for sirkulasjonspumpen dimensjonert for et trykktap på 123 kPa og en volumstrøm på 4,2 l/s (Grundfos Norge, u.å.-c)

Tabell 20: Tabellen viser den totale maksimale elektriske pumpeeffekten på saltaket og sagtanntaket for solfangeranlegget med garasjeanlegg på og under bakkeplan.

Løsning	Elektriske effekt (W)	Elektrisk effekt (W)	Totalt (W)
Garasjeanlegg	Sagtanntaket	Saltaket	
Under bakkeplan	2178	1962	4140
På bakkeplan	2820	1962	4782

5.5 Tilbakerenningstank

Tilbakerenningstankene dimensjoneres ut ifra totalt vannvolum i rørføringene til solfangeranlegget med garasjeanlegg under bakkeplan vist i tabell [21](#) og solfangeranlegget med garasjeanlegget på bakkeplan vist i tabell [22](#). I beregningene av rørlengde er det lagt til grunn at tilbakerenningstanken vil etableres under solfangeranlegget mellom solfangerfeltene på saltaket og sagtanntaket. Beregningen av rørlengdene er kun et estimat og vil nok endres når solfangeranlegget for beredskapssenteret skal detaljprosjekteres.

I tillegg til totalt vannvolum i rørføringene tas det også høyde for volumendring av systemvæsken. Med temperaturendring på 40 K beregnes volumendringen til å være 70 l for solfangeranlegget med garasjeanlegget under bakkeplan og 101 l for solfangeranlegget med garasjeanlegg på bakkeplan. Det totale vannvolumet som tilbakerenningstanken må dimensjoneres for blir da 4621 l og 6685 l. Tatt dette i betraktning velges en tilbakerenningstank som rommer 5000 l for solfangeranlegget med garasjeanlegget under bakkeplan, og en tilbakerenningstank som rommer 7000 l for solfangeranlegget med garasjeanlegg på bakkeplan.

Tabell 21: Tabellen viser tverrsnittsarealet, total rørlengde, samt totalt vannvolum i rørføringene til solfangeranlegget med garasjeanlegget under bakkeplan.

Rør	Tverrsnittsareal (m ²)	Lengde (m)	Volum (L)
Absorbatorrør	$6,36 \cdot 10^{-5}$	9677	616
Tur/retur røranlegg sagtantak	$2,77 \cdot 10^{-3}$	996	2760
Tur/retur røranlegg saltak	$4,08 \cdot 10^{-3}$	288	1175
Totalt			4551

Tabell 22: Tabellen viser tverrsnittsarealet, total rørlengde, samt totalt vannvolum i rørføringene til solfangeranlegget med garasjeanlegget på bakkeplan.

Rør	Tverrsnittsareal (m ²)	Lengde (m)	Volum (L)
Absorbatorrør	$6,36 \cdot 10^{-5}$	13497	859
Tur/retur røranlegg sagtanntak	$2,77 \cdot 10^{-3}$	1536	4256
Tur/retur røranlegg saltak	$4,08 \cdot 10^{-3}$	360	1469
Totalt			6584

5.6 Akkumulatortank

Akkumulatortanken bør dimensjoneres ut ifra dagsforbruket av varmt tappevann til beredskapssenteret. Det kan bli vanskelig å si noe nøyaktig om forbruket da detaljene som gir grunnlaget for å estimere forbruket ikke foreligger. Derfor tas det utgangspunkt i det som krever mest varmtvann. Dusjene vil være en av de forbrukerne som vil kreve mest varmtvann og totalt beregnes det omtrentlig 14 dusjer til de ulike etatene. Det bør beregnes rundt 100 liter per dusj (Oso Hotwater, mailkorrespondanse, 28.07.2020). Det forutsettes at det vil benyttes dusjer som bruker 10 l/min, og at hver dusj benyttes i 10 min i løpet av en dag. Dette gir et totalvolum på 1400 l for dusjene. I tillegg må det beregnes varmtvann til vasking av bilene til de ulike etatene. Dersom det antas at det benyttes en høytrykkspyler som bruker 1000 l/t, og at denne vil benyttes opptil en time om dagen enkelte dager må det beregnes ytterligere 1000 l. I tillegg bør det også ta høyde for at det vil benyttes varmtvann til andre formål som håndvask, vasking av utstyr, samt renhold av beredskapssenteret. Derfor medregnes ytterligere 600 l slik at totalt trengs en akkumulatortank, eller gruppe av tanker, med totalt volum på 3000 l.

5.7 Lønnsomhetsvurdering

Lønnsomheten til to ulike energianlegg for beredskapssenteret skal vurderes. Kostnadsoverslaget for energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan vises i tabell 23 og kostnadsoverslaget for energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan vises i tabell 24. I kostnadsoverslagene forutsettes det at solfangerne benyttes som takkledning og derfor erstatter annen takkledning til en estimert pris på 500 kr/m². Dette blir tatt med som en kostnadsbesparelse i kostnadsoverslaget. Kostnaden for montering av solfangeranlegget er ikke tatt med i kostnadsoverslaget da denne kostnaden tilsvarende monteringskostnaden for takkledningen som det forutsettes at solfangerne erstatter. (Inaventa Solar AS, mailkorrespondanse, 27.07.2020) Det er også medregnet støtte for kvadratmeter etablert solfanger fra Enova til en verdi på 201 kr/m² (Enova, 2020). Pumpen til brønnparken er ikke tatt med i kostnadsoverslagene.

Beregningene av rørlengdene og antall bend-rør er kun et estimat. I tabell 24 benyttes estimatet dyp til fjell fra uttrykk 34 på 7 m ved beregning av antall meter med føringsrør.

LCoE

I beregningen av LCoE for energianlegget med garasjeanlegget under og på bakkeplan benyttes den totale investeringskostnaden fra tabell 23 og 24, den årlige vedlikeholdskostnaden på 20 000 kr, samt den årlige potensielle energiproduksjonen. Den årlige potensielle energiproduksjon beregnes blant annet ut ifra verdier hentet fra tabell 13 og 12. Vedlikeholdskostnaden og den årlige potensielle energiproduksjon diskonteres med en en rente på 6 % over den økonomiske levetiden til energianlegget. LCoE for energianlegget med garasjeanlegget under og på bakkeplan beregnes til å være henholdsvis 1,8 kr/kWh og 1,85 kr/kWh.

Nåverdi

I beregningen av nåverdien for energianlegget med garasjeanlegget under og på bakkeplan benyttes den totale investeringskostnaden fra tabell 23 og 24. Kontantstrømmen beregnes ut ifra den årlige vedlikeholdskostnaden på 20 000 kr og den årlige besparelse i strømutfikten. Den årlige besparelsen beregnes ut ifra årlig potensiell energiproduksjon multiplisert med en estimert strømpris på 88 øre/kWh, og en årlig antatt prisvekst på 4 % for kraftprisen og nettleien. Kontantstrømmen diskonteres med en rente på 6 % over den økonomiske levetiden til energianlegget. Nåverdien for energianlegget med garasjeanlegget under og på bakkeplan beregnes til å være henholdsvis -1 717 833 kr og -2 555 919 kr.

Tabell 23: Tabellen viser den totale investeringskostnaden for energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan. Dette er kun et kostnadsoverslag.

Kostnadsposter	Enhet	Enhetspris	Antall	Kostnad
Solfangeranlegg	Solfangermodul 1,8 m ²	3246 kr/stk	480 stk	1 558 080 kr
	Solfangermodul 3,6 m ²	5718 kr/stk	140 stk	800 520 kr
	Tilbakerenningstank 5000 l	20 000 kr	1 stk	20 000 kr
	Rør PP 63×3,6	20 kr/m	1068 m	21 360 kr
	Rør PP 75×2,9	25 kr/m	288 m	7 200 kr
	Isolering av rør	20 kr/m	1356 m	27 120 kr
	Bend-rør	20 kr	168 stk	3 360kr
	Brønnpark	Boring i fjell	150 kr/m	3420 m
Kollektor		700 kr/m	3420 m	2 394 000 kr
inkl. installasjon og brønntopp Ventiler og koblinger		100 000 kr	-	100 000 kr
Solcelleanlegg	Solcelleanlegg inkl. installasjon og komponenter	276 000 kr	139 m ²	276 000 kr
Komponenter til solvarmeanlegget	Styringsystem	300 000 kr	1 stk	300 000 kr
	inkl. sensorer og programmering Pumpe Magna3 40-120 F	19 690 kr	6 stk	118 140 kr
	Pumpe Magna3 65-150 F	35 380 kr	2 stk	70 760 kr
Støtte og kostnadsbesparelser	Enova-støtte solfangeranlegg	201 kr/m ²	1368 m ²	- 274 986 kr
	Takkledning spart	500 kr/m ²	1368 m ²	- 684 000 kr
Totalt				5 250 554 kr

Tabell 24: Tabellen viser den totale investeringskostnaden for energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan. Dette er kun et kostnadsoverslag.

Kostnadsposter	Enhet	Enhetspris	Antall	Kostnad
Solfangeranlegg	Solfangermodul 1,8 m ²	3246 kr/stk	780 stk	2 531 880 kr
	Solfangermodul 3,6 m ²	5718 kr/stk	140 stk	800 520 kr
	Tilbakerenningstank 7000 l	25 000 kr	1 stk	25 000 kr
	Rør PP 63×3,6	20 kr/m	1572 m	31 440 kr
	Rør PP 75×2,9	25 kr/m	364 m	9 100 kr
	Isolering av rør	20 kr/m	1936 m	38 720 kr
	Bend-rør	20 kr	168 stk	3 360kr
Brønnpark	Boring i fjell	150 kr/m	4850 m	727 500 kr
	Føringsrør	650 kr/m	679 m	441 350 kr
	Kollektor	700 kr/m	4850 m	3 339 500 kr
	inkl. installasjon og brønntopp Ventiler og koblinger	100 000 kr	-	100 000 kr
Solcelleanlegg	Solcelleanlegg inkl. installasjon og komponenter	276 000 kr	139 m ²	276 000 kr
Komponenter til solvarmeanlegget	Styringssystem	300 000 kr	1 stk	300 000 kr
	inkl. sensorer og programmering			
	Pumpe Magna3 40-150 F	23 340 kr	6 stk	140 040 kr
	Pumpe Magna3 65-150 F	35 380 kr	2 stk	70 760 kr
Støtte og kostnads- besparelser	Enova-støtte solfangeranlegg	201 kr/m ²	1908 m ²	- 383 508 kr
	Takkledning spart	500 kr/m ²	1908 m ²	- 954 000 kr
Totalt				7 497 662 kr

6. Diskusjon

6.1 Innstråling

Det benyttes to ulike metoder for å se på reduksjon av innstråling ved skygging mellom radene. I disse metodene benyttes samme database for innhenting av innstrålingsdata. Tidsseriene hentet fra PVGIS for 2016 er benyttet for å finne optimal løsning for radavstand i kombinasjon med fangstareal for taket. Denne radavstanden er deretter benyttet til å tegne solfangeranlegget inn i PVsyst. Ved sammenligning av den totale innstrålingen over hele året, er det en forskjell på $93,9 \text{ kWh/m}^2$, hvor simuleringen i PVsyst gir høyest verdi. For perioden april til september er det en forskjell på $2,6 \text{ kWh/m}^2$. I metoden med tidsseriene fra PVGIS, er det kun tatt hensyn til solhøyden i beregningene. Simuleringen i PVsyst inkluderer mer en femti variabler. Det kan tenkes at PVsyst tar hensyn til vinkelen solen beveger seg over himmelen i løpet av dagen. Når innstrålingen treffer skrått på solfangerne, vil ikke skyggelengden bli like lang som når den treffer vinkelrett på. Solhøyden er lavere i vintermånedene og effekten av skrå innstråling vil ha mer å si i disse månedene. Dette kan være forklaring på den større forskjellen observert i total innstråling for hele året sammenlignet med perioden april til september. Det ble valgt å benytte verdien for innstråling fra simuleringen i PVsyst, da simuleringen konstruerer et typisk meteorologisk år med data fra 10 år, fremfor å bruke data fra 2016.

Det er usikkerheter knyttet til innstråling både når det gjelder måling fra satellitter og ved bruk av værmodeller. Innstrålingen vil også variere fra år til år. TMY er konstruert data og hvis man oppretter en meteorologisk fil i PVsyst på denne måten flere ganger, vil ikke verdiene bli helt like. Tidsseriene fra 2016 er faktiske måling gjort for dette året, men å bruke data fra kun ett år kan bli noe begrenset grunnet variasjoner. Usikkerhetene knyttet til innstråling er likevel små sammenlignet med usikkerhetene knyttet til virkningsgraden til solfangerne og varmetap i brønnparken.

I et studie fra 2013 ble det sammenlignet data for innstråling ved høye breddegrader fra ulike databaser. SARAH databasen bruker en kombinasjon av vær-modeller og satellitt data. I studiet ble innstrålingen sammenlignet med egne målinger gjort med pyranometer på ulike steder i Norge. Alle databasene i studiet hadde noe avvik, men SARAH databasen hadde minst feil over alle sesongene. I studiet kom det frem at SARAH databasen fungerer best for breddegrader under 65° . Det ble også observert en underestimering av innstråling hentet fra satellittdata. (Babar mfl., 2013) Lokasjonen ligger på breddegrad 60.53° og er derfor innenfor området hvor databasen fungerer best.

Selv om det i oppgaven har vært fokus på å fange mest mulig innstråling, har det vært flere faktorer å ta hensyn til. En helning på 20° er i hovedsak valgt av estetiske grunner knyttet til bygget. Dette er under den optimale helningen funnet i PVsyst, men for sagtantaket ville en høyere helningsvinkel ført til større tap av innstråling grunnet skygging mellom radene. Med lengre radavstand for å unngå skygging, ville det blitt mindre tilgjengelig areal for solfangst. Solfangeranlegget har blitt designet med forsøk på å optimalisere forholdene mellom det å unngå skygging, tilgjengelig areal for solfangst, samt praktiske årsaker. Orientering til saltaket er ikke optimal med tanke på solfangst, men er den løsningen som passer til bygget, og her vil det ikke være noe tap knyttet til skygging. Maksimal effekt reduseres også ved at energien fra saltaket fordeles over tid.

Teorien tilsier at et solfangeranlegg bør plasseres med en asimutvinkel lik 0° for maksimalt energiutbytte. Det ble utført en følsomhetsanalyse knyttet til asimutvinklene 0° og -20° , og funnet at en endring av asimutvinkelen fra den optimale ga en nedgang på 0.24% i total innstråling. Det ble deretter benyttet optimaliseringsverktøy i PVsyst for å finne optimal asimutvinkel og helningsgrad for solfangeranlegget på gitt posisjon. Resultatet fra denne simuleringen ga en optimal asimutvinkel på -10° . Dette kan forklare den minimale forskjellen i følsomhetsanalysen, da det ikke var optimal asimutvinkel det ble sammenlignet med. Det er ikke mulig å sammenligne verdier for innstråling da optimaliseringsverktøyet ikke tar hensyn til skyggeobjekter alene. Det er mulig å finne optimal asimutvinkel og helningsvinkel knyttet til effektiv innstråling, hvor det blir tatt hensyn til skygging, men også refleksjon fra PV-paneler. Dette resultatet viser at optimal helningsvinkel er 22.2° . Optimaliseringsverktøyet gir derfor en indikasjon på at valgt asimutvinkel og helningsvinkel i dette prosjektet ikke ligger langt unna de optimale verdiene.

6.2 Virkningsgraden til solfangeren

Virkningsgraden til solfangeren er avhengig av en rekke faktorer beskrevet i ligning [15](#). Det fremgår av ligningen at den nyttige effekten og dermed virkningsgraden til solfangeren vil avta med økende temperaturforskjell mellom absorbatoren og omgivelsene. Samtidig vil også størrelsen til den termiske tapskoeffisienten, som multipliseres med temperaturforskjellen, ha innvirkning på virkningsgraden. Denne er avhengig av flere tapsfaktorer, og det er kun U-verdien knyttet til de ulike materialene i solfangeren som vil være kjent fra databladet. Det vil også være konveksjonstap knyttet til kald vind som nedkjøler solfangeren, samt andre tap som ikke kan regnes nøyaktig. I databladet opplyses det også om solfangerens transmittans og absorptans. Allikevel vil det være en del usikkerhetsmomenter i forbindelse med solfangerens virkningsgrad. Å estimere den utifra ligning [15](#) og [17](#) vil være en ganske kompleks og omfattende oppgave. Hovedsaklig på grunn av at temperaturen og innstrålingstettheten varierer gjennom dagen. I tillegg til at det er vanskelig avdekke temperaturen til absorbatoren gjennom dagen ut ifra innstrålingstettheten, temperaturen og vindforholdene på lokasjonen. Derfor benyttes en tilnærming til virkningsgraden på 40 %, som er oppgitt av solfangerleverandøren.

Det gjøres imidlertid et forsøk på å regne månedlig virkningsgrad med ligningen [17](#). I beregningene benyttes opplysningene oppgitt i databladet, månedlig innstrålingstetthet fra PVsyst delt på antall soltimer i måneden, lufttemperatur fra PVsyst, samt valgte absorbatortemperaturer. Virkningsgraden beregnes for juli måned som har høyest innstrålingstetthet og lufttemperatur, og for april måned som har lavest lufttemperatur og innstrålingstetthet innenfor antatt driftsperiode. Virkningsgraden for juli måned med en valgt absorbatortemperatur på 20 °C og 40 °C beregnes henholdsvis til 71 % og 49 %. Virkningsgraden for april måned med en valgt absorbatortemperatur på 20 °C og 40 °C beregnes henholdsvis til 53 % og 25 %. Selv om beregningene av virkningsgraden kun er et estimat med en del usikkerhetslementer knyttet til beregningene kan dette estimatet benyttes som en indikasjon på at virkningsgraden som benyttes i oppgaven er en rimelig antagelse.

6.3 Energiproduksjon

Prosjektet er i en tidlig fase og informasjon om konstruksjon og materialer er ikke tilgjengelig. Det har derfor ikke vært mulighet til å utføre beregninger knyttet til energibehov. For riktig dimensjonering av anlegget må energibehovet hensyntas. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i tilgjengelig takareal, funnet en hensiktsmessig plassering av solfangere og sett på hvor mye energi som kan høstes fra taket. Dette gir en indikasjon på hvor mye varmeenergi som kan leveres til bygget og det er mulig å tilpasse konstruksjonen og bruk av materialer etter dette.

6.4 Oppvarming av bygget

Det har ikke blitt sett nærmere på løsninger for å avgi varme til bygget enn det som er nevnt i teori, da det ikke finnes informasjon om materialer som skal benyttes i gulvkonstruksjonen. Det kan antas at det vil bli støpt betong i vognhallen og det er da mulighet til å benytte seg av termiske dekker. Siden dette vil bli et rom med stor høyde under taket, kan det være en fordel å benytte seg av viftekonvektor i tillegg til gulvvarme. For resten av bygget vil det være en god løsning med gulvvarme hvis det skal støpes. For andre gulvkonstruksjoner enn betong, er viftekonvektor en rimelig og enkel løsning for å spre varmen i rommet.

Ved å benytte en åpen krets blir varmen fra brønnparken brukt direkte til oppvarming og det er ikke behov for styring knyttet til varmeveksler. Temperaturen som kommer ut fra varmesentralen, brønnparken, blir den samme for alle rom. Temperaturen kan reguleres for de ulike rommene ved hjelp av mengderegulering av vannet.

En metode for å redusere varmetapet i ventilasjonen, er å benytte ventilasjonsanlegg med effektiv varmegjenvinning. Et eksempel er ventilasjonssystemet Enervent TS fra Ener-Produkt AS. De benytter kammervekslerer med en varmegjenvinning på 85 – 90%. Modulene kan monteres i gulv eller på vegg. (Ener-Produkt, [2020b](#)) Ved bruk av moduler blir ventilasjonssystemet delt i egne soner, som gir høy grad av sikkerhet knyttet til spredning mellom de ulike sonene.

Ener-Produkt AS leverer også en løsning for vannbåren varme. Best Board er en varmelist som erstatter vanlige lister og avgir 80 – 90% varme som varmestråling og 10 – 20% varme via konveksjon (Ener-Produkt, 2020a).

6.5 Solcelleanlegg

PV-anlegget leverer likestrøm og må omformes til vekselstrøm for å kunne benyttes av bygget. Det er ikke tatt hensyn til virkningsgraden til inverteren i beregningene. I databladet til inverteren fra leverandøren Afore er det oppgitt en virkningsgrad på 97 – 98%. Det er derfor lite tap knyttet til omforming.

Saltaket har en diagonal lengde på 7.76 m på hver side og en bredde på 42 m. Dette gir et tilgjengelig areal på 650 m² til solfangere. De lengste solfangerne som Inaventa Solar tilbyr har en lengde på 6 m. Det ble vurdert å se på to ulike løsninger. En hvor det plasseres solfangere over hele det tilgjengelige arealet og en løsning med PV-paneler ovenfor en rad med solfangere. Etter samtale med Inaventa Solar ble det anbefalt å ikke lage to rader med solfangere av hensyn til kostnad og et horisontalt skille som vil oppstå på taket som følge av dette (Inaventa Solar AS, mailkorrespondanse, 29.06.2020). Det ble derfor besluttet å fokusere på løsningen med PV-paneler på resterende lengde av taket.

Det er sett på om den elektriske energien produsert av PV-anlegget kan forsyne sirkulasjonspumpene til solfangeranlegget slik at det ikke er noen kostnad knyttet til det å forsyne bygget med varme. Det fokuseres derfor på hva PV-anlegget kan produsere i perioden solfangeranlegget antas å være i drift. PV-anlegget vil produsere strøm utenfor denne perioden også. Denne strømmen kan brukes som supplement til den elektriske strømmen som kreves for å varme opp vann i akkumulatortanken eller til generelt bruk i bygget.

6.6 Brønnpark

Det bør foretas en termisk responstest av berggrunnen der brønnparken skal plasseres. Dette for å få kunnskap om berggrunnens respons på varmetilførsel. Uten dette finnes ikke nøyaktig kunnskap om effektopptak til berggrunnen. Det er sett på belastning brønnene vil oppleve ved ulik irradians og hvor mange timer de opplever denne belastningen. Det er sett på en verdi for irradians og ganget med det totale arealet for solfangst. I virkeligheten vil effekten brønnene må absorbere være lavere enn beregnet, grunnet lavere innstråling på legeføyen sammenlignet med hovedføyen. Gunstig effektopptak er 10 – 100 W/m brønnlengde. Det fremgår av tabell 19 at brønnene vil oppleve en høyere belastning enn dette. Når brønnene påtrykkes høyere effekt enn de kan absorbere vil temperaturen på returvannet ut av brønnparken stige. Dette fører til høyere temperatur på vannet opp til solfangerne og noe redusert virkningsgrad for solfangerne. Vannet ned til brønnparken igjen vil få en temperatur høyere enn 60° og dette vil føre til høyere effektopptak i brønnparken. En irradians over 600 W/m² opptrer relativt få timer i løpet av året, vist i varighetskurven i figur 32, og den opptrer ikke lenge sammenhengende. I denne oppgaven ble lengden til

brønnene bestemt for å gi tilstrekkelig volum til brønnparken, men lengden kan økes for å redusere effekten som påtrykkes brønnene.

For begge energianleggene, med garasjeanlegget under og på bakkeplan skal brønnparken plasseres under garasjeanlegget. Ved å forsterke føringsrørene til brønnene kan brønnparken benyttes som fundament til garasjeanlegget.

I oppgaven er det benyttet en gjenvinninggrad på 51% basert på resultater fra Drake Landing. Gjenvinningsgraden til en brønnpark kan først bli funnet etter at den har nådd stabil drift. Gjenvinningsgraden er en rimelig antagelse og det er mulighet for at brønnparken vil ha en høyere gjenvinningsgrad enn den som benyttes i beregningene. Drake Landing opererer med en makstemperatur på 80° i brønnparken. I dette prosjektet skal det benyttes et lavtemperert solvarmeanlegg med en maks temperatur på 60°, derfor vil temperaturforskjellen mellom brønnpark og bergrunnen rundt være lavere enn i Drake Landing sitt tilfelle. En lavere temperaturforskjell vil gi mindre varmetap til omgivelsene og dette fører til en høyere gjenvinningsgrad av varmen lagret.

Brønnparken har en oppladningstid, som er tiden det tar å heve temperaturen i brønnparken til ønsket nivå. Den ønskede temperaturen varierer i de ulike sonene. Det er komplisert å modellere temperaturgradienten utover i brønnparken, det er derfor gjort grove beregninger knyttet til oppladningstiden. Det antas en temperatur på 55° i innerste temperatursone og en temperatur på 30° i ytterste temperatursone, og at temperaturen synker jevnt fra kjernen og ut mot kantene. For å regne på energimengden som kreves for å øke temperaturen i de ulike sonene til ønsket nivå, er det totale volumet delt på fire og formel 24 er brukt. Verdiene for spesifikk varmekapasitet og tetthet er hentet fra tabell 3. Grunnet lokasjonen antas en temperatur i grunnen på 4° og ΔT er forskjellen mellom grunnen og ønsket temperatur i lageret. Ved å summere opp energien knyttet til å varme opp de ulike lagerene, er det funnet en energi på 0.78 *GWh* for å varme opp lageret knyttet til energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan og en energi på 1.0 *GWh* for energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan. Ved å dele energien på høstet energi per år for anlegget, oppgitt i tabell 12 og tabell 13, er det beregnet en oppladningstid på rundt 2 år for begge løsningene. Denne oppladningstiden er gitt at all høstet energi fra solfangerne brukes til å varme opp brønnparken. Det vil være varmetap fra brønnparken til omgivelsene rundt. Gjenvinningsgraden på 51% brukt i oppgaven gjelder for brønnparken i stabil drift. I oppstartfasen vil varmetapene være svært lave og øke gradvis. Grunnet lavere temperatur i brønnparken vil også virkningsgraden til solfangerene være høyere enn ved stabil drift. Ved å benytte en tilnærming på at en brønnpark ladet opp halveis vil oppleve et varmetap lik halvparten av det den gjør i stabil drift, kan oppladningstiden antas å være på 3 år. Det er mulighet for å hente opp varme under oppladningstiden, men da vil tiden før brønnparken blir fulladet øke.

6.7 Oppstart av anlegget

Brønnparken er noe av det første som må etableres og kan forvarmes mens resten av byggeprosessen pågår. Dette kan gjøres ved å leie et mobilt pelletsanlegg eller bruke en varmekolbe, El-kolbe, som varmer opp brønnparken med elektrisk strøm.

Energy Rent AS leier ut mobile pelletsanlegg hvor drivstoffet er enten flis eller pellets. Kostnaden for energien levert av pelletsanlegget er på rundt 1 *kr/kWh*. Det er også en kostnad knyttet til leie av kjelen som brenner drivstoffet på mellom femti- og hundre tusen kroner i måneden. Energy Rent leverer anlegg fra 30 *kW* og opp til *MW* størrelser. (Energy Rent, 2020) Den begrensende faktoren på størrelsen til anlegget vil være effektopptaket til brønnene. Med et effektopptak på 100 *W/m* og total brønnlengde på 4850 *m* og 3420 *m* for de ulike energianleggene, vil et anlegg på maksimalt 500 *kW* og 350 *kW* kunne benyttes for å forvarme brønnparken. En måned med disse effektene vil kunne lade opp brønnparken for begge energianleggene med 30%.

El-kolber finnes med ulike effekter og kan varme opp vannet i brønnparken. Det oppvarmede vannet kan fraktes ned i sentrum av brønnparken. I byggeperioden kan El-kolbene kobles til byggestrømmen. Dersom nettleien til byggestrømmen har et maksimalt forbruk, kan El-kolben skrus av dersom denne blir nådd. Brønnparken kan ved hjelp av denne metoden forvarmes med lav effekt over lang tid.

Solfangerne er noe av det siste som kommer på plass i byggeperioden og vil ikke være tilgjengelige for å høste varme før sent i byggeprosessen. En løsning for oppstart av hele anlegget er å starte det om våren. Vannet som sendes opp til solfangerene kommer fra ytterkantene til brønnparken og vil ha en temperatur lik grunntemperaturen, rundt 4°. Ved denne temperaturen vil solfangerene absorbere varmeenergi fra solinnstrålingen med høy virkningsgrad. Ved oppstart på denne måten vil man kunne utnytte den eneste tiden hvor solfangerne opererer med så høy virkningsgrad. Om høsten, når solfangerene ikke kan levere mer varmeenergi til brønnparken, er det mulig å ettervarme brønnparken med elektrisitet eller biovarme.

Det er stor fleksibilitet knyttet til oppstart av anlegget. Brønnparken kan både forvarmes, varmes ved hjelp av solenergi høstet av solfangerne og ettervarmes om høsten, slik at man kan benytte seg av varmeenergi når bygget er i drift.

6.8 Dimensjonering av sirkulasjonspumpene

I denne oppgaven er det valgt å benytte anbefalt volumstrøm i solfangerne, oppgitt i databladet, for å beregne maksimal ytelse for sirkulasjonspumpene. En annen metode for beregne volumstrømmen er å benytte ligningen $\dot{V} = \frac{Q}{\rho C_p \Delta T}$ for å finne maksimal volumstrøm i solfangerne ut ifra effekten tilført ved maksimal innstråling og temperaturforskjellen mellom tur -og returvæsken i solfangerne (Grundfos Norge, 2020). Denne metoden ble ikke benyttet grunnet at temperaturforskjellen mellom tur -og returvæsken som oppnås ved maksimal innstråling blir vanskelig å avdekke. Dette da en ikke har informasjon om hvordan materialene i solfangerne reagerer på en endring i innstråling og temperatur, og dermed hvor mye varme som absorberes og overføres til systemvæsken.

En indikasjon på at anbefalt volumstrøm er optimal er at strømmingen gjennom solfangerne er turbulent ved $Re > 4000$. Reynoldstall for solfangerne på både sagtanntaket og saltaket er henholdsvis 4223 og 8450, som tilsier at strømmingen i solfangerne er turbulent. Det er ønskelig med turbulent strømming i solfangerne da

varmeoverføringen ved konveksjon blir mer effektiv som igjen bidrar til å øke den termiske ytelsen til solfangeren (Bava mfl., 2014). Det kan tenkes at Inaventa Solar har beregnet dette ut ifra ligning 7 med hensyn på vannhastigheten v , hvor det velges en indre diameter d_h og en ønsket $Re > 4000$. Ut ifra vannhastigheten v og den indre diameteren kan volumstrømmen beregnes ved $\dot{V} = Av$. Denne fremgangsmåten kunne blitt benyttet i oppgaven for å finne ønskelig volumstrøm i solfangerne, som garanterer en turbulent strømning. Imidlertid ble Reynoldstall beregnet i oppgaven for å blant annet undersøke om strømmingen gjennom solfangerne er turbulent. Samtidig bør det vurderes å redusere volumstrømmen i de 6 meters lange solfangerne på saltaket da trykkfallet over dem er på 42 kPa , og utgjør 68 % av trykktapene knyttet til friksjon på saltaket.

Den elektriske pumpeeffekten er kun et estimat da beregningen av rørlengde er et overslag utifra oppkobling av solfangerraden, samtidig som det medregnes ekstra med rørlengde for ta høyde for avstanden fra solfangerfeltet til tilbakerenningstanken. I tillegg legges det til en sikkerhetsmargin på 50 % av høydetapet og trykktapet. Dette for å ta høyde for punkttap i bend, men også andre uforutsette trykktap i solfangeranlegget. I følge varmenormen skal det legges på en sikkerhetsmargin på 20 % av det totale trykktapet i anlegget (Grundfos Norge, 2020). Om dimensjonering av sirkulasjonspumpen ligger innenfor kravet til varmenormen blir vanskelig å vurdere, da det er uvisst hvor mye av den totale sikkerhetsmarginen som knyttes til punkttap i bend.

I tillegg vil den totale maksimale elektrisk pumpeeffekten for solfangeranlegget med garasjeanlegget på og under bakkeplan vist i tabell 20 være lavere, da maksimal innstrålingen på vestfløy, østfløy og hovedfløy inntreffer på ulikt tidspunkt. Dette vil si at sirkulasjonspumpene på hovedfløy, vestfløy og østfløy ikke vil operere i maksimalt driftspunkt på samme tid, noe som vil si at den totale elektriske pumpeeffekten vil være lavere enn beregnet.

Dimensjonering av tur -og returrør

I denne oppgaven ble rørene dimensjonert ut ifra anbefalt volumstrøm i solfangerne og en vannhastighet som ikke skal overstige 1 m/s . Ut ifra valgt indre diameter og vannhastighet beregnes trykkfallet på sagtanntaket og saltaket til å være henholdsvis 131 Pa/m og 142 Pa/m . I varmenormen for VVS-bransjen benyttes 100 Pa/m som en maks ved dimensjonering av rør. Det er imidlertid ikke noe i veien å ligge noe over dette som vil si at et trykkfall opptil 150 Pa/m og 200 Pa/m for kortere rørlengder kan aksepteres (Armaturlonsson, 2015; Brødrene Dahl, u.å.). Allikevel er dette en vurderingssak mellom det å øke dimensjonen på rørene som vil øke engangskostnaden for røranlegget eller operere med en større sirkulasjonspumpe som igjen vil øke engangskostnad. Sistnevnte vil i tillegg generere en større driftskostnad da det kreves mer elektriske pumpeeffekt for å sirkulere vannet rundt i solfangeranlegget.

Sirkulasjonspumpen dimensjonert for saltaket krever mer elektrisk pumpeeffekt i driftspunktet enn sirkulasjonspumpene dimensjonert for sagtanntaket. Dette til tross for at tur -og returrørene er kortere og aktiv løftehøyde er mindre på saltaket. Imidlertid utgjør ikke en endring av rørdimensjonen på saltaket en merkbar endring i

elektrisk pumpeeffekt. Hovedårsaken er knyttet til trykkfallet over de 6 meters lange solfangerne på saltaket. I dette tilfelle bør det vurderes om det hensiktsmessig med en $Re = 8450$ da dette som sagt gir et såpass stort trykkfall over solfangerne. Den mest optimale løsningen i dette tilfelle er å redusere maksimal volumstrøm som sirkulasjonspumpen skal dimensjoneres for, slik at den er noe over $Re = 4000$, og dermed innenfor området for turbulent strømning. Dersom volumstrømmen reduseres vil også rørdimensjonene på saltaket ligge innenfor varmenormens dimensjoneringskrav.

6.9 Lønnsomhetsvurdering

Det er flere usikkerhetselementer knyttet til beregningene av både LCoE og Nåverdien. En av usikkerheten er knyttet til prisestimatene i kostnadsoverslaget. Selv om de fleste prisene i kostnadsoverslaget er hentet direkte fra leverandørene er også en del av prisene kun erfaringsbasert. Dette gjelder spesielt prisene knyttet til røranlegget, hvorpå det ikke blir riktig å benytte leverandørens veiledende enhetspriser da det ikke medregnes mengderabatter som ofte gis når det er snakk om kjøpe flere meter med rør. I tillegg er det også usikkerhet knyttet til beregningene av rørlengde og antall bend. Prisene knyttet til styringsystemet, ventiler og koblinger er også kun et overslag slik at disse kostnadene kan både være lavere eller høyere enn antatt.

Det vil være usikkerheter knyttet til strømprisen benyttet i beregningene både når det kommer til den estimerte strømprisen og den fremtidig utvikling av kraftprisen og nettleien. Imidlertid er den estimerte strømprisen nesten lik med den gjennomsnittlig strømpris for første kvartal i år som ligger på $87,8 \text{ øre/kWh}$ (SSB, 2020). Strømprisen vil variere kontinuerlig gjennom året og med årene, men det kan gi en indikasjon på at den estimerte strømprisen er et rimelig utgangspunkt. Selv om det tas utgangspunkt i NVE basisscenario for kraftprisen i år 2022 og en gjennomsnittlig nettleiepris for 2019 i et forsøk på å estimere strømprisen i år 2022, nærmere tidspunktet for ferdigstillelse av prosjektet. Den estimerte strømprisen kan derfor både være lavere eller høyere enn antatt, men dersom NVE fremskrivninger av nettleien legges til grunn vil den estimerte strømprisen antageligvis være høyere (Brenna, 2019; Heien, 2018).

I tillegg vil det være en del usikkerheter knyttet til den årlige beregnede energiproduksjonen. Dette beror mest på usikkerhetene knyttet til solfangernes virkningsgrad og brønnparkens gjenvinningsgrad. Som tidligere nevnt er både gjenvinningsgraden og virkningsgraden som benyttes i beregningene konservative. Det er derfor en mulighet for at den årlige energiproduksjonen er større enn beregnet.

Nåverdi

I beregningene av nåverdien er det benyttet en økonomisk levetid på 25 år. Økonomisk levetid angir kun den forventede levetiden til prosjektet før det er nødvendig med en utskifting og det må foretas en reinvestering av enkelte komponenter i anlegget. Komponentene som må byttes ut er knyttet til det mekaniske utstyret til solvarmeanlegget som blant er sirkulasjonspumper, ventiler og tanker (SINTEF

Byggforsk, 2011). I tillegg må eventuelt de ytre dekkplatene til solfangerne skiftes ut i løpet av perioden. Imidlertid utgjør disse kostnadene en ganske liten andel av den totale investeringskostnaden. De kostnadene som utgjør den største andelen av investeringskostnaden er knyttet til brønnparken og solfangeranlegget. Både solfangeranlegget og brønnparken har en lengre brukstid enn den økonomiske levetiden satt for solvarmeanlegget. En brønnpark har en forventet levetid fra 50 opptil 100 år (Mangold mfl., 2016; Norsk Boretteknikk, u.å.). Solfangeranlegg kan ha en levetid opptil 50 år med mindre utskiftninger av blant annet dekkplatene (Energiråd Innlandet, Norsk VVS mfl., 2015). Å vurdere lønnsomheten til solvarmeanlegget som en helhet kan bli vanskelig i denne sammenhengen da de komponentene som utgjør størst andel av investeringskostnaden har lengst levetid. I lønnsomhetsvurderingen burde dette hensyntas og de komponentene som utgjør største andel av investeringskostnadene burde vært mest tellende for den økonomiske levetiden som blir satt for prosjektet. Dersom den økonomiske levetiden settes til 50 år og de samme forutsetningene legges til grunn for beregningen av nåverdien i tillegg at det medregnes ytterligere 400 000 *kr* til komponentutskiftninger vil energianleggene med garasjeanlegg på og under bakkeplan få en positiv nåverdi. Energianleggene kan dermed ansees som lønnsomme prosjekter på lang sikt.

Energiprisen (LCoE)

Energiprisen til energianleggene vil bli mindre dersom det benyttes en økonomisk levetid på 50 år, samtidig som det medregnes ytterligere investeringer i solvarmeanlegget på 400 000 *kr*. For begge energianleggene vil energiprisen ligge på 1,56 *kr/kWh*. Energiprisen kan sammenlignes direkte med strømprisen da en stor andel av oppvarmingsbehovet i Norge blir dekket av elektrisitet (Olje- og energidepartementet, 2019). Dersom den estimerte strømprisen på 88 *øre/kWh* benyttes som sammenligningsgrunnlag ligger energiprisen til energianleggene noe over dette. Imidlertid har ikke kostnaden for tilknytning til nettet blitt tatt med i beregningen, noe som vil øke den totale strømprisen. En annen viktig faktor som bør tas med i totalvurderingen av energiprisen, er at beredskapssenteret vil bli selvforsynt på varme. Spesielt er dette viktig for et beredskapssenter som skal være beredt på å håndtere krisesituasjoner som måtte oppstå i samfunnet. I slike krisesituasjoner er det viktig at beredskapssenteret har en stabil varmforsyning, og er motstandsdyktige mot eventuelle svikt i kraftforsyningen. Dette er en viktig faktor som ikke kan verdivurderes. I tillegg kan det forsvare den noe høyere energiprisen da nytteverdien til beredskapssenteret øker ved at de blir selvforsynt på varme.

6.10 Sammenligning av energianleggene

Energiproduksjon

Hensikten bak forslaget om å plassere garasjeanlegget på bakkeplan er for å utvide solfangerarealet og øke energiproduksjon. Fangstarealet på hovedfløyen øker med 540 m^2 og fører til 152 *MWh* økning i høstet energi fra solfangerne. Bygningsarealet som krever oppvarming vil være den samme for begge løsningene, oppgitt i ligning 37, som fører til betydelig forskjell i varmeenergi som kan brukes til oppvarming av bygget. For energianlegg med garasjeanlegg under bakkeplan er den på 126 *kWh/m²*,

mens den for energianlegg med garasjeanlegg på bakkeplan er på 177 kWh/m^2 .

Gjenvinningsgraden som benyttes i beregningene antas å være en rimelig tilnærming, og antas å være lik for begge løsningene. Som tidligere nevnt er det en mulighet for at gjenvinningsgraden er høyere enn den som benyttes i beregningene. Volumet til brønnparken knyttet til energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan er større enn for energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan, oppgitt i tabell 16. Med $17\,000 \text{ m}^3$ større volum, kan det tenkes at brønnparken knyttet til energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan vil få høyere gjenvinningsgrad. Typiske verdier for gjenvinningsgrad er på $50 - 60\%$ for en brønnpark med lagringsvolum på rundt $30\,000 \text{ m}^3$ og kan komme opp mot $80 - 90\%$ for brønnparker med lagringsvolum på rundt $150\,000 \text{ m}^3$ (Cabeza, 2014). Det tilsier at gjenvinningsgraden vil øke med større volum.

Belastningen brønnene opplever ved de ulike verdiene for irradians, er tilnærmet lik for begge energianleggene. Energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan vil sende en høyere effekt ned til brønnparken, men den totale brønnlengden for denne løsningen er også større.

Sirkulasjonspumpene

For begge energianleggene er det 8 sirkulasjonspumper knyttet til sirkulering av vann i solfangerene. Det krever mer elektrisk effekt knyttet til pumpene for å drive energianlegget med garasjeanlegg på bakkeplan, med totalt 4782 W . For energianlegget med garasjeanlegg under bakkeplan kreves det 4140 W . For å kunne avgjøre om anlegget vil kunne drives selvstendig, er det beregnet effekten PV-anlegget vil kunne levere ved maksimal innstrålingen på hovedfløyen. Effekten ble beregnet til å være 21 kW . Effekten levert av PV-anlegget er derfor nok til å kunne dekke den elektriske effekten som kreves for å drive sirkulasjonspumpene i maksimalt driftspunkt. Dette gjelder for begge energianleggene.

Energiprisen (LCoE)

Energiprisen til energianleggene med garasjeanlegg på bakkeplan og under bakkeplan er tilnærmet lik, de differerer kun med 5 øre/kWh med en økonomisk levetid på 25 år. Dette betyr at det kun vil koste 5 øre/kWh mer for energianlegget på bakkeplan. Dersom en legger til grunn en økonomisk levetid på 50 år så vil energiprisen for energianleggene være lik. I tillegg er kostnaden relatert til grunnarbeidene større for energianlegget under bakkeplan (Byggstart, 2020). Dersom denne kostnaden medregnes i investeringskostnaden vil energiprisen for energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan bli større enn for energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan. Tatt dette i betraktning vil energianlegget med garasjeanlegget på bakkeplan lønne seg prismessig, dersom energiprisen skal legges til grunn for vurderingen.

7. Konklusjon

I denne oppgaven skal to energianlegg vurderes for beredskapssenteret med fokus på gjenvinning av varme, systemløsning og lønnsomhet. Energianlegget med gasjeanlegget på bakkeplan gjenvinner 333 MWh varme, mens energianlegget med gasjeanlegget under bakkeplan gjenvinner 237 MWh varme. Begge resultatene beror på en rimelig tilnærming til brønnparkens gjenvinningsgrad og solfangernes virkningsgrad. Det kan derfor være en mulighet for at gjenvinningen av varme til beredskapssenteret er høyere enn beregnet. I tillegg kan størrelsen til brønnparken ha en sammenheng med gjenvinningsgraden, slik at det kan derfor tenkes at energianlegget med gasjeanlegget på bakkeplan vil oppnå en høyere gjenvinningsgrad.

Systemløsningen til energianleggene er like da energianlegget med gasjeanlegget på bakkeplan kun er en større versjon av energianlegget med gasjeanlegget under bakkeplan. For begge energianleggene vil solcelleanlegget produsere nok effekt ved maks innstråling til å dekke den elektriske effekten som sirkulasjonspumpene krever i maksimal ytelse.

Energianlegget med gasjeanlegget under bakkeplan vil ha en estimert investeringskostnad på 5 250 554 kr og energianlegget med gasjeanlegget på bakkeplan vil ha en estimert investeringskostnad på 7 497 662 kr . I lønnsomhetsvurderingen kom det frem at energiprisen for energianleggene kun differer med 5 $øre/kWh$ med en økonomisk levetid på 25 år, og energiprisen er lik for energianleggene med en økonomisk levetid på 50 år. Dersom kostnaden knyttet til grunnarbeidene skal hensyntas vil energianlegget med gasjeanlegget på bakkeplan lønne seg energiprismessig. Denne løsningen vil også ha en større energiproduksjon, og vil sånn sett lønne seg energimessig også.

Referanser

- Afore. (2020). *Datablad-Inverter*.
- Alternative energy tutorials. (2020). *Solar Photovoltaic Panel*. Tilgjengelig fra: <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/pv-panel.html> (Hentet: 21.07.2020)
- Andresen, I. (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*. 22:SINTEF Byggforsk.
- Armaturjonsson. (2015). *Teknisk håndbok JRG Sanipex MT*.
- Babar, B., Graversen, R. & Bostrøm, T. (2013). *Solar radiation estimation on high latitudes: Assessment of the CMSAF databases, ASR and ERA5*. UiT:Universitet i Tromsø.
- Banks, D. (2012). *An Introduction to Thermogeology: Ground source heating and cooling* (2. utg.). Chichester: John Wiley & Sons, Ltd.
- Bava, F., Furbo, S. & Brunger, A. (2014). *Correction of collector efficiency depending on fluid type, flow rate and collector tilt*. Rapport: IEA Solar Heating & Cooling Programme.
- Borgnakke, C. & Sonntag, R. E. (2017). *Fundamentals Of Thermodynamics* (9. utg.). Michigan: John Wiley & Sons, Inc.
- Brantenberg, K. (u.å). *Solfangere*. Tilgjengelig fra: <https://www.fornybar.no> (Hentet: 29.05.2020)
- Brenna, A. L. (2019). *NVE klar med sin nettleie-vurdering*. Tilgjengelig fra: <https://enerwe.no/nve/nve-klar-med-sin-nettleie-vurdering/341845> (Hentet: 10.08.2020)
- Brødrene Dahl. (u.å). *DIMENSJONERING AV RØRNETT*.
- Byggstart. (2020). *Grunnarbeid: Hva koster det? (2020-pris)*. Tilgjengelig fra: <https://www.byggstart.no/pris/grunnarbeid> (Hentet: 29.08.2020)
- Cabeza, L. F. (2014). *Advances in Thermal Energy Storage Systems* (1. utg.). Oxford: Elsevier Ltd.
- Carstens, H. (u.å). *Grunnvarme er løsningen*. Tilgjengelig fra: <https://geo365.no/miljo/grunnvarme-er-losningen/> (Hentet: 06.09.2020)
- Catch Solar. (u.å). *Forklaring av begreper som benyttes*. Tilgjengelig fra: <http://www.catchsolar.com/forklaring-av-begreper/> (Hentet: 23.05.2020)
- Cengel, Y. A. & Ghajar, A. J. (2015). *Heat and Mass Transfer* (5. utg.). New York: McGraw-Hill Education.
- CTC. (2016). *Vannbåren varme – dette må du vite*. Tilgjengelig fra: http://blogg.etc.no/vannbaaren-varme?hsCtaTracking=23f87425-e0ba-4dea-a457-d6889fb48bbe%7C69fb84b8-637a-422c-b467-6e7eae57495b#hva_er_s%C3%A5_bra_med_gulvvarme (Hentet: 05.06.2020)
- Drake Landing Solar Community. (2014). *Annual Performance Monitoring*. Leidos Canada.

- Drake Landing Solar Community. (2019). *Drake Landing Solar Community*. Tilgjengelig fra: <https://www.dlsc.ca/index.htm> (Hentet: 22.06.2020)
- DSB. (2019). *Analyser av krisescenarioer*. Rapport:DSB.
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4. utg.). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Døskeland Husevåg, I., Hofmann, M., Kringstad, A., Haugland, C. P., Eliassen, O. B., Hagen Øyan, O., Johansen Øverby, V. & Ravndal Risnes, A. S. (2014). *SAKS 2014 Gjennomgang av og behov for SAKS-tiltak*. Rapport: Statnett.
- E. C., R. (1988). *THERMAL PROPERTIES OF ROCKS*. Rapport: U.S. Geological Survey.
- Eldegard, J. & Brevik, P. (2013). *Den nye betongen*. Rapport: Byggutengrenser.
- Energiråd Innlandet, Norsk VVS mfl. (2015). *Veileder for kombinerte varmesystemer i boliger*.
- Energy Rent. (2020). *Utleie av pelletsanlegg*. Tilgjengelig fra: <https://www.energyrent.no/aktuelt/utleie-av-pelletsanlegg> (Hentet: 28.08.2020)
- Ener-Produkt. (2020a). *Best board*. Tilgjengelig fra: <https://www.ener.no/best-board/> (Hentet: 27.08.2020)
- Ener-Produkt. (2020b). *Datablad-Enervent TS*.
- Engineering ToolBox. (2003). *Energy Equation - Pressure Head Loss in Ducts, Tubes and Pipes*. Tilgjengelig fra: https://www.engineeringtoolbox.com/major-loss-ducts-tubes-d_459.html (Hentet: 03.06.2020)
- Engineering ToolBox. (2004). *Minor or Dynamic Loss Coefficients for Pipe or Tube System Components*. Tilgjengelig fra: https://www.engineeringtoolbox.com/minor-loss-coefficients-pipes-d_626.html (Hentet: 03.06.2020)
- Engineering ToolBox. (2008). *Colebrook Equation*. Tilgjengelig fra: https://www.engineeringtoolbox.com/colebrook-equation-d_1031.html (Hentet: 03.06.2020)
- Engineering ToolBox. (2009). *Volumetric - or Cubic Thermal Expansion*. Tilgjengelig fra: https://www.engineeringtoolbox.com/volumetric-temperature-expansion-d_315.html (Hentet: 08.08.2020)
- Enova. (2020). *Varmesentraler*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/varmesentraler/> (Hentet: 21.08.2020)
- EU SCIENCE HUB. (2020a). *PVGIS:Interactive tool*. Tilgjengelig fra: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR (Hentet: 09.07.2020)
- EU SCIENCE HUB. (2020b). *SARAH Solar Radiation Data*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH> (Hentet: 09.07.2020)
- EU SCIENCE HUB. (2020c). *TMY generator*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/tmy> (Hentet: 09.07.2020)
- Finansdepartementet. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-16/id700821/?ch=6> (Hentet: 30.06.2020)
- Fossen, H. (2019). *Metamorfose - geologi*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/metamorfose-geologi> (Hentet: 19.06.2020)
- Gehlin, S. (1998). *Thermal Response Test - In-Situ Measurements of Thermal Properties in Hard Rock*. Lisensiatavhandling. Luleå: Luleå University of Technology.
- Gehlin, S. (2002). *Thermal Response - Test Method Development and Evaluation*. Doktoravhandling. Luleå: Luleå University of Technology.

- Geotechnik, D. G. f. G. (2016). *Shallow Geothermal Systems: Recommendations on Design, Construction, Operation and Monitoring* (1. utg.). Berlin: Wilhelm Ernst & Sohn.
- Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I. E., Hole, H., J. Birkelund, Aulie, F. H., Østenby, A., Buvik, M. & Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040*. Rapport nr. 41/2019:NVE.
- GPA. (2018a). *PP17*. Tilgjengelig fra: https://www.gpa.no/nb-no/produkter-no/va_vvs/pp/ror/ror/8526 (Hentet: 17.08.2020)
- GPA. (2018b). *PP26*. Tilgjengelig fra: https://www.gpa.no/nb-no/produkter-no/va_vvs/pp/ror/ror/8574 (Hentet: 17.08.2020)
- Grundfos Norge. (u.å). *MAGNA3 sirkulasjonspumpe - varming, kjøling, varmt tappervann*. Tilgjengelig fra: <https://no.grundfos.com/products/find-product/magna3.html> (Hentet: 27.08.2020)
- Grundfos Norge. (u.å.-a). *MAGNA3 40-120 F*. Tilgjengelig fra: https://product-selection.grundfos.com/product-detail.catalogue.product%20families.magna3.html?from_suid=159784838629309694214676403907&pumpsystemid=1020353410&qcid=1020353498 (Hentet: 19.08.2020)
- Grundfos Norge. (u.å.-b). *MAGNA3 40-150 F - 97924271*. Tilgjengelig fra: https://product-selection.grundfos.com/product-detail.catalogue.product%20families.magna3.html?from_suid=159783959904009841324339560005&pumpsystemid=1020121275&qcid=1020121381 (Hentet: 19.08.2020)
- Grundfos Norge. (u.å.-c). *MAGNA3 65-150 F - 97924299*. Tilgjengelig fra: https://product-selection.grundfos.com/product-detail.catalogue.product%20families.magna3.html?from_suid=1597778330128042232620324434045&pumpsystemid=1019034893&qcid=1019035040 (Hentet: 18.08.2020)
- Grundfos Norge. (2019). *Grundfos Norge Webinar - MAGNA3*. Tilgjengelig fra: <https://www.youtube.com/watch?v=QG7LUKo9jwM&t=160s> (Hentet: 27.08.2020)
- Grundfos Norge. (2020). *Grundfos Norge Webinar - Sirkulasjon grunnkurs*. Tilgjengelig fra: <https://www.youtube.com/watch?v=oPslzYsHpgk> (Hentet: 17.08.2020)
- Gårseth-Nesbakk, L. (2017). *økonomisk levetid*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/%C3%B8konomisk_levetid (Hentet: 07.07.2020)
- Hagen, K. P. (2011). *Verdsetting av fremtiden. Tidshorisont og diskonteringsrenter*. 27:Concept-programmet.
- Heien, M. (2018). *Framskrivning av nettleie for husholdninger*. Rapport nr. 55/2018:NVE.
- Hofstad, K. (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*. Håndbok nr. 1/2011:NVE.
- Hofstad, K. (2018). *Breddegrad*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/breddegrad> (Hentet: 19.06.2020)
- Hofstad, K. (2019). *Solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/solenergi> (Hentet: 03.06.2020)
- Holmberg, H. (2019). *Termisk responstest og dimensjonering - Hvaler, Spjærøy*.
- Honsberg, C. & Bowden, S. (u.å.-a). *Bypass Diodes*. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/bypass-diodes> (Hentet: 10.09.2020)
- Honsberg, C. & Bowden, S. (u.å.-b). *Hot Spot Heating*. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/hot-spot-heating> (Hentet: 10.09.2020)

- Honsberg, C. & Bowden, S. (u.å-c). *Shading*. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/shading> (Hentet: 10.09.2020)
- Inaventa Solar. (u.å.). *Aventa Solar solvarme*.
- Inaventa Solar. (2017). *Teknisk datablad*.
- Isachsen, O. K. (2017). *Revidert kostnadsrapport*. NVE.
- Keiding, J. K. & Libach, L. R. (2016). *Undersøkelse av pukkressurser i Røyken kommune 2016*. Rapport: NGU.
- Kilden Nibio. (u.å.). *Kart fra Kilden Nibio*. Tilgjengelig fra: <https://kilden.nibio.no/> (Hentet: 15.06.2020)
- Mangold, D., Schmidt, T., Dohna, A. & Carriere, D. S. (2016). *Guideline for Seasonal Thermal Energy Storage Systems in the Built Environment*. Rapport: Solites.
- Mermoud, A. (2020). *PVsys: photovoltaic software*. Tilgjengelig fra: <https://www.pvsyst.com> (Hentet: 25.06.2020)
- Mesquita, L., McClenahan, D., Thornton, J., Carriere, J. & Wong, B. (2017). *Drake Landing Solar Community: 10 Years of Operation*. Rapport: ISES Solar World Congress.
- Meteorologisk institutt. (2019). *Vi venter hyppigere og kraftigere styrtregn om sommeren*. Tilgjengelig fra: <https://www.met.no/nyhetsarkiv/vi-venter-hyppigere-og-kraftigere-styrtregn-om-sommeren> (Hentet: 03.09.2020)
- Midttømme, K., Hauge, A., Grini, R. S., Stene, J. & Skarphagen, H. (2009). *UNDERGROUND THERMAL ENERGY STORAGE (UTES) WITH HEAT PUMPS IN NORWAY*.
- Myhre, T. (2018). *Albedoeffekt*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/albedoeffekt> (Hentet: 19.06.2020)
- NGU. (u.å.). *Granada-Nasjonal Grunnvansdatabase*. Tilgjengelig fra: <http://geo.ngu.no/kart/granada/> (Hentet: 16.06.2020)
- NGU. (2015). *HVOR DYPT ER DET NED TIL FAST FJELL?* Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/blogg/hvor-dypt-er-det-ned-til-fast-fjell> (Hentet: 16.06.2020)
- NGU. (2018a). *BRØNNPARKER*. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/bore-en-bronn/energibronn/brønnparker> (Hentet: 15.06.2020)
- NGU. (2018b). *Grunnvannsstrømning*. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/alt-om-grunnvann/generelt-om-grunnvann/grunnvannsstromning> (Hentet: 05.06.2020)
- NGU. (2019). *Norges geologi*. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/emne/noregs-geologi> (Hentet: 04.06.2020)
- NGU. (2020a). *LUKKEDE SYSTEMER*. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/grunnvanninorge/bore-en-bronn/energibronn/lukkede%20systemer> (Hentet: 15.06.2020)
- NGU. (2020b). *Løsmasser - Nasjonal løsmassedatabase*. Tilgjengelig fra: http://geo.ngu.no/kart/losmasse_mobil/ (Hentet: 15.06.2020)
- NGU. (2020c). *Petrofysikk og magnetisme*. Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/fagomrade/petrofysikk-og-magnetisme> (Hentet: 09.06.2020)
- Nibio Gårdskart. (2020). *Gårdskart*. Tilgjengelig fra: <https://gardskart.nibio.no/landbrukseiendom/3044/64/816/0> (Hentet: 16.08.2020)
- Noranergy. (2012). *Komponenter*. Tilgjengelig fra: <https://www.noranergy.no/komponenter> (Hentet: 04.06.2020)

- Norges Nett. (2020). *Energibasert nettleie*. Tilgjengelig fra: <https://norgesnett.no/energibasert-nettleie-naering/> (Hentet: 10.08.2020)
- Norsk Boretteknikk. (u.å). *ENERGIBRØNN*. Tilgjengelig fra: <https://www.norskboretteknikk.no/tjenester/energibroenn/> (Hentet: 25.08.2020)
- Norsk Sol. (2020a). *Her er tre priseksempler for installasjoner av sorte panel med dobbelglass på ståltak*. Tilgjengelig fra: <https://www.norsksol.no/priser> (Hentet: 22.08.2020)
- Norsk Sol. (2020b). *Norsk Sol: rettferdig solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://www.norsksol.no/hjem> (Hentet: 28.07.2020)
- Norsk Solenergiforening. (2020). *Solceller*. Tilgjengelig fra: <https://www.solenergi.no/solstrm> (Hentet: 21.07.2020)
- Norsk Solenergiforening, Sørensen, Å. L., Torp, C. B. & Nylund, H. K. (2017). *Solvarme i kombinasjon med andre varmekilder*.
- NVE. (2003). *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter*.
- NVE. (2016a). *Energiforsyning*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/klima/nves-arbeid-med-klimatilpasning/energiforsyning/> (Hentet: 08.09.2020)
- NVE. (2016b). *Prosjekt om kraftledninger, trefall og uvær - virkemidler for å redusere strømbrudd*. Arbeidsgrupperapport:NVE.
- NVE. (2018). *Snøkart*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/hydrologi/sno/snokart/?ref=mainmenu> (Hentet: 08.07.2020)
- NVE. (2019a). *Nettleien øker fra 2018 til 2019, men økningen avdempes av reduksjon i elavgiften*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/nettleien-oket-fra-2018-til-2019-men-okningen-avdempes-av-reduksjon-i-elavgiften/> (Hentet: 10.08.2020)
- NVE. (2019b). *Nettleien økte i 2017*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/nettleien-oket-i-2017/> (Hentet: 10.08.2020)
- NVE. (2020a). *Strømkunder*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/stromkunder/#> (Hentet: 10.08.2020)
- NVE. (2020b). *Varme*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/varme/?ref=mainmenu> (Hentet: 05.09.2020)
- Olje- og energidepartementet. (2019). *ENERGIBRUKEN I ULIKE SEKTORER*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/> (Hentet: 29.08.2020)
- Pedersen, K. E. (2020). *ENDRING AV KOMMUNEDELPLAN FOR GEILO, OMRÅDE I1 PLANBESKRIVELSE*. Rapport: Rambøll.
- Pettersen, J. E. (2015). *Forebygging av legionellasmitte - en veiledning*. Vannrapport nr. 123: Nasjonalt folkehelseinstitutt.
- PexUniverse. (2020). *How to size a Circulator Pump*. Tilgjengelig fra: <https://www.pexuniverse.com/how-size-circulator-pump> (Hentet: 23.06.2020)
- PVsystem. (2020). *Albedo coefficient*. Tilgjengelig fra: <https://www.pvsyst.com/help/albedo.htm> (Hentet: 25.06.2020)
- Quaschnig, V. (2004). *Solar thermal water heating*. Tilgjengelig fra: <https://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index.php> (Hentet: 02.06.2020)
- Rodriguez-Hidalgo, M. C., Rodriguez-Aumente, P. A., Lecuona, A., Gutierrez-Urueta, G. L. & Ventas, R. (2011). Flat plate thermal solar collector efficiency: Tran-

- sient behavior under working conditions. Part I: Model description and experimental validation. *Applied Thermal Engineering*, 31(14), 2394–2404. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.04.003>
- Sibbitt, B. & McClenahan, D. (2015). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design construction*. Rapport: International Energy Agency.
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K., Stensby, K. E. & et al. (2015). *Kostnader i energisektoren*. Rapport nr. 2/2015:NVE.
- SINTEF Byggforsk. (1991). *Solstrålingsdata for energi- og effektberegninger*. Byggforskserien-472.411. (Hentet: 18.06.2020).
- SINTEF Byggforsk. (2011). *Vannbaserte solfangere. Funksjon og energiutbytte*. Byggforskserien-552.455. (Hentet: 25.05.2020).
- Skarphagen, H., Banks, D., Frengstad, B. & Gether, H. (2019). *Design Considerations for Borehole Thermal Energy Storage(BTES): A Review with Emphasis on Convective Heat Transfer*. (Hentet: 09.06.2020).
- Skatteetaten. (2020). *Avgift på elektrisk kraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/> (Hentet: 10.08.2020)
- SketchUp. (2020). *SketchUp*. Tilgjengelig fra: <https://www.sketchup.com> (Hentet: 13.07.2020)
- Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., van Swaaij, R. & Zeman, M. (2016). *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. Cambridge: UIT Cambridge Ltd.
- Solenergiklyngden. (2020). *Solinnstrålingen i Norge*. Tilgjengelig fra: <http://solenergiklyngen.no/fakta/> (Hentet: 26.07.2020)
- Solenergiklyngen. (2020). *Solenergi - noe for din kommune? Råd og veiledning for økt kompetanse - for bestillere og andre rettet mot offentlig sektor*. solenergiklyngen.
- Solitek. (2020). *Datablad-PV*.
- Srivastva, U., Malhotra, R. K. & Kaushik, S. C. (2015). Recent Developments in Heat Transfer Fluids Used for Solar Thermal Energy Applications. *Fundamentals of Renewable Energy and Applications*, 5(6).
- SSB. (2020). *Elektrisitetspriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/elkraftpris/> (Hentet: 10.08.2020)
- Standard Norge & Zijdemans, D. (2020). *Veiledning for vannbåren gulvvarme i boliger og næringsbygg*.
- Statnett. (2019a). *Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm*. Rapport:Statnett.
- Statnett. (2019b). *Fortsatt sikker strømforsyning til norske forbrukere*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2019/fortsatt-sikker-stromforsyning-til-norske-forbrukere/> (Hentet: 03.09.2020)
- Stene, J. (2006). *Oppvarmingssystemer for lavenergiboliger*. SINTEF energiforskning AS.
- Tipler, P. A. & Mosca, G. (2007). *Physics For Scientist and Engineers* (6. utg.). New York: W.H.Freeman Co Ltd.
- Total Solar Solutions. (2020). *Solar Panels – Effects of shading how to avoid it?* Tilgjengelig fra: <https://www.totalsolarsolutions.com.au/solar-panels-effects-of-shading-how-to-avoid-it/> (Hentet: 07.09.2020)

Twidell, J. & Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources* (3. utg.). Abingdon: Routledge.

Xgeo. (u.å.). *Varsom Xgeo*. Tilgjengelig fra: <http://www.xgeo.no> (Hentet: 08.07.2020)

A. Vedlegg

A.1 Rapport fra PVsyst

A.2 Sirkulasjonspumpeberegninger

A.3 Nåverdiberegninger

A.1 Rapport

PVSYST 7.0.1											09/07/20	Page 1/9
Stand alone system: Simulation parameters												
Project :	Geilo											
Geographical Site	Geilo_3						Country	Norway				
Situation	Latitude 60.53° N			Longitude 8.22° E			Time defined as Legal Time Time zone UT			Altitude 900 m		
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.82	0.82	0.82	0.78	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.65	0.82
Meteo data:	Geilo_3 PVGIS api TMY - TMY											
Simulation variant : New simulation variant												
Simulation date 09/07/20 03h31												
Simulation parameters	System type			Stand alone system with batteries								
Collector Plane Orientation	Tilt 20°			Azimuth			-20°					
Sheds configuration	Nb. of sheds 6			Single array								
Inactive band	Sheds spacing 4.00 m			Collector width			3.00 m					
Shading limit angle	Top 0.02 m			Bottom			0.02 m					
	Limit profile angle 41.6°			Ground Cov. Ratio (GCR)			75.0%					
Models used	Transposition Perez			Diffuse			Imported separate					
Near Shadings	Linear shadings											
User's needs :	Fixed constant load 26 W			Global			228 kWh/Year					
PV Array Characteristics												
PV module	Si-poly	Model		Poly 30 Wp 36 cells								
Original PVsyst database	Manufacturer		Generic									
Number of PV modules	In series 41 modules			In parallel			151 strings					
Total number of PV modules	nb. modules 6191			Unit Nom. Power			30 Wp					
Array global power	Nominal (STC) 186 kWp			At operating cond.			181 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 572 V			I mpp			317 A					
Total area	Module area 1449 m²			Cell area			892 m²					
System Parameter												
System type Stand alone system												
Battery	Model ANTBatt_105Ah											
Battery Pack Characteristics	Manufacturer ANTBatt											
	Nb. of units 2 in parallel			Nominal Capacity			201 Ah					
	Voltage 13 V			Stored energy			2.3 kWh					
	Discharging min. SOC 10.0%											
	Temperature Fixed (20°C)											
Controller	Model Universal controller with MPPT converter											
Converter	Technology MPPT converter			Temp coeff.			-5.0 mV/°C/Elem.					
	Maxi and EURO efficiencies 97.0 / 95.0%											
Battery Management control	Threshold commands as			SOC calculation								
	Charging			SOC = 0.96 / 0.80								
	Discharging			SOC = 0.10 / 0.35								
PV Array loss factors												
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K			Uv (wind)			0.0 W/m²K / m/s					

PVsyst Evaluation mode

Stand alone system: Simulation parameters

Wiring Ohmic Loss	Global array res.	30 m Ω	Loss Fraction	1.5 % at STC
Series Diode Loss	Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module mismatch losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526				

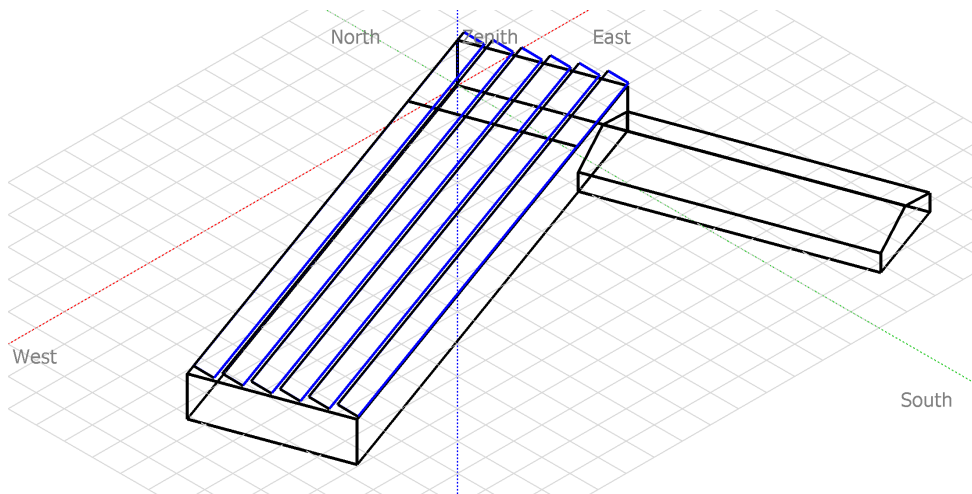
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Stand alone system: Near shading definition

Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth	-20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom	30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total	186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology	Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity	13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global	228 kWh/year

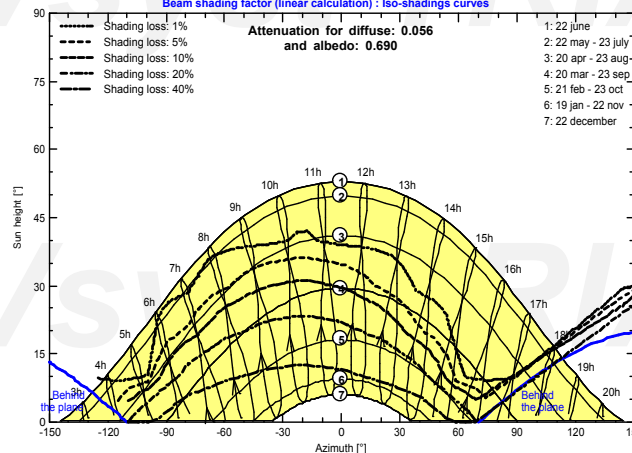
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Geilo

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves

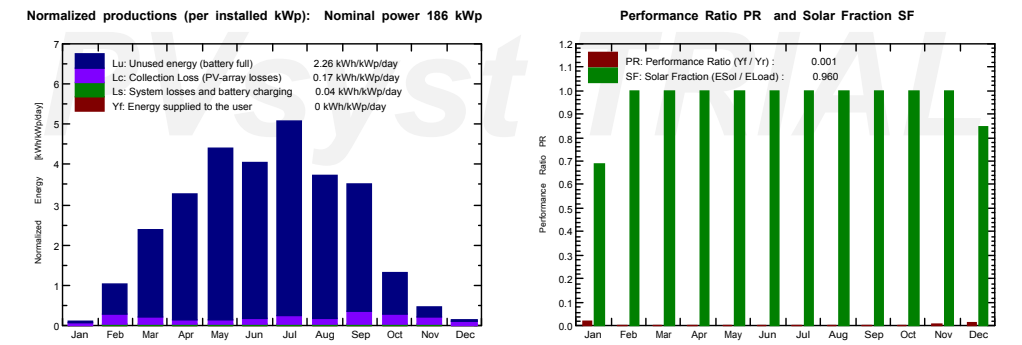


Stand alone system: Main results

Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Main simulation results			
System Production	Available Energy	155563 kWh/year	Specific prod. 838 kWh/kWp/year
	Used Energy	219 kWh/year	Excess (unused) 153211 kWh/year
	Performance Ratio PR	0.13 %	Solar Fraction SF 96.04 %
Loss of Load	Time Fraction	3.9 %	Missing Energy 9 kWh/year
Battery aging (State of Wear)	Cycles SOW	86.2%	Static SOW 80.0%
	Battery lifetime	5.0 years	



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	2.7	2.4	311	179	6.029	13.31	19.34	0.688
February	19.3	21.5	4179	3942	0.000	17.47	17.47	1.000
March	56.8	62.8	12599	12438	0.000	19.34	19.34	1.000
April	86.5	89.4	17601	17342	0.000	18.72	18.72	1.000
May	128.7	128.3	24689	24437	0.000	19.34	19.34	1.000
June	120.2	113.4	21636	21428	0.000	18.72	18.72	1.000
July	148.0	147.3	27869	27703	0.000	19.34	19.34	1.000
August	105.4	107.5	20691	20517	0.000	19.34	19.34	1.000
September	83.3	92.5	17910	17664	0.000	18.72	18.72	1.000
October	30.4	32.2	6139	5901	0.000	19.34	19.34	1.000
November	8.8	9.6	1595	1431	0.000	18.72	18.72	1.000
December	2.9	2.9	343	227	2.991	16.35	19.34	0.845
Year	793.0	809.7	155563	153211	9.021	218.74	227.76	0.960

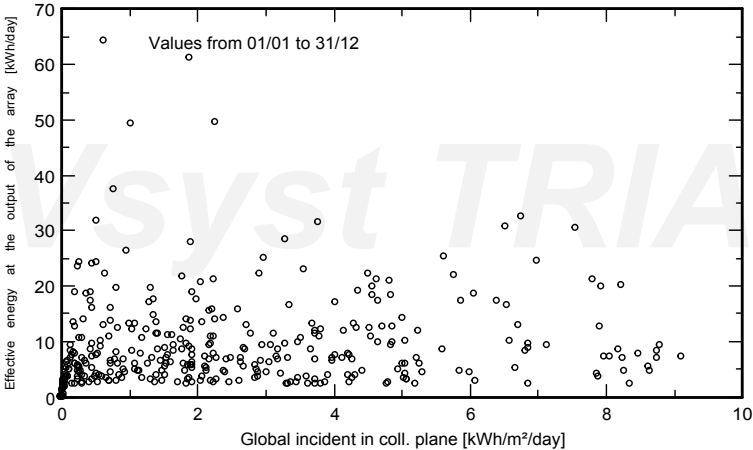
Legends: GlobHor Global horizontal irradiation E_Miss Missing energy
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E_User Energy supplied to the user
 E_Avail Available Solar Energy E_Load Energy need of the user (Load)
 EUnused Unused energy (battery full) SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Stand alone system: Special graphs

Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Daily Input/Output diagram

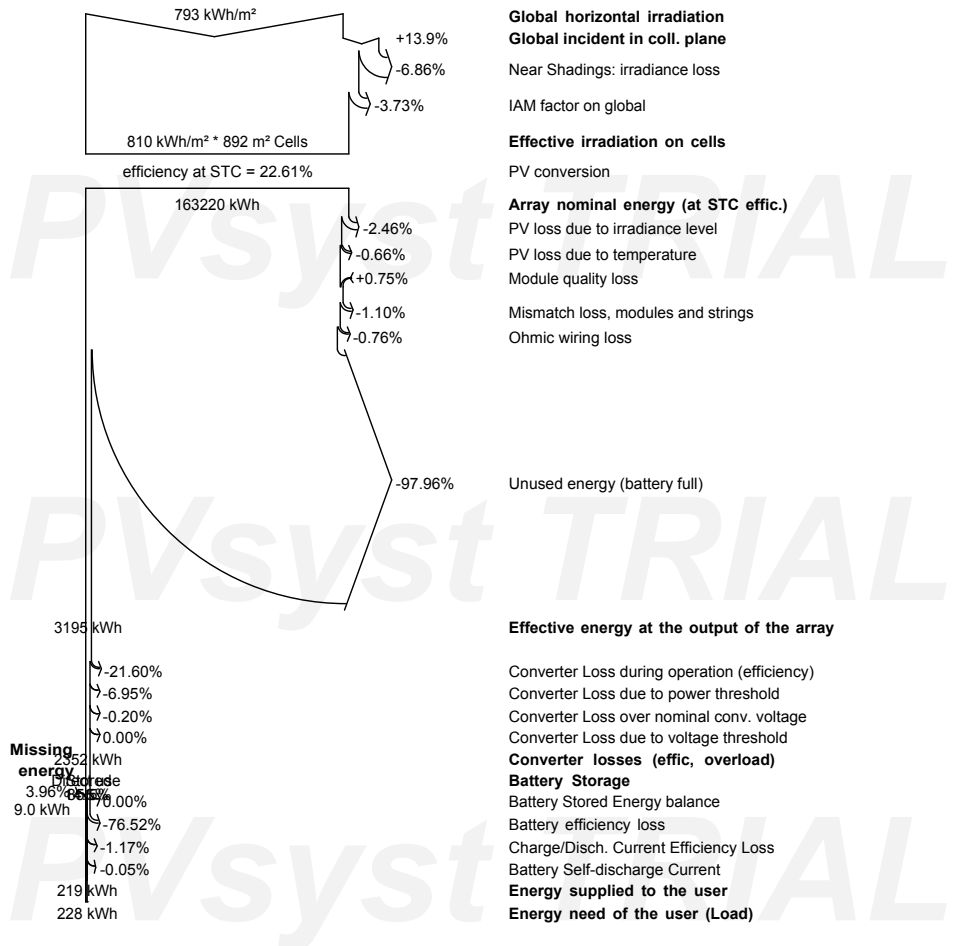


Stand alone system: Loss diagram

Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Loss diagram over the whole year

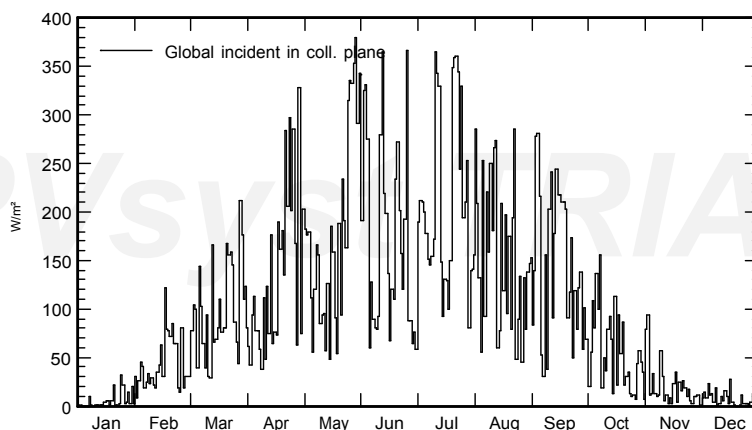


Stand alone system: Predef. graphs

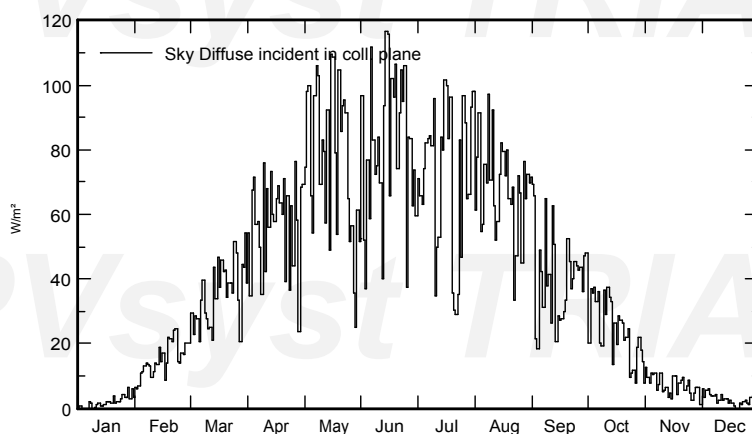
Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Global_Incident



Diffuse_Incident

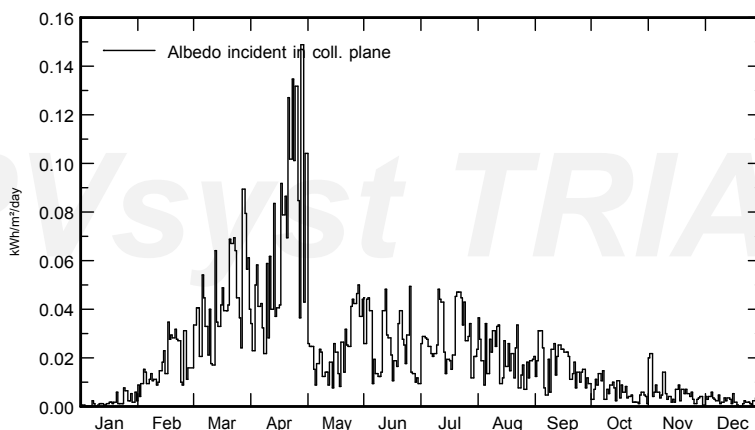


Stand alone system: Predef. graphs

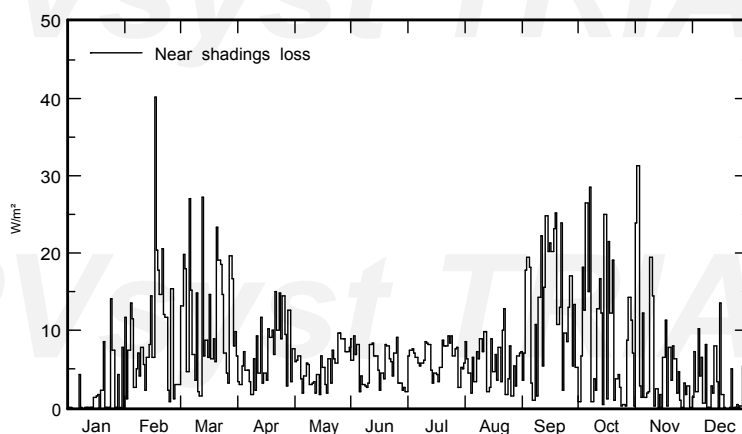
Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Albedo_Incident



Shading_loss_daily

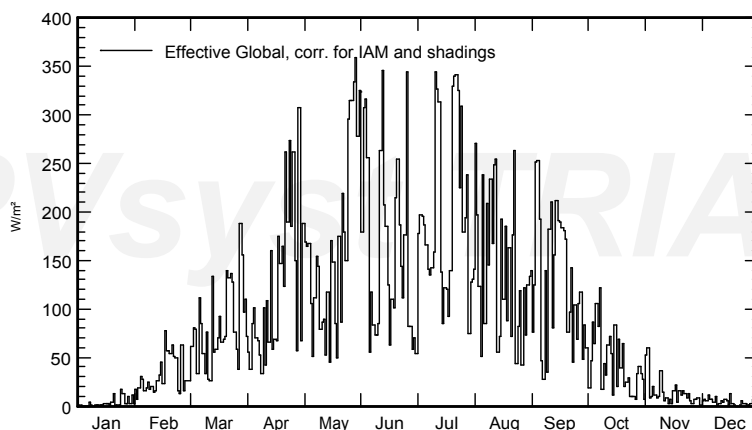


Stand alone system: Predef. graphs

Project : Geilo
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Stand alone system with batteries	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth -20°
PV modules	Model	Poly 30 Wp 36 cells	Pnom 30 Wp
PV Array	Nb. of modules	6191	Pnom total 186 kWp
Battery	Model	ANTBatt_105Ah	Technology Lithium-ion, LFP
Battery pack	Nb. of units	2	Voltage / Capacity 13 V / 201 Ah
User's needs	Fixed constant load	26 W	Global 228 kWh/year

Effective_Global



Tabell A.2.1: Tabellen viser trykktapsberegninger knyttet til friksjon, som benyttes til å dimensjonere sirkulasjonspumpen for en solfangerrad med gasseanlegg under bakkeplan.

Prosessene/rad	Innvendig diameter (m)	Tversnittareal (m ²)	Massestrøm (kg/s)	Hastighet (m/s)	Reynoldstall	Friksjonstallet	$\Delta P_{\text{tap/m}}$ (Pa/m)	Lengde (m)	ΔP_{tap} (Pa)	P_{tap} (W)
Røranlegget	0,0594	2,77E-03	2,393	0,87	51189	0,0209	131	160	21030	50,5
Gjennom absorbatoren	0,0090	6,36E-05	0,030	0,47	4223	0,0394	485	12,7	6173	14,8
Rør opp til tak	0,0594	2,77E-03	2,393	0,87	51189	0,0209	131	3	394	1,0

Tabell A.2.2: Tabellen viser trykktapsberegninger knyttet til friksjon, som benyttes til å dimensjonere sirkulasjonspumpen for en solfangerrad med gasseanlegg på bakkeplan.

Prosessene/rad	Innvendig diameter (m)	Tversnittareal (m ²)	Massestrøm (kg/s)	Hastighet (m/s)	Reynoldstall	Friksjonstallet	$\Delta P_{\text{tap/m}}$ (Pa/m)	Lengde (m)	ΔP_{tap} (Pa)	P_{tap} (W)
Røranlegget	0,0594	2,77E-03	2,393	0,87	51189	0,0209	131	250	32859	78,9
Gjennom absorbatoren	0,0090	6,36E-05	0,030	0,47	4223	0,0394	485	12,7	6173	24,1
Rør opp til tak	0,0594	2,77E-03	2,393	0,87	51189	0,0209	131	3	394	1,0

Tabell A.2.3: Tabellen viser trykktapsberegninger knyttet til friksjon, som benyttes til å dimensjonere sirkulasjonspumpen for en solfangerrad på saltaket.

Prosessene/rad	Innvendig diameter (m)	Tversnittareal (m ²)	Massestrøm (kg/s)	Hastighet (m/s)	Reynoldstall	Friksjonstallet	$\Delta P_{\text{tap/m}}$ (Pa/m)	Lengde (m)	ΔP_{tap} (Pa)	P_{tap} (W)
Røranlegget	0,0721	4,08E-03	4,187	1	73837	0,0194	142	140	19872	83,5
Gjennom absorbatoren	0,0090	6,36E-05	0,06	0,94	8450	0,0334	1646	25,5	41963	176,2
Rør opp til tak	0,0721	4,08E-03	4,187	1	73837	0,0194	142	2	284	1,2

Tabell A.3.1: Tabellen viser nåverdiberegningene til energianlegget med garasje-anlegget på bakkeplan.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
PV-anlegg (kWh)		20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100
BTES (3/4) (kWh)		23715	83003	138338	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578	201578
BTES (1/4) (kWh)		131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750	131750
Totalt (kWh)		175565	234853	290188	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428	353428
Nettleie+kraftpris (kr/kWh)		0,70	0,73	0,76	0,79	0,82	0,86	0,89	0,93	0,96	1,00	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,43	1,48	1,54	1,60	1,67	1,74	1,81
Offentlig avgifter (kr/kWh)		0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Total strømkostnad (kr/kWh)		0,88	0,90	0,93	0,96	1,00	1,03	1,06	1,10	1,14	1,17	1,21	1,26	1,30	1,34	1,39	1,44	1,49	1,54	1,60	1,66	1,71	1,78	1,84	1,91	1,98
Innbetalinger		153725	212253	270766	340542	351742	363390	375504	388103	401205	414831	429003	443741	459069	475011	491589	508831	526763	545412	564806	584977	605954	627771	650460	674057	698597
Utbetalinger	-7497662	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Kontantstrøm	-7497662	133725	192253	250766	320542	331742	343390	355504	368103	381205	394831	409003	423741	439069	455011	471589	488831	506763	525412	544806	564977	585954	607771	630460	654057	678597
Nåverdi	-7497662	126155	171105	210548	253899	247897	242076	236431	230952	225635	220472	215458	210587	205853	201252	196778	192427	188194	184075	180066	176162	172362	168659	165053	161538	158112
Total Nåverdi																										-kr 2.555.919

Tabell A.3.2: Tabellen viser nåverdiberegningene til energianlegget med garasjeanlegget under bakkeplan.

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
PV-anlegg (kWh)		20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	20100	
BTES (3/4) (kWh)		16875	59063	98438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438	143438
BTES (1/4) (kWh)		93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750	93750
Totalt (kWh)		130725	172913	212288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288	257288
Nettleie-kraftpris (kr/kWh)		0,70	0,73	0,76	0,79	0,82	0,86	0,89	0,93	0,96	1,00	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,43	1,48	1,54	1,60	1,67	1,74	1,81	1,88	
Offentlig avgifter (kr/kWh)		0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
Total strømkostnad (kr/kWh)		0,88	0,90	0,93	0,96	1,00	1,03	1,06	1,10	1,14	1,17	1,21	1,26	1,30	1,34	1,39	1,44	1,49	1,54	1,60	1,66	1,71	1,78	1,84	1,91	1,98	2,05	
Innbetalinger		114463	156273	198079	247907	256061	264540	273359	282530	292068	301988	312305	323034	334193	345797	357866	370418	383472	397048	411167	425850	441121	457003	473521	490699	508564	527133	546498
Utbetalinger	-5250554	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Konstantstrøm	-5250554	94463	136273	178079	227907	236061	244540	253359	262530	272068	281988	292305	303034	314193	325797	337866	350418	363472	377048	391167	405850	421121	437003	453521	470699	488564	507133	526498
Nåverdi	-5250554	89116	121283	149519	180524	176398	172391	168498	164715	161037	157461	153983	150599	147306	144100	140980	137941	134980	132096	129286	126546	123875	121271	118730	116252	113835	111477	109177
Totalt Nåverdi																												kr 1.717.833



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway