



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultetet for realfag og teknologi

Analyse av sesonglagring av termisk solenergi ved et gårdsbruk på Singlø

Analysis of the potential for solar thermal capture
and storage at a farm on Singlø

Eivind Bachmann og Sigmund André Bakke
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven ble gjennomført ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet våren 2017. Oppgaven markerer slutten på våre seks år på Ås, med studiet miljøfysikk og fornybar energi. Vi var i samme arbeidsgruppe under innføringsemnet første måned på universitetet og avslutter sivilingeniørstudiet ved å skrive masteroppgave sammen.

Det å skrive en oppgave av et fullstendig anlegg, har vært svært lærerikt. Arbeidsprosessen fra ressursgrunnlag til ferdigstilt forslag har vært én allsidig oppgave, der vi har fått brukt kunnskap fra mange felt. Tilknyttet oppgaven fikk vi jobbet én del i demonstratoren på universitetet og opparbeidet mye praktisk erfaring.

Vi vil starte med å takke vår hovedveileder førsteamanuensis Petter H. Heyerdahl ved NMBU og biveileder Wilhelm Huus-Hansen fra Anergy AS for gode samtaler, og ikke minst mange lærerike arbeidstimer i demonstratoren. Deres lidenskap og engasjement for termisk sesonglagring smittet fort over.

Vi vil også takke Signe Britt Bachmann og Andreas Kimsås for å lese sensur på oppgaven.

Til slutt vil vi takke våres familier og venner for god støtte gjennom studiet og masterskrivningen.

Ås, 12-05-2017

Eivind Bachmann og Sigmund André Bakke

Sammendrag

Formålet med oppgaven er å vurdere muligheten for sesonglagring av solenergi ved et gårdsbruk på Singlø. Et sesonglagringsanlegg består av solfanger og brønnpark. En brønnpark er energibrønner satt i system og fungerer som et varmelager for solenergi. En inspirasjon for Singlø er Drake Ladning Solar Community som har dekket 100 % av oppvarmingsbehovet til sine 52 boliger med sesonglagring.

Eieren oppgir at hovedhuset bruker ca 30 000 kWh til oppvarming, men ønsker at sesonglageret skal levere 60 000 kWh, for mulig fremtidig utbygging. Brønnparken dimensjoneres for å levere 50 000 kWh, resterende 10 000 kWh leveres direkte fra solfangeren. Nødvendig brønnvolum er 5 000 m³. Dimensjonert anlegg betrakter bare forbruk til hovedhuset. Singlø har gode geologiske forhold med Iddefjordgranitt, med god varmekapasitet og lav diffusivitet.

Solfanger monteres på sør-øst låvetak, PVsyst simulerer innstråling til 950 W/m². Låvetaket er 266 m² og høster 125 000 kWh/år. Dette gir en ladeeffekt på 130 W/m i 20 brønner og 160 W/m i 8 brønner. Brønnparkens gjenvinningsgrad forventes å være ca 43 %. Hver temperatursone er innbyrdes parallellkoblet, og sonene seriekoblet. Brønnparkens arbeidstemperatur svinger med 20 K, mellom nivåene 35-55 °C i høytemperatursonen. Brønnparkens fleksibilitet med hensyn til lading sikres av reguleringsstytemet.

Anlegget vil ha tilnærmet 100 % energi- og effektdekning. Forbruksvannet varmes fra 35 til 65 °C elektrisk, total investeringskostnad er beregnet til 1 500 000. Nåverdianalysen viser at med en antatt strømavgift på 1,4 kr/kWh og kalkulasjonsrente på 3 %, er nåverdien etter 50 år på 180 000 kr. Med strømavgift på 0,9 kr/kWh og rente på 3 eller 6 %, er nåverdien negativ.

Abstract

The purpose of this thesis is to assess the potential of seasonal storage of solar energy for a farm located on Singlø, Norway. A seasonal storage site consists of solar collectors and a thermal energy storage site; the latter being a system of several interconnected thermal wells. The Drake Landing Solar Community (DLSC) is a large scale example of successful implementation of seasonal storage and has served as source of inspiration for the Singlø project covered in this thesis. Indeed, DLSC managed to supply all of its 52 homes with their heating needs using seasonal thermal storage.

The Singlø farm owner estimates current yearly usage of about 30 000 kWh for heating of the main house, but wishes to allocate 60 000 kWh of capacity to the seasonal storage site for future needs. The result of this thesis show that around 10 000 kWh can be supplied directly from the solar collectors and that the remaining 50 000 kWh of capacity is handled by the thermal wells. The geological conditions of the Singlø site were found to be favourable, i.e. the granite from Iddefjord presents a high heat capacity and low thermal diffusivity, thus limiting the total dimensioned well volume to 5000 m³. Note that the dimensioning only considers usage for the main house.

The solar collectors were mounted on the barn roof. With its south-east facing collectors the solar irradiation was analysed using PVsyst and found to be 950 W/m². The barn roof surface is 266 m² and thus presents a yearly yield of 125 000 kWh and a charge capacity of 130/160 W/m for each of the 28 wells. The efficiency is expected to be 43 % for the storage system. Within each temperature zone the solar collectors are coupled in parallel whereas the zones are mounted in series. The working temperature of the borehole thermal storage site oscillates by 35-55 °C in the higher end of the temperature zone. The flexibility with respect to thermal charging is ensured by a dedicated control system.

In conclusion, the Singlø solar energy capture and storage system will be able to provide close to 100 % of the power and energy needs throughout a year. To achieve the desired water temperature to be consumed in the main house, the water from the wells is electrically heated from 35 °C to reach 65 °C. Total system cost for the Singlø farm is 1 500 000 NOK and present value after 50 years estimated to 180 000 NOK, based on an electricity price of 1.4 NOK/kWh and interest rate of 3 %. The present value drops below zero if the electricity price drops to 0.9 NOK/kWh, everything else being constant. The same applies for an interest rate of 6 %

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
Symbolliste	x
1 Innledning	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Mål	2
1.3 Problemstilling	2
1.4 Oppgavens struktur	3
2 Generell teori	4
2.1 Varmeoverføring	4
2.2 Geologi	6
2.3 Solenergi	8
2.3.1 Innstråling	8
2.4 Strømningsteknikk	11
2.4.1 Laminær og turbulent strømning	11
2.4.2 Komponent- og rørtap	12
2.4.3 Energioverføring ved væskestrømning	13
3 Teknologi	14
3.1 Varmeoverføring	14
3.2 Solfangere	15
3.2.1 Platesolfanger	15
3.2.2 Solfangerens tap og virkningsgrad	16
3.3 Sesonglagring av solenergi	17
3.3.1 Kollektor	18
3.3.2 Energibrønn	21
3.3.3 Brønnpark	23

3.3.4	Brønnantall og oppsett	24
3.3.5	Energitap på toppen av brønnpark	26
3.3.6	NMBU - energibrønn	26
3.3.7	Drake Ladning Solar Community - eksempel på stort anlegg i drift	27
3.4	Brønnboring	30
3.5	Alternative energiløsninger	31
4	Ressursgrunnlag	32
4.1	Klima og meteorologi	32
4.1.1	Temperatur og vindforhold	32
4.1.2	Solinnstråling	36
4.2	Energibærer	37
4.3	Geologi Singlø	37
5	Metode	39
5.1	Brønnpark og solfangerplassering - Singlø	39
5.2	Småbrukets energiforbruk	41
5.3	PVsyst - Beregning av solinnstråling	41
5.3.1	Solfangers virkningsgrad	42
5.4	Volumberegning av brønnparken	43
5.5	Oppkobling til hovedhuset	44
5.6	Regulering for fangst-lagring-distribusjon	45
5.6.1	Lading og distribusjon	46
5.7	Dreneringstank	49
5.8	Strømningsteknikk og rørtype	49
5.9	Sirkulasjonspumpe	49
5.10	Økonomi	50
5.10.1	Nåverdimetoden	50
5.10.2	Strømutgift	51
6	Analyse resultater	52
6.1	Effektbehov for hovedhuset på Singlø	52
6.2	Solfanger	52
6.3	PVsyst - energifangst	53
6.3.1	Innstråling	53
6.3.2	Analyse av fanget solenergi	55
6.4	Sesonglager av energi - Brønnpark	56
6.4.1	Sesonglagerets volum og utforming	56

6.4.2	Antall brønner	58
6.4.3	Lading og utlading av brønnparken	60
6.5	Massestrøm ved lading av brønnpark	61
6.5.1	Trykkfall i rør ved maksimal og halv ladeeffekt	62
6.5.2	Total trykkehøyde for systemet ved maksimal ladeeffekt	63
6.5.3	Pumpe til lading	63
6.6	Massestrøm ved forbruk til hovedhus	64
6.6.1	Trykkfall i rør ved maksimal forbruk	64
6.6.2	Total trykkehøyde for distribusjon til hovedhus	65
6.6.3	Pumpe til forbruk	66
6.7	Dreneringstank	67
6.8	Reynoldstall i anlegget	67
6.9	Økonomi	68
7	Diskusjon	70
7.1	Energi og effektforbruk	70
7.2	Solenergi	72
7.3	Sesonglagring av energi	74
7.3.1	Kollektorens dimensjoner	75
7.3.2	Reguleringssystem	76
7.3.3	Oppstart av sesonglageret	77
7.4	Massestrøm og trykkfall	79
7.5	Laminær og turbulent strømning i anlegget	81
7.6	Økonomi	81
8	Konklusjon	83
A	Vedlegg	84
A.1	PVsyst rapport	85
A.2	Nomogram for rørdimensjonering	89
A.3	Nåverdi	90
	Bibliografi	94

Symbolliste

Symbol	Forklaring	Enhet
A	Areal	m^2
AM	Air Mass	-
C_p	Spesifikk varmekapasitet	J/kgK
C_{pv}	Volumetrisk varmekapasitet	J/m ³ K
D_h	Hydrauliske diameter	m
f	friksjonsfaktor	-
G_0	Solkonstanten	W/m ²
H	Daglig innstråling per kvadratmeter	W/m ²
H_b	Brønnparkens dypde	m
H_t	Brønnpark, kjeglehøyde over bakkenivå	m
k	Varmedningsevne	W/mK
K_r	Tapskonstant for rørkomponenter	-
K_t	Den årlige kontantstrømmen	NOK
L	Lengde	m
m	Masse	kg
\dot{m}	Massestrøm	kg/s
n	Levetid	år
NNV	Nettonåverdi	NOK
P	Trykk	Pa
P_E	Effekt	W
Q	Energi	kWh
\dot{Q}_{kond}	Varmeoverføringsraten konduksjon	W
\dot{Q}_{konv}	Varmeoverføringsraten konveksjon	W
\dot{Q}_{rad}	Utstrålt effekt fra legemet	W
r	Radius	m
r_{bunn}	Brønnparkens bunnradius	m
r_k	Kalkulasjonrente	%
r_{topp}	Brønnparkens toppradius	m
Re	Reynoldstall	-
t	Tid	s

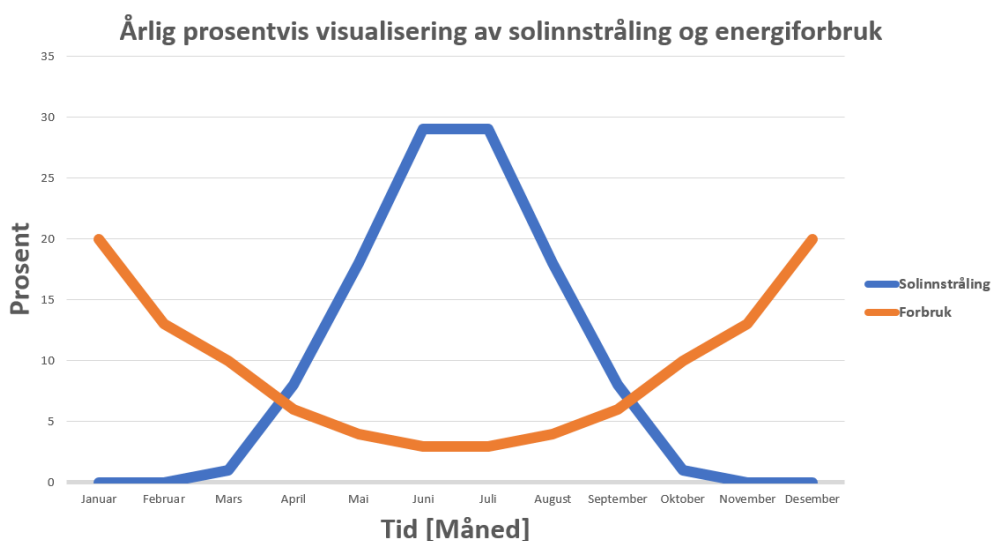
Symbolliste

Symbol	Forklaring	Enhet
T	Temperatur	K
T_o	Omgivelsestemperatur	K
T_s	Overflatens temperatur	K
T_∞	Væskens temperatur	K
U_0	Investeringsbeløp	NOK
v	Gjennomsnittlig strømningshastighet	m/s
V_0	Initialvolumet	m ³
V_b	Brønnparkens volum	m ³
V_{topp}	Totalt kjeglevolum minus brønnparkens volum	m ³
V_{total}	Totalt kjeglevolum	m ³
W_{lagret}	Energi	kWh
α, κ_T	Diffusivitet	m ² /s
α_s	Vinkelen mellom senit og solens posisjon	°
β	Vinklen til overflaten i forhold til horisonten	°
γ	Asimutvinkel	°
γ_v	Volumet utvidelseskoeffisienten	K ⁻¹
γ_s	Solens asimutvinkel	°
Δh_f	Totalt høydetap	m
Δh_{f_k}	Summen av høydetap over rørkomponenter	m
Δh_{f_r}	Summen av høydetap over rør	m
ΔT	Temperaturdifferanse	K
ΔV	Endring i Volum	m ³
ϵ	Emissivitet til overflaten	-
η	Virkningsgrad	%
θ_z	Vinkelen mellom solens posisjon og normalen til overflaten	°
μ	Dynamiske viskositet	Ns/m ²
ν	Kinematisk viskositet	m ² /s
ρ	Tetthet	kg/m ³
σ	Stefan-Boltzman konstant	W/m ² ·K ⁴
Φ	Breddegrad	°

Innledning

1.1 Motivasjon

Termisk solenergi kan høstes med solfangere. Solfangere har god virkningsgrad som gjør dem velegnet til lading av energibrønner. Utfordringen med solinnstråling er at det ikke samsvarer med forbruket. Figur 1.1 beskriver dette problemet. Dette er en generell beskrivelse av solenergifangst og energiforbruk i prosent, hvor henholdsvis solenergi og energiforbruk er den blå og oransje grafen. Grafen for solenergi gjelder for sommermånedene og forbruksgrafen er konsentrert for vintermånedene. Dette løses med et varmelager i berggrunnen. Slik kan solenergi utnyttes hele året, uten kontinuerlig solskinn. Dette er motivasjonen for oppgaven, å se om sesonglagring av termisk solenergi kan brukes ved et småbruk på Singlø.



Figur 1.1: Illustrasjon av forskjellen mellom energiforbruk og tilgang på solenergi i et normalår.

1.2 Mål

Målet med oppgaven er å se om et anlegg for sesonglagring kan erstatte og lønne seg økonomisk i forhold til dagens termiske løsninger. Anlegget skal lokaliseres på Singlø, i Hvaler kommune. Det skal beregnes, plasseres og dimensjoneres et fullverdig sesonglager for termisk solenergi med varmetilførsel til forbruker. Anlegget skal dimensjoneres med større forbruk enn dagens forbruk, grunnet mulig fremtidig utvidelse. I dag brukes det strøm med vannbåren varme, dette gjør at anleggene kan kobles sammen.

Ved hjelp av PVsyst, et simuleringsprogram, beregnes innstrålt solenergi. Ut i fra dataene og ønsket forbruk dimensjoneres sesonglageret.

1.3 Problemstilling

Kan sesonglagring av termisk solenergi dekke oppvarmingsbehovet ved et gårdsbruk på Singlø?

- Hvor mye solenergi er mulig å høste?
- Plassering av solfanger og brønnpark?
- Hvilken brønndimensjon, kollektor, flytskjema og styringsystem anbefales?
- Hvordan sammenkobles brønnpark og hovedhus?
- Hva blir prisen på anlegget og nåverdianalysen?

1.4 Oppgavens struktur

Kapittel 1 tar for seg motivasjon, mål og problemstilling for oppgaven.

Kapittel 2 tar for seg den generelle teorien oppgaven anvender. Fagfeltene er varmeoverføring, geologi, solenergi og strømningssteknikk.

Kapittel 3 presenterer teknologien og anvendelse av teorien fra kapittel 2. Beskriver varmeoverføringen i anlegget, prinsipp med solfanger, hvordan anvende varmelager i berggrunnen og presenterer noen av dagens termiske energiløsninger.

Kapittel 4 beskriver ressursgrunnlaget på Singlø, tar for seg temperatur, vind, solforhold, energibærer og geologi.

Kapittel 5 tar for seg metoden for oppgaven. Her beskrives plasseringen av sentrale hovedkomponenter. Beskriver metoden for beregning av solinnstråling, brønnpark, strømningsystem og økonomi.

Kapittel 6 presenterer analyseresultatene for solfanger, absorbert solinnstråling, brønnparkens dimensjoner, strømningssteknikk og økonomi.

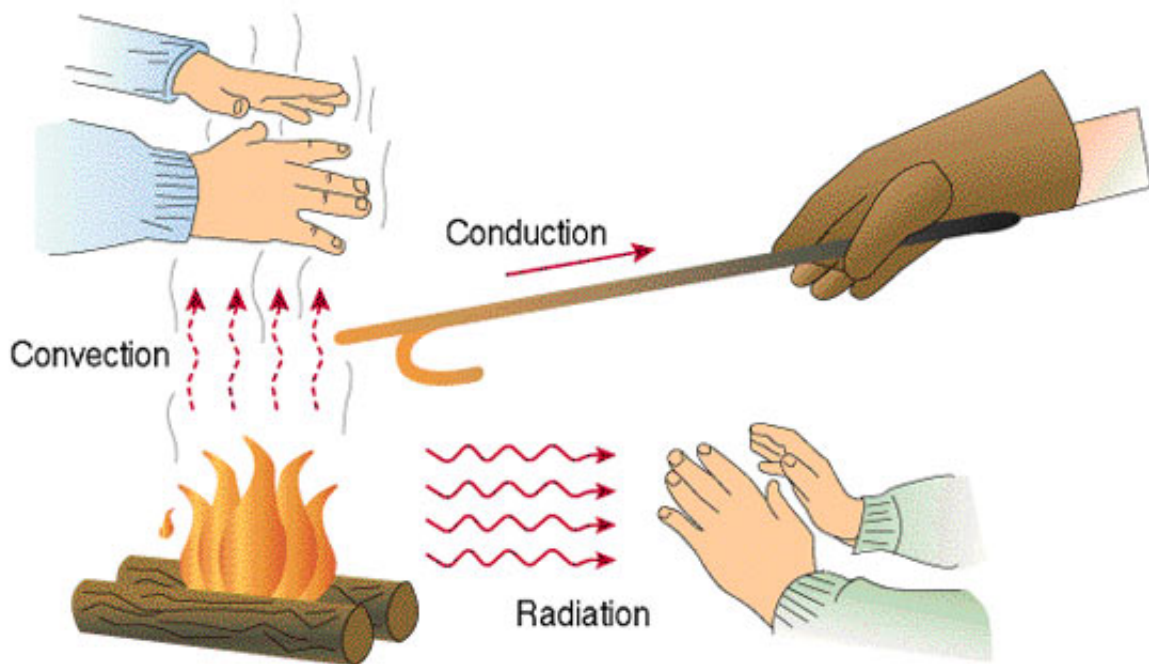
Kapittel 7 diskuterer analyse resultatene.

Kapittel 8 konkluderer oppgaven.

Generell teori

2.1 Varmeoverføring

I varmeoverføring skilles det mellom tre typer: Konduksjon, konveksjon og stråling.



Figur 2.1: Illustrasjon av konduksjon, konveksjon og stråling (schoolworkhelper.net 2016).

Konduksjon er transport av energi fra et medium til et annet. Molekyler med høyere energi overfører energi til molekyler med lavere energi. Konduksjon oppstår når to medium kommer i kontakt med hverandre (Cengel og Ghajar 2011).

$$\dot{Q}_{kond} = -kA \frac{dT}{dx} \quad (2.1)$$

Formel 2.1 kalles Fourier's lov, her er \dot{Q}_{kond} varmeoverføringsraten, k er materialets varmeledningsevne, A er arealet til overføringsområdet og dT/dx er temperaturgradienten (Cengel og Ghajar 2011).

Konveksjon er varmeoverføring som er basert på gass- eller væsketransport. Konveksjon er basert på Newton's Kjølingslov, som vist i formel 2.2

$$\dot{Q}_{konv} = hA(T_s - T_\infty) \quad (2.2)$$

\dot{Q}_{konv} er varmeoverføringsraten, h er konvekjonskoeffisienten, A er overflatearealet til varmeoverføringen, $(T_s - T_\infty)$ er temperaturdifferansen mellom overflaten og væsken (Cengel og Ghajar 2011).

Stråling er varmeoverføring med elektromagnetiske bølger, den eneste formen for varmeoverføring som ikke blir påvirket av vakuum. Alle legemer over det absolutte nullpunkt (-273,15K) emitterer strålingsenergi (Cengel og Ghajar 2011). Strålingen emittert fra en overflate er beskrevet med Stefan-Boltzman lov:

$$\dot{Q}_{rad} = \epsilon \sigma A_s (T^4 - T_o^4) \quad (2.3)$$

Der \dot{Q}_{rad} er utstrålt effekt fra legemet, ϵ er emissiviteten til overflaten, denne ligger alltid mellom $0 \leq \epsilon \leq 1$. Et sort legeme som emitterer all stråling er $\epsilon=1$. $\sigma = 5,670 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ er Stefan-Boltzman konstant. A er overflatearealet, T^4 er legemets temperatur og T_o^4 er temperaturen til omgivelsen (Cengel og Ghajar 2011).

2.2 Geologi

Spesifikk varmekapasitet til et medium er definert som dets evne til å lagre varme og er målt i J/K·kg (Banks 2012). Energi som skal til for å endre en viss mengde masse i et medium, er definert ved:

$$Q = mC_p\Delta T \quad (2.4)$$

Hvor Q er energien som skal til, m er massen til volumet, C_p er den spesifikke varmekapasiteten til materialet og ΔT er temperaturendringen.

Diffusiviteten er forholdet mellom varmeledningsevnen og varmekapasiteten, det vil si mediets evne til å lagre energi (Banks 2012). Termisk diffusivitet er definert som:

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p} \quad (2.5)$$

Hvor α er diffusiviteten, k er varmeledningsevnen, ρ er tettheten og C_p er den spesifikke varmekapasiteten.

Der det er ønskelig å lagre varme i fjellet, er det fordel med lav diffusivitet. For anlegg uten solfanger, hvor det ikke fylles på med varme, er det ønskelig med høy diffusivitet, dette gjør at brønnen hele tiden får tilført grunnvarme.

Volumetrisk varmekapasitet beskriver hvor mye varme som slippes ut fra et gitt volum til en substans, som følger av en endring på 1 K i temperaturen (Banks 2012). Overgangen fra spesifikk varmekapasitet til volumetrisk varmekapasitet, C_{pv} , vises i formel 2.6.

$$C_{pv} = \frac{C_p}{\rho} \quad (2.6)$$

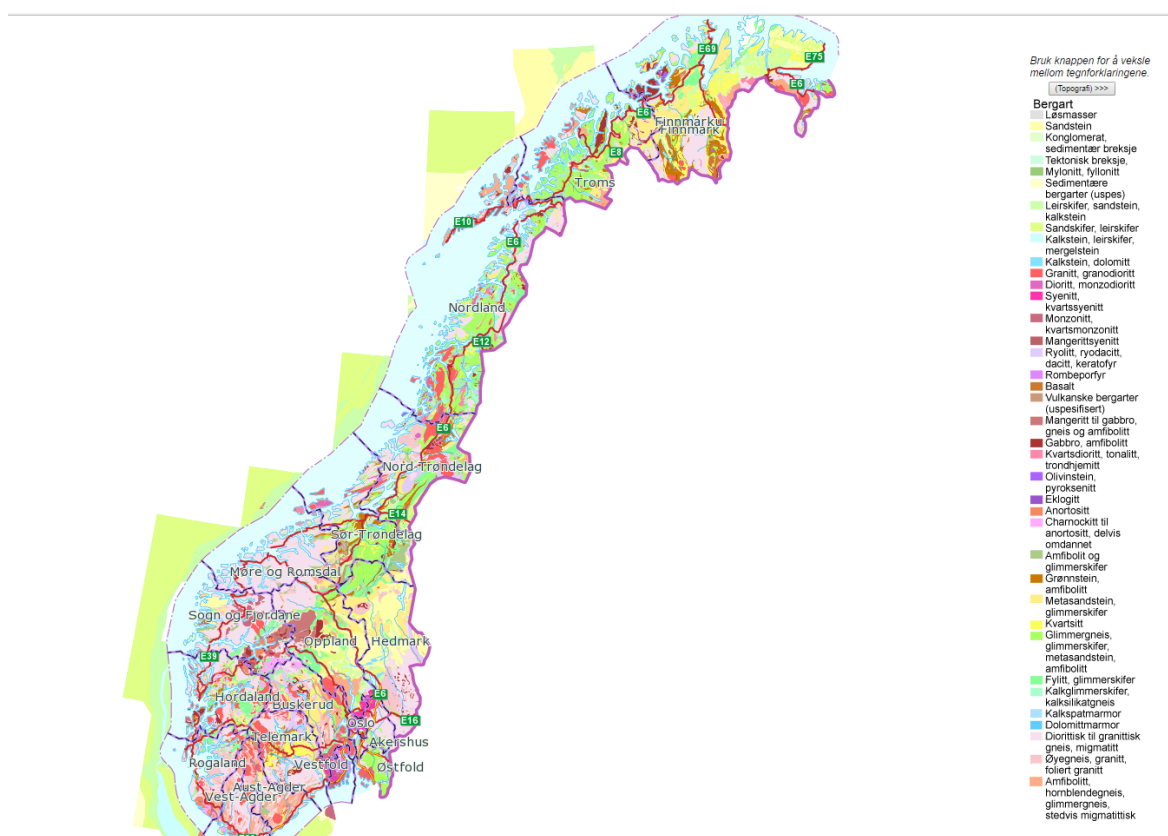
Hvor ρ er tettheten og C_p er den spesifikke varmekapasiteten

Tabell 2.1 viser termisk ledningsevne, volumetrisk varmekapasitet og diffusivitet for utvalgte substanser.

Tabell 2.1: Termisk ledningsevne og volumetrisk varmekapasitet for utvalgte materier (Banks 2012).

	Termisk ledningsevne [W/(mK)]	Volumetrisk varmekapasitet [MJ/(m ³ K)]	Diffusivitet [mm ² /s]
Stein:			
Kull	0,3	1,8	0,16
Sandstein	2,0-6,5	2,0-2,1	1,0-3,1
Gneis	2,5-4,5	2,1-2,6	1,2-1,7
Granitt	3,0-4,0	1,6-3,1	1,3-1,9
Kvarts	5,5-7,5	1,9-2,7	2,8-2,9
Andre:			
Luft	0,024	1,29*10 ⁻³	18,6
Vann	0,6	4,18	0,14

Figur 2.2 viser variasjonen i topografien i Norge, fra stein (granitt, kvarts) til sandstein og løsmasser.



Figur 2.2: Topografien i Norge. Hentet fra <http://geo.ngu.no/kart/berggrunn/>.

Temperaturen i berggrunnen er omtrent 1 til 2 °C høyere enn årsmiddeltemperaturen (Sintef.no 2011). Posisjonen til grunnvannet i en brønn kalles grunnvannspeilet. Her er vanntrykket likt lufttrykket. Grunnvannspeilet følger helninger i terrenget og vil bevege seg i forhold til det.

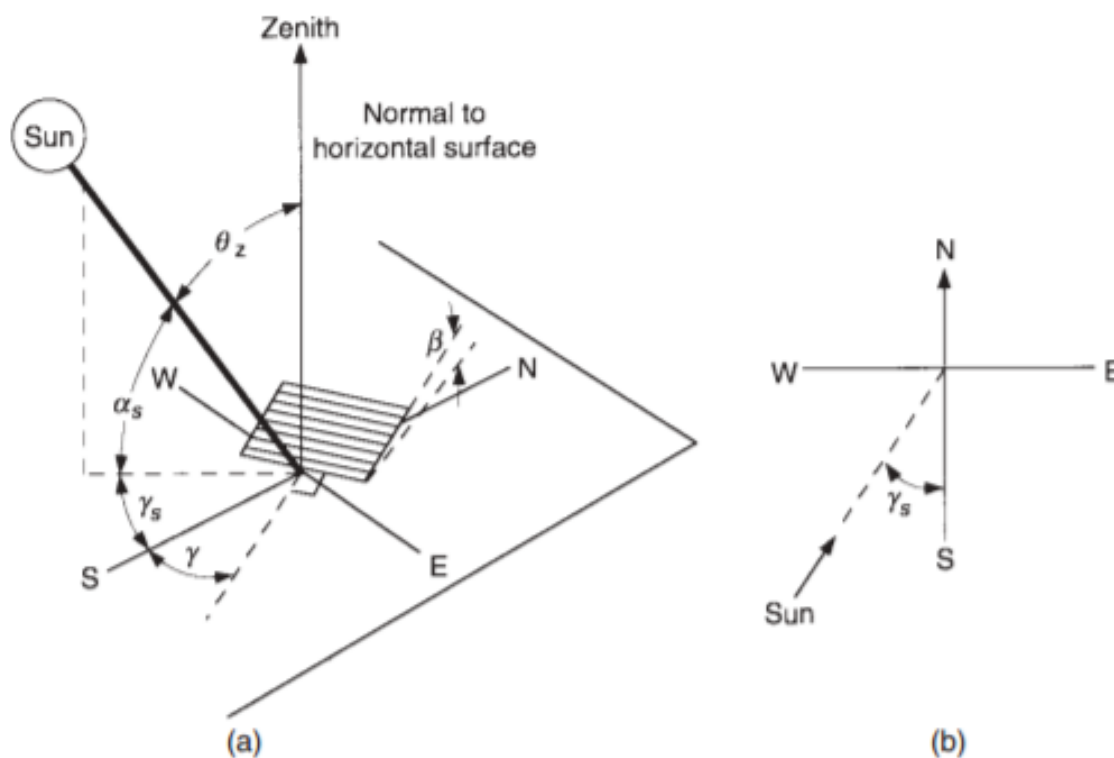
Grunnvannet får stort sett tilførsel i form av nedbør. Grunnvannet vil sjelden gå i årer nede i grunnen, om det er horisontal bevegelse vil det normalt være i størrelsesorden noen meter per dag (Tollan 2012).

2.3 Solenergi

2.3.1 Innstråling

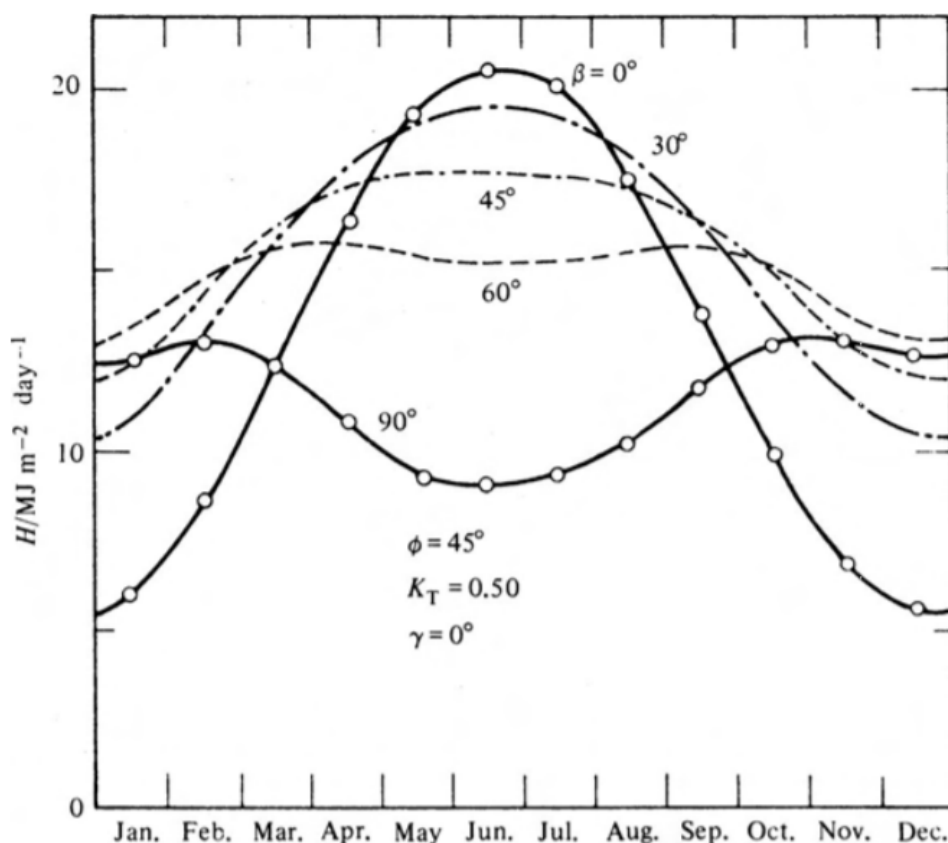
Solkonstanten $G_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ er den gjennomsnittlige solinnstrålingseffekten mot jordens øvre atmosfære til enhver tid. Den kalkuleres ved å se på soltemperatur og dens avstand til jorden. Når solstråling passerer atmosfæren, vil en del absorberes og reflekteres av skyer og partikler. Dermed når to typer stråling jordoverflaten, direkte og diffus stråling. Direkte stråling er upåvirket stråling, mens den diffuse strålingen er reflektert eller emittert fra skyer og andre partikler i atmosfæren eller på jordoverflaten. Albedo er forholdet mellom reflektert stråling og innkommende stråling. Den varierer mellom null og én, snø har høy og havoverflate har lav albedo (Twidell og Weir 2006).

Innstrålingen vil variere avhengig av flere faktorer som høyde i atmosfæren og geografisk plassering. Den kalkuleres geometrisk ved vinkler for å finne nøyaktig innstrålt effekt på en gitt overflate. For å tilpasse den årlige høstingen av solenergi, må absorpsjonsflaten vinkles med hensyn på breddegrad. Figur 2.3 viser relevante vinkler for en slik betraktning. Der N , W , E og S viser henholdsvis retningene nord, vest, øst og sør. α_s er vinklen mellom normalen til horisontalplanet, senit og solens posisjon. Solhøyde θ_z er vinklen mellom solens posisjon og normalen til horisontalplanet. γ er asimutvinkelen som beskriver overflatens vinkel i forhold til sør og γ_s er solens asimutvinkel. β er vinklen til overflaten i forhold til horisontalplanet (Duffie og Beckman 2013).



Figur 2.3: Beskrivende vinkler for innstråling på overflate. Der N , W , E og S viser henholdsvis retningene nord, vest, øst og sør. α_s er vinkelen mellom normalen til horisontalplanet, senit og solens posisjon. Solhøyde θ_z er vinkelen mellom solens posisjon og normalen til horisontalplanet. γ er asimutvinkelen som beskriver overflatens vinkel i forhold til sør og γ_s er solens asimutvinkel. β er vinkelen til overflaten i forhold til horisontalplanet (Duffie og Beckman 2013).

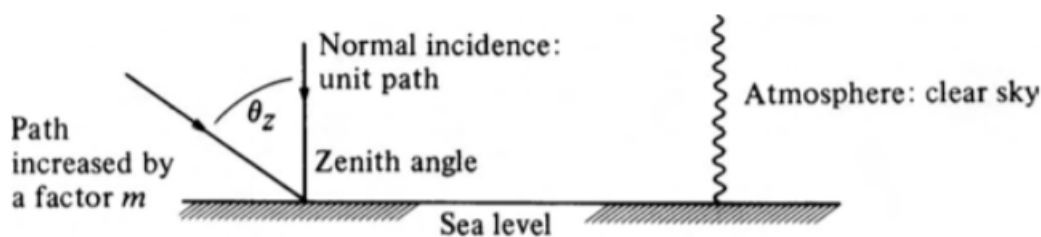
Årlig innstråling vil variere avhengig vinklen mot horisontalplanet og asimut til bestrålt overflate. Figur 2.4 beskriver den årlige innstrålingskurven med ulike helninger av solfangeren ved breddegrad, Φ , 45° nord. X-aksen viser måneder og y-aksen viser, H , estimert gjennomsnittlig daglig innstråling per kvadratmeter. β varierer fra 0° til 90° , termisk diffusivitet, κ_T , på 0.5, asimut, γ , er rett sørvendt 0° og overflaterefleksjon er 0.2. Termisk diffusivitet og overflaterefleksjonen er satt til disse verdiene for å gi forventede forutsetninger (Duffie og Beckman 2013).



Figur 2.4: Årlig innstrålingsvariasjon avhengig av vinkel på mottaker overflate, ved breddegrad, Φ , 45° . β er vinkelen til overflaten i forhold til horisontalplanet, κ_T er termisk diffusivitet og γ er asimut. X-aksen viser måneder og y-aksen viser H , estimert gjennomsnittlig daglig innstråling per kvadratmeter (Duffie og Beckman 2013).

Atmosfærens påvirkning på innstrålingen kalles Air-Mass-Ratio, AM. Økt gangvei for solstråling gir økt absorpsjon og redusert stråling. Vises i formel 2.7 og figur 2.5, der θ_z er vinkelen mellom solens innstråling og normalen til jordoverflaten. Figuren viser at ved innstråling som tilsvarer normalen til horisontalplanet blir $AM = 1$, og vil øke for hver grad innstrålingen vinkles mot horisontalplanet. Det er normalt å sette $AM = 1,5$ ved beregning av innstråling (Twidell og Weir 2006).

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.7)$$



Figur 2.5: Air Mass Ratio (Twidell og Weir 2006).

2.4 Strømningsteknikk

2.4.1 Laminær og turbulent strømning

Strømning opptrer som laminær og turbulent strømning. Disse beskriver treghetskreftene på strømmingen i forhold til friksjonskreftene som påvirker fluidet. Laminær strømning karakteriseres ved at partiklene i fluidet beveger seg strømlinjet i fartsretning. Fluidet opplever små friksjonskrefter som påvirker treghetskreftene. Turbulent strømning er når friksjonskreftene har stor innvirkning og treghetskreftene blir markante, dermed vil partiklene i strømmingen bevege seg i sirkelbaner. Dette resulterer i at partiklene kan bevege seg normalt på strømningsretningen (Finnemore og Franzini 2002).

Reynoldstall, dimensjonsløst, angir om strømmingen er turbulent eller laminær. Strømning med Reynoldstall over 3500 er turbulent, og laminær ved Reynoldstall under 2000. Mellom det laminære og turbulente sjiktet på 2000 til 3500, et mellomstikt, vil det være en overgangsfase med både laminær og turbulent strømning (Finnemore og Franzini 2002). Reynoldstall, Re , defineres som:

$$Re = \frac{v \cdot D_h}{\nu} = \frac{\rho \cdot D_h \cdot v}{\mu} \quad (2.8)$$

Der v er den gjennomsnittlige strømningshastigheten, D_h er rørets hydrauliske diameter, ρ er tettheten til fluidet, ν er fluidets kinematiske viskositet og μ er fluidets dynamiske viskositet. Den hydrauliske diameteren vil være lik den indre diameteren for et sirkulert rør, men avhenger av utformingen av rørkonstruksjonen. Både dynamisk og kinematisk viskositet er temperaturavhengig og vil endre egenskaper ved temperaturforandring.

Ved turbulent strømning er effektoverføringen størst, det er dermed viktig å kjenne hvordan strømningens karakteristikk er i gitt strømning. Laminær strømning vil ikke gi samme partikkelintensitet mellom væske og rørvegg grunnet dempet bevegelse blant partiklene. Partiklenes sirkelbane ved turbulent strømning medfører flere partikler i kontakt med rørveggen. Det er ønskelig å oppnå turbulent strømning i situasjoner der energi skal overføres.

2.4.2 Komponent- og rørtap

Væskekarakteristikken tar utgangspunkt i Bernoullis formel for likevekt mellom to punkt. Formel 2.9 viser hvordan Bernoulli betrakter strømningen (Finnemore og Franzini 2002).

$$\frac{P_1}{\rho \cdot g} + h_1 \cdot \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho \cdot g} + h_2 \cdot \frac{v_2^2}{2g} + \Delta h_f \quad (2.9)$$

I startpunktet gir parametrene, trykk P_1 , høyde h_1 og hastighet v_1 . I sluttpunktet er parametrene, trykk P_2 , høyde h_2 og hastighet v_2 . ρ er tettheten, g gravitasjonskraften og Δh_f er samlet høydetape.

Det samlede høydetape Δh_f er sentralt i strømningsbeskrivelse, spesielt ved pumpeberegninger. Høydetape eller trykkfall kan oppgis som mvs, meter vannsøyle, tilsvarende 10 kPa. Den består av to hoveddeler, rørtap og komponenttap. Formel 2.10 beskriver uttrykket for det totale høydetape i systemet. Summen av tapene til rørene Δh_{f_r} , og summen av tapene til rørkomponentene Δh_{f_k} , gir det totale høydetape Δh_f (Finnemore og Franzini 2002).

$$\Delta h_f = \Sigma \Delta h_{f_r} + \Sigma \Delta h_{f_k} \quad (2.10)$$

Rørtape Δh_{f_r} beskrives i formel 2.11. Der f er friksjonsfaktoren, L er rørlengden, D_h er væskens hydrauliske diameter, v er væskens gjennomsnittlige hastighet og g er gravitasjonskraften. Friksjonsfaktoren er kalkulert fra Reynold's tall og bruker ulike kalkulasjonsmetoder avhengig av størrelsen på verdien. Formel 2.12 beskriver tap i komponenter, og inneholder K_r som er en dimensjonsløs komponentkonstant for å beskrive tapet. K -verdien varierer for ulike rørkomponenter, men ligger normalt rundt 1, men kan bli opptil ti ganger ved ulike ventiler (Finnemore og Franzini 2002).

$$\Delta h_{f_r} = f \cdot \frac{L}{D_h} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (2.11)$$

$$\Delta h_{fk} = \frac{K_r \cdot v^2}{2g} \quad (2.12)$$

Et system med varierende temperatur må ta hensyn til volumendringen. Formel 2.13 beskriver hvordan volumet endres med temperaturen. Der ΔV er endring i volum, γ_v er volumets utvidelseskoeffisienten for fluidet, V_0 er initialvolumet og ΔT er endring i temperatur (Finnemore og Franzini 2002).

$$\Delta V = \gamma_v \cdot V_0 \cdot \delta T \quad (2.13)$$

2.4.3 Energiføring ved væskestrømning

Overføring av termisk effekt til og fra væskestrøm beskrives av formel 2.14. Der P_E er effekten, \dot{m} er massestrøm, C_v er væskens spesifikke varmekapasitet og ΔT er temperaturendringen til fluidet (Finnemore og Franzini 2002).

$$P_E = \dot{m} \cdot C_v \cdot \Delta T \quad (2.14)$$

Når fluidets massestrøm skal kalkuleres, kan formelen skrives om til formel 2.15. Dermed kan massestrømmen kalkuleres ut fra gitt pådrag eller frigjøring av effekt.

$$\dot{m} = \frac{P_E}{C_v \cdot \Delta T} \quad (2.15)$$

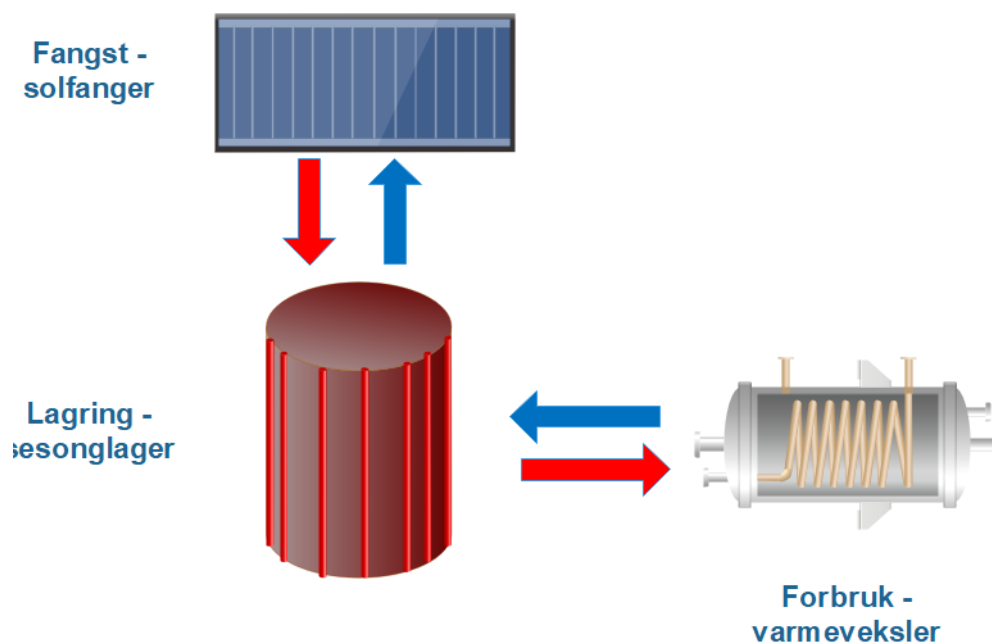
Det er hensiktsmessig å finne væskens hastighet, v , benytter dermed formel 2.16, A er rørets innvendige areal, ρ er tetthet og \dot{m} er massestrøm.

$$v = \frac{\dot{m}}{\rho \cdot A} \quad (2.16)$$

Teknologi

3.1 Varmeoverføring

Varmeoverføring i anlegget skjer i tre steg: fangst, lagring og forbruk. Figur 3.1 illustrerer disse stegene og hvordan varmeoverføring utøves. Blå og rød er henholdsvis kald og varm energibærer. Solfangeren mottar solstråling, men kan absorbere varme ved konveksjon om omgivelsetemperaturen er høyere enn energibæreren i solfangeren. Sesonglageret mottar og lagrer energien fra solfangeren når energibæreren tilføres energibrønnen, og ved konduksjon overføres energi til brønnveggen og strømmer utover bergmassen. Forbruket er en varmeveksler som ved konveksjon overfører ønsket energi til forbrukeren.



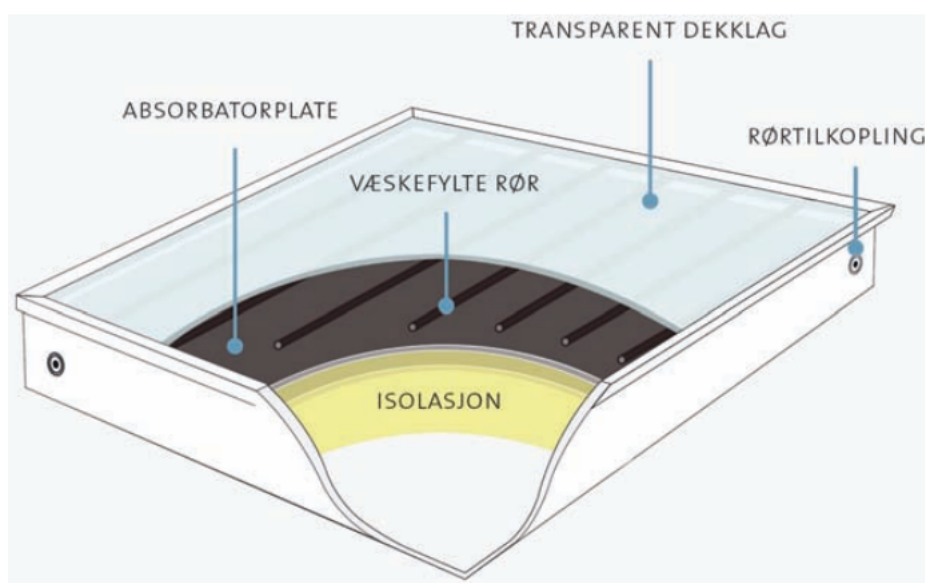
Figur 3.1: Illustrerer hovedelementene for varmeoverføring i anlegget.

3.2 Solfangere

Solfangere inndeles som plate eller vakuumbør. Begge overfører strålingsenergi fra sola som varme til en energibærer. Fordelen med vakuumbør er at disse har høyere virkningsgrad enn platesolfangere, men 20-40 % dyrere. Vakuumbør er skjørere siden de er forseglett med vakuumbør og uten dette vil virkningsgraden være lav, dessuten er de mer værutsatt (Solar Panels Plus 2014). Denne masteroppgaven tar utgangspunkt i bruk av platesolfanger.

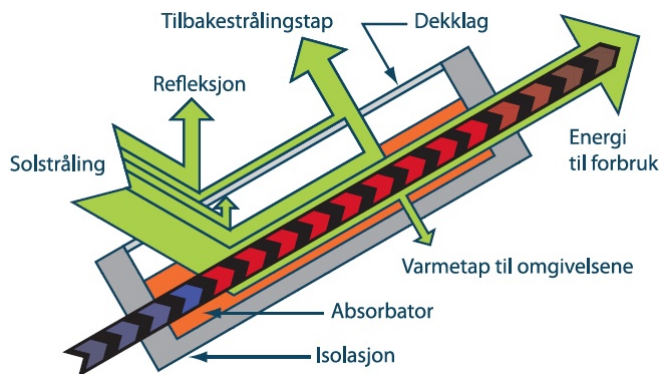
3.2.1 Platesolfanger

Platesolfangere er oppbygd som vist i figur 3.2. Rørene kan være konfigurert på forskjellige måter, rette eller i sløyfer. Absorbatoren består gjerne av kobber eller aluminium og omslutter rørene med energibæreren. Den overfører varmen fra solinnstråling til energibæreren (Chen 2011). Dekklaget beskytter solfangeren og reduserer konveksjonstap, den slipper gjennom kortbølget solstråling og reduserer den langbølgete varmestrålingen fra å slippe ut (Andresen 2008). For å redusere konveksjonstapet er det isolasjon i bunn av solfangeren.



Figur 3.2: Oppbygging av platesolfanger (Andresen 2008).

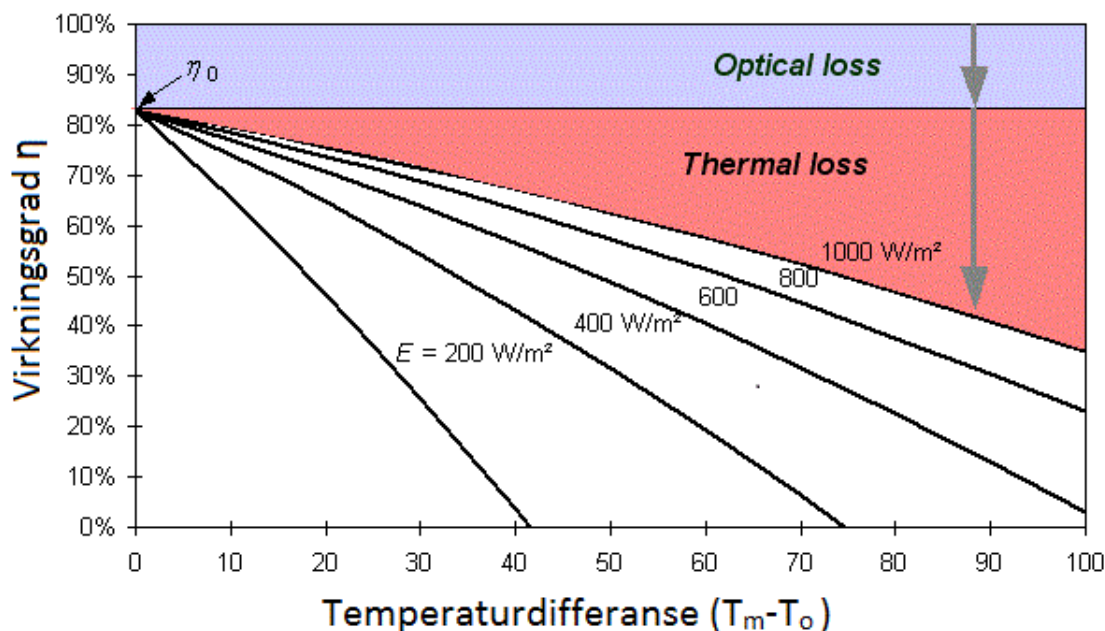
Figur 3.3 viser et utsnitt av en typisk solfangeroppbygging. Det kalde vannet kommer inn, solinnstrålingen absorberes og øker temperaturen til energibæreren som sirkulerer.



Figur 3.3: Prinsippet for platesolfanger (Fornybar.no 2016).

3.2.2 Solfangerens tap og virkningsgrad

Solfangerens optiske tap, refleksjonstapet, er vanskelig å unngå. Varmetapet bestemmes av solinnstrålingen og stiger med økende ΔT i solfangeren. Virkningsgraden varierer med optiske tap, varmetap og solinnstråling. Volker Quaschnig har laget en figur (Figur 3.4) som viser hvordan virkningsgraden synker i forhold til temperaturdifferansen mellom middeltemperaturen i solfangerne og omgivelsetemperaturen (Quaschnig 2004).

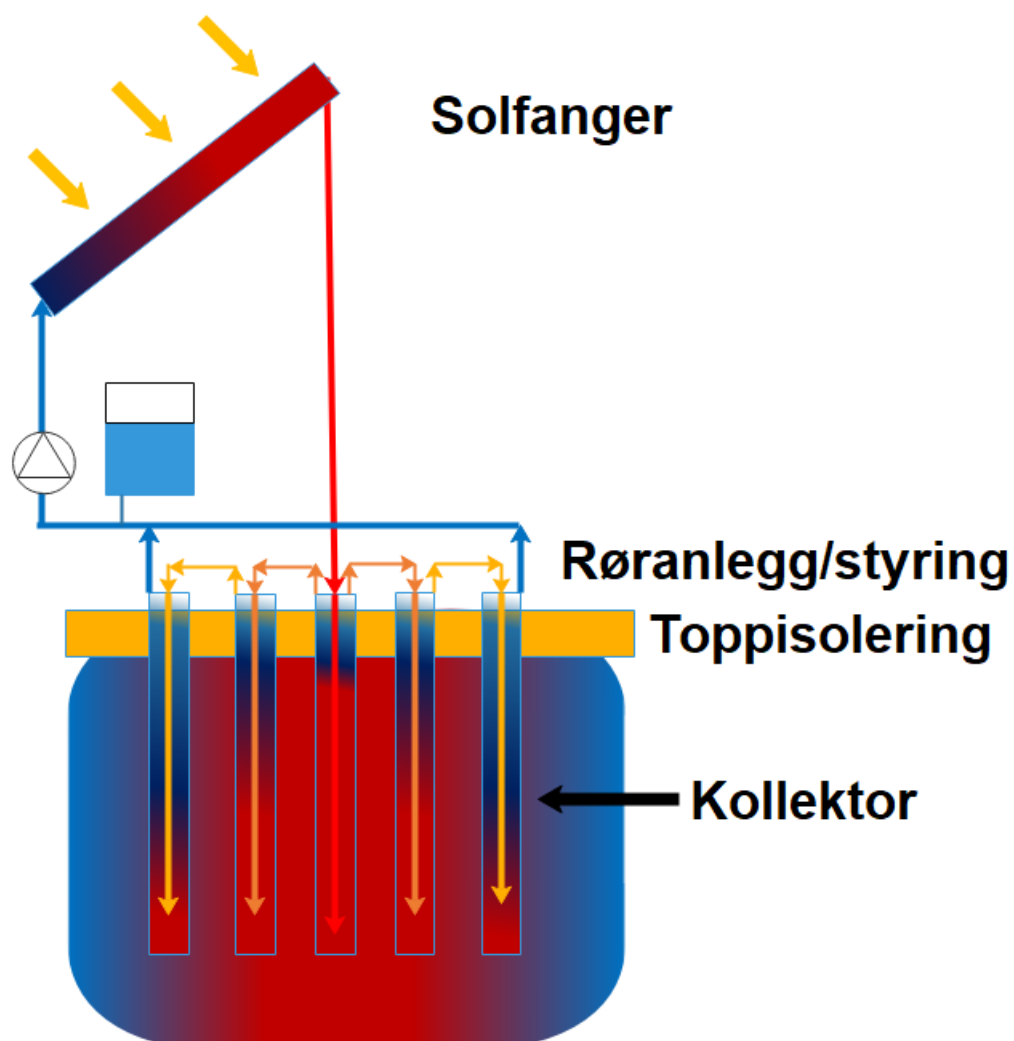


Figur 3.4: Virkningsgradskurve for platesolfanger (Quaschnig 2004).

Det er vanskelig å gi en eksakt virkningsgrad for en solfanger da det er mye som påvirker. Volker Quaschnig har i sin fremstilling ikke tatt hensyn til vind som kan være med på å senke virkningsgraden.

3.3 Sesonglagring av solenergi

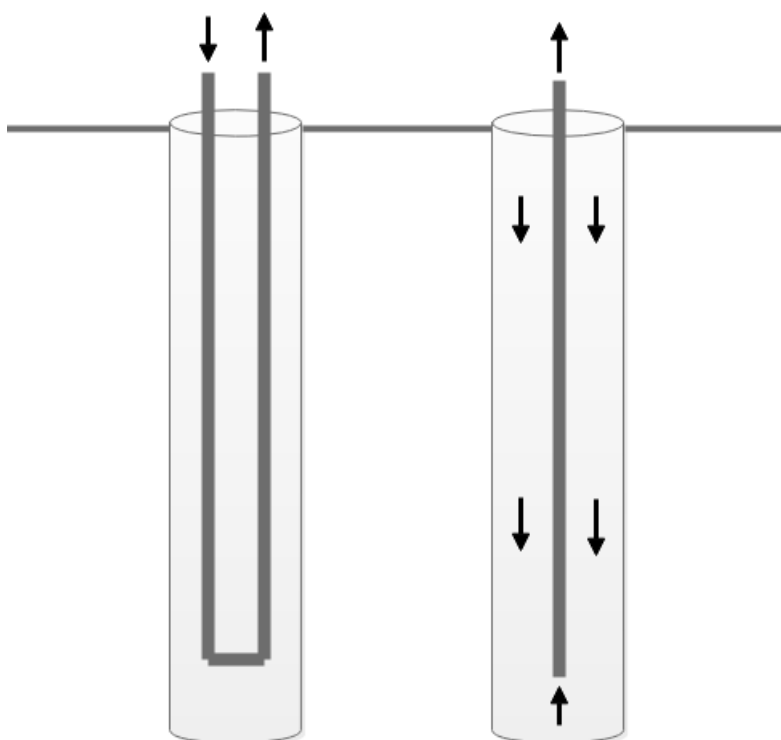
Brønnparken består av energibrønner med kollektor, styringssystem, røranlegg og toppisolering, figur 3.5 viser hovedelementene. Brønnparken kan anvendes som varme- eller kjølelager, disse utformes likt.



Figur 3.5: Viser hovedelementene ved et sesonglager av solenergi.

3.3.1 Kollektor

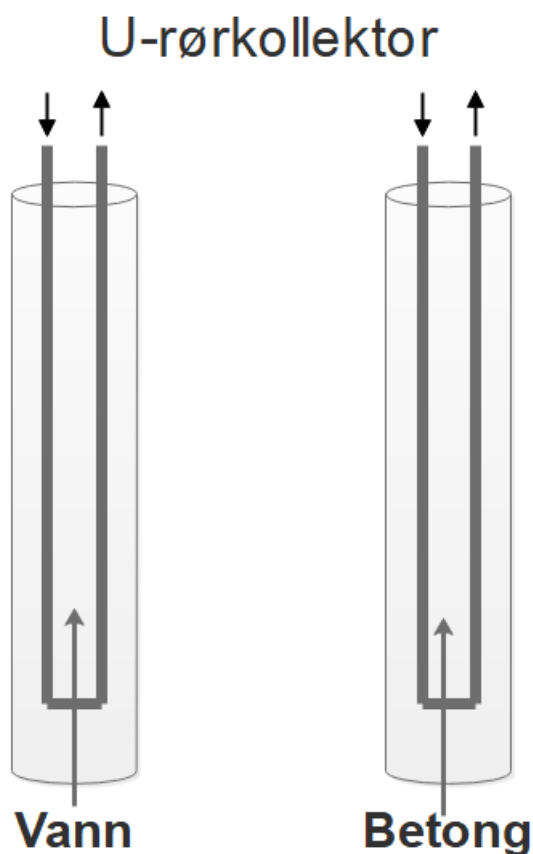
Kollektoren skiller energibæreren fra brønnveggen og deles i to hovedkategorier: koaksial og u-rør, disse illustreres i figur 3.6. Sylinderne illustrerer brønnene, de tykke strekene viser rørplassering og pilene strømningsretning for energibæreren. Strømningen vist i figur 3.6 er bare et forslag, siden energibærer kan sirkuleres begge retninger. En ideell kollektor har lav termisk motstand mot berggrunnen og høy termisk motstand mellom tur- og returstrømmen.



Figur 3.6: Illustrasjon av to ulike kollektorer, u-rør til venstre og koaksial.

U-rørkollektor

Det settes en brønn og monteres et u-rør hvor energibæreren sirkulerer. Betong kan brukes som fyllmasse for å bedre kontakt mellom rør og brønnvegg, som vist til høyre i figur 3.7. Energi overføres til brønnvegg ved konveksjon. Det vil forekomme termisk kortslutning mellom tur- og returstrømningen grunnet lav termisk motstand. Effekten av kortslutningen blir større ved dypere kollektor.



Figur 3.7: Illustrasjon av ulike u-rørkollektorer.

U-røret består som oftest av termoplastisk, PERT eller tverrbundet PEX, som brukes henholdsvis ved lav og høy temperatur. Forskjellen vises i tabell 3.1 (Huus-Hansen 2017).

Tabell 3.1: Viser ulikeheter for PERT og PEX.

PERT		PEX
Fleksibel	Stivhet	Stiv
Lav	Pris	Middel
70 °C	Drifttemperatur	90 °C
90 °C	Maksimaltemperatur	105 °C

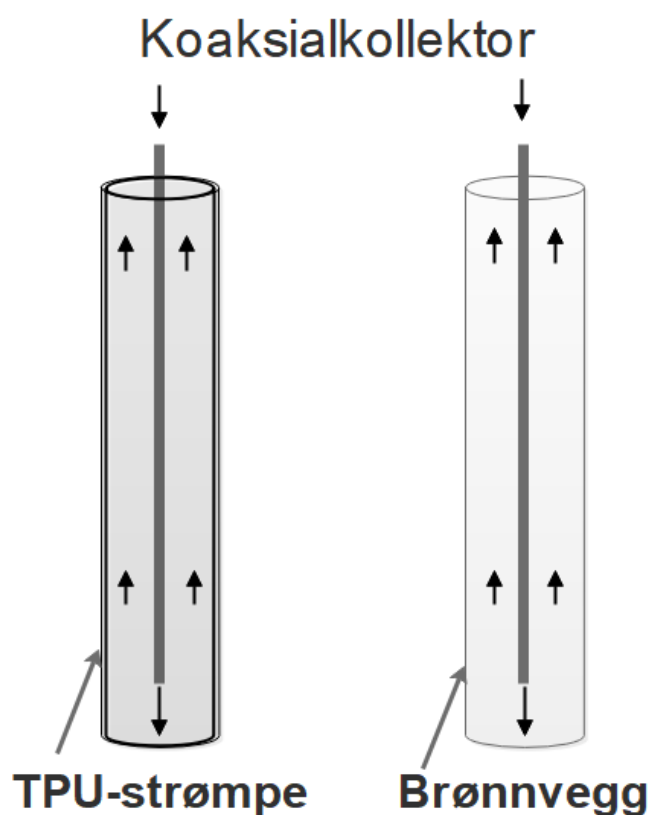
Koaksialkollektor

Koaksiale rør har ytterrør med overflate som dekker hele brønnveggarealet, og et indre rør med liten diameter. Massestrøm er lik i rørene, men forskjellig strømningshastighet. Sirkulasjonen i ytterrøret betraktes som stillestående. Dermed skjer energioverføring ved konduksjon til brønnveggen. Energtilførsel, lading fra topp eller bunn kan benyttes, gunstig i ulike situasjoner. Det vil forekomme termisk kortslutning mellom tur- og returstrømningen, men

koaksial vil ha to strømninger med ulike hastigheter, forventes mindre effekt enn hos u-rør.

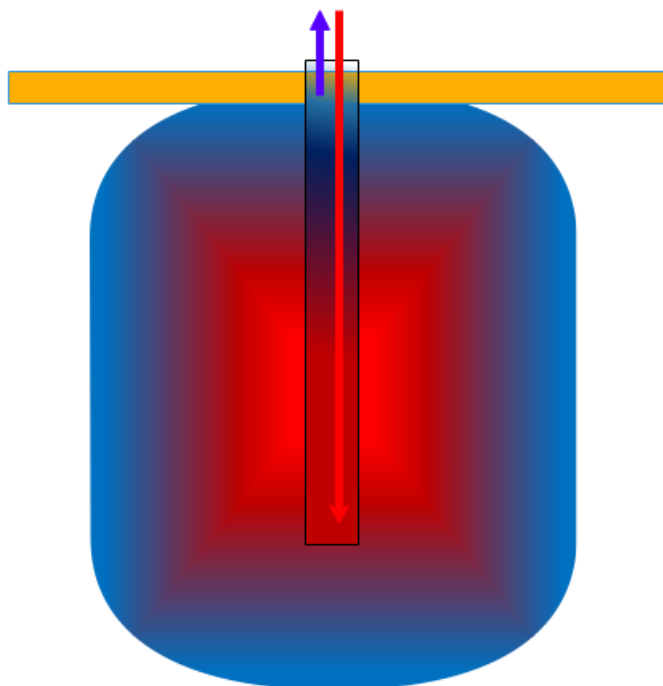
PERT eller PEX kan anvendes både som innvendig og utvendig rør, avhengig av drift og maksimaltemperatur. Foringsrøret ved boring i løsmasser kan anvendes som ytterrør, vist til høyre i figur 3.8.

Yttervegg i kollektor i denne oppgaven er TPU-strømpe, termoplastisk polyuretan med et forsterkende vev i polyester, som vist i figur 3.8. Denne vil føye seg etter brønnveggen og maksimere overføringsarealet. Den har lav termisk motstand og er holdbar. Indre rør, injeksjons- eller ekstraksjonsrøret, vil være PERT siden det opereres med middels høye temperaturer, maksimalt 70 °C.

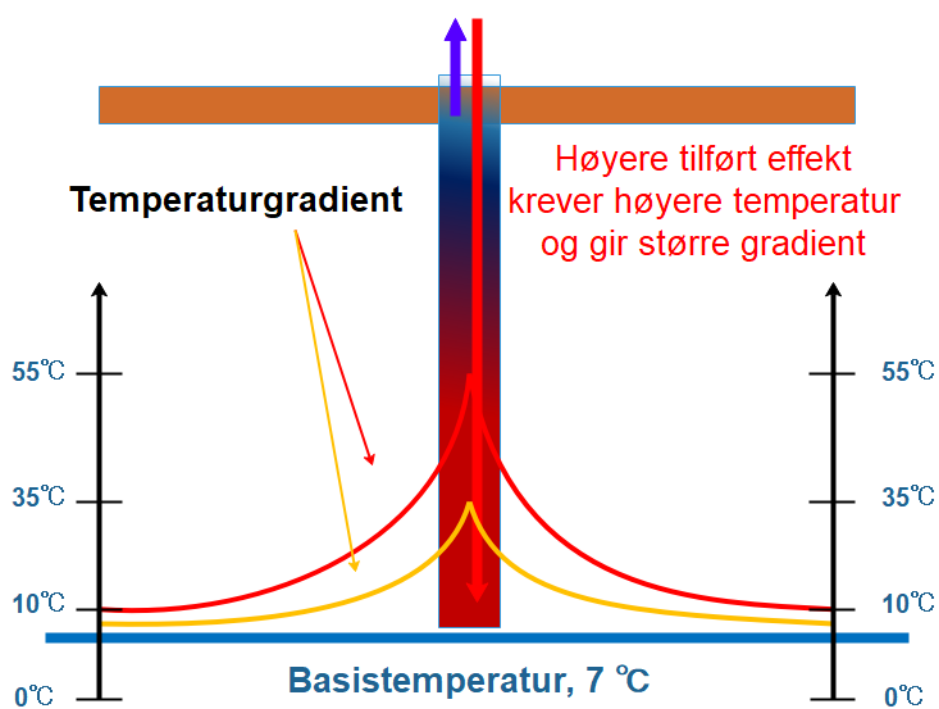


Figur 3.8: Illustrasjon av ulike koaksialkollektorer.

Fordel ved bruk av koaksialkollektor er vannmengden av ønsket temperatur i brønnene. U-rørkollektoren vil ha en mye mindre vannmengde stående per meter brønn. Dermed blir den momentant tilgjengelige effekten mye høyere for koaksialkollektoren. Flexibiliteten er stor ved å kunne spille på brøndiameter, dermed kan en tilby stor effektkapasitet ved behov både til lading og forbruk. Tabell 3.2 beskriver i korte trekk ulikhetene ved en PEX, u-rørkollektor og TPU-strømpe koaksial. Figur 3.9 beskriver forholdet mellom kontaktarealet til tur- og returrør i u-rør og TPU-strømpen i koaksial.



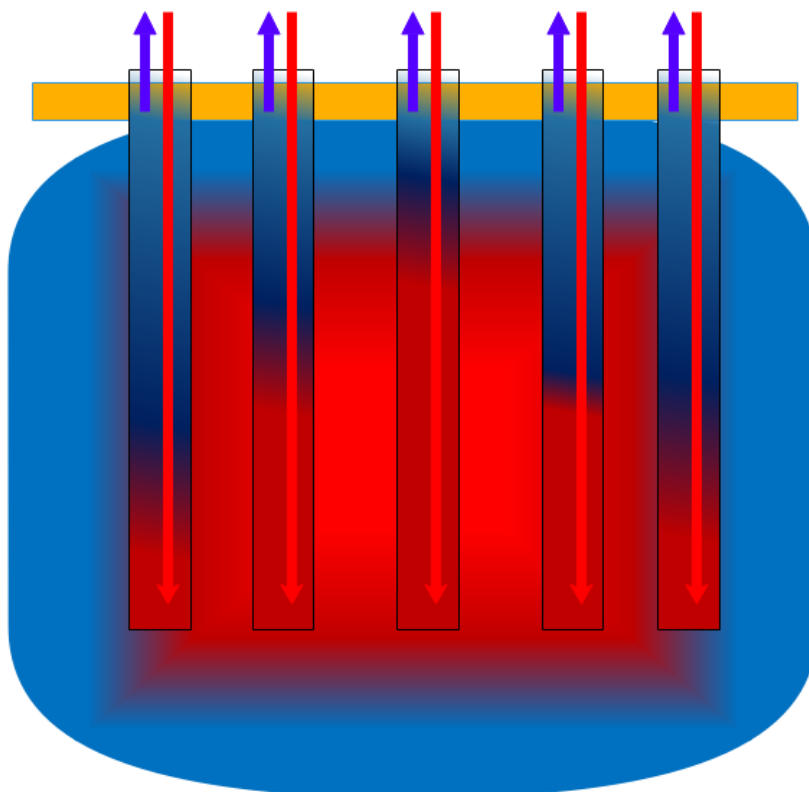
Figur 3.10: Viser varmestrøm i en enkeltbrønn.



Figur 3.11: Viser temperaturgradient til enkeltbrønn. Basistemperatur er grunnvannstemperatur.

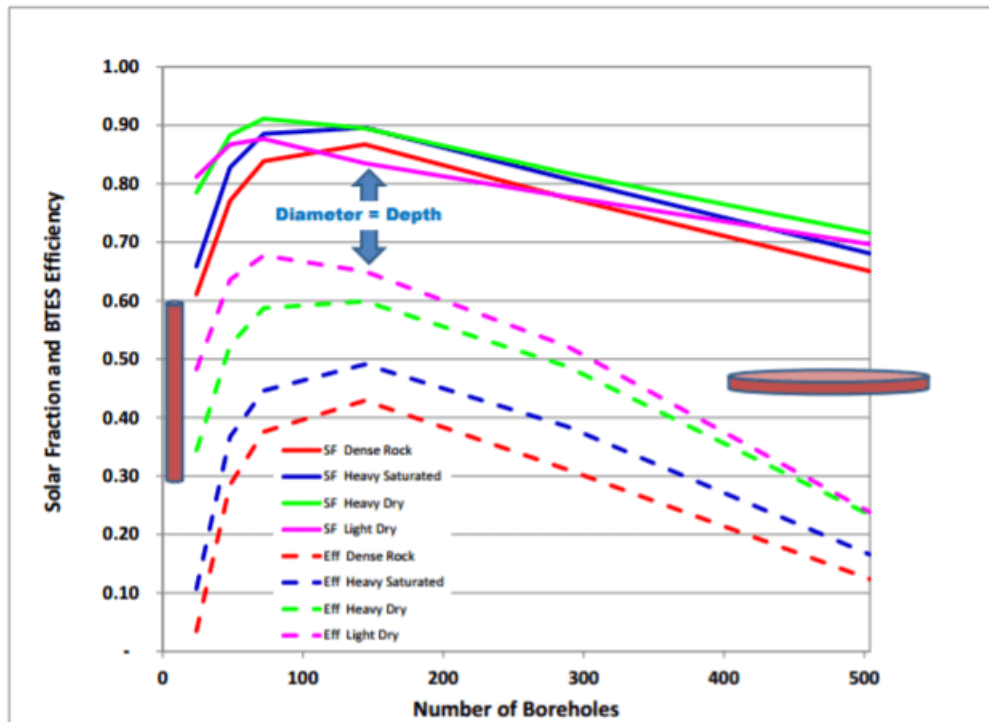
3.3.3 Brønnpark

Energibrønner i system kalles brønnpark, og der energitransporten foregår ved konduksjon, vises i figur 3.12. En gradvis temperatursenkning mot brønnparkens ytterkant reduserer energitapet fra høytemperatur og mellomtemperatur. Det gjør at det bevares mest mulig høykvalitetsenergi i sentersone.



Figur 3.12: Viser varmestrøm i en brønnpark.

Hensikten med en brønnpark er å bevare mest mulig energi der den ønskes. Forholdet mellom volum og utvendig areal er avgjørende. Energitalpet beregnes med utgangspunkt i overflateareal til brønnparkvolum. Figur 3.13 beskriver effektiviteten fra enkeltbrønn til stor park med konstant brønndybde.



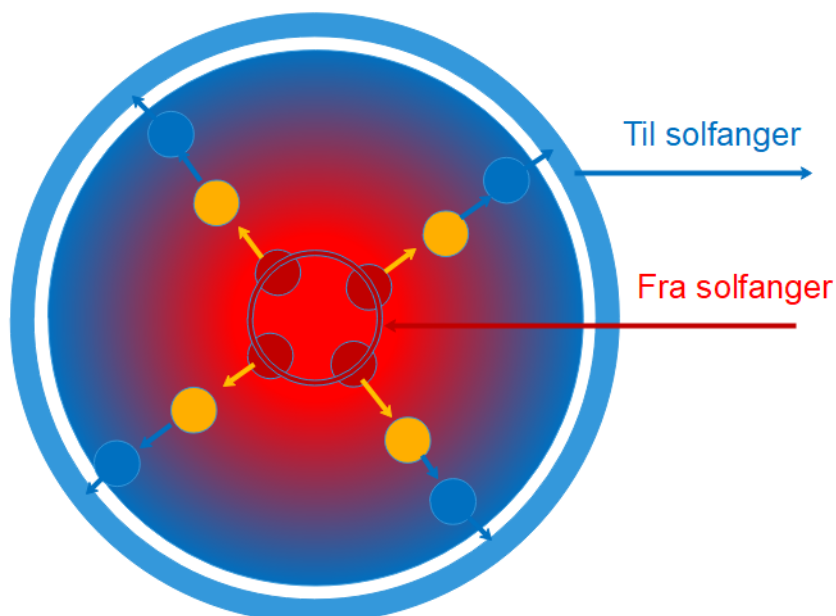
Figur 3.13: Grafen viser hvordan utformingen av brønnparken påvirker effektiviteten med konstant brønnndybde. X-aksen viser antall borehull og y-aksen viser effektiviteten, de ulike grafene viser til forskjellige løs- og fjellmasser (Sibbitt og McClenahan 2015).

Figur 3.13 viser til høyest effektivitet ved diameter tilnærmet lik dypden. Dermed er sylindrisk utforming best, med diameter tilsvarende dypden.

3.3.4 Brønnantall og oppsett

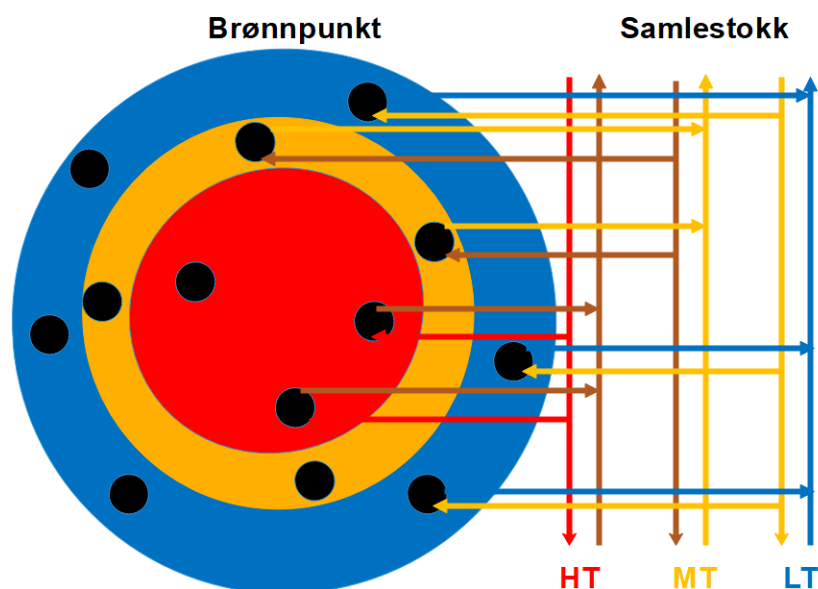
Brønnantall beregnes på grunnlag av maksimal absorbert solinnstråling fra solfanger, kalt ladeeffekt. Brønnparkens totale brønnlengde må kunne absorbere solfangerens ladeeffekt og levere tilstrekkelig forbrukseffekt. Brønnavstand må settes slik at energibrønnene kommuniserer. Er avstanden for lang, vil ikke kommunikasjon mellom temperaturgradienter oppstå og vil dermed kunne betraktes som enkeltbrønner.

Brønnplassering er en viktig faktor for hvordan anlegget anvendes. Brønnparken er fleksibel og kan tilpasses forskjellig bruk, samt størrelser. Brønnene kobles i seriekobling eller i kombinasjon med parallell, henholdsvis figur 3.14 og 3.15. Seriekobling vil alltid forsynes med varme til senter og hentes i ytterste brønn.



Figur 3.14: Viser brønnpark med brønner i seriekobling.

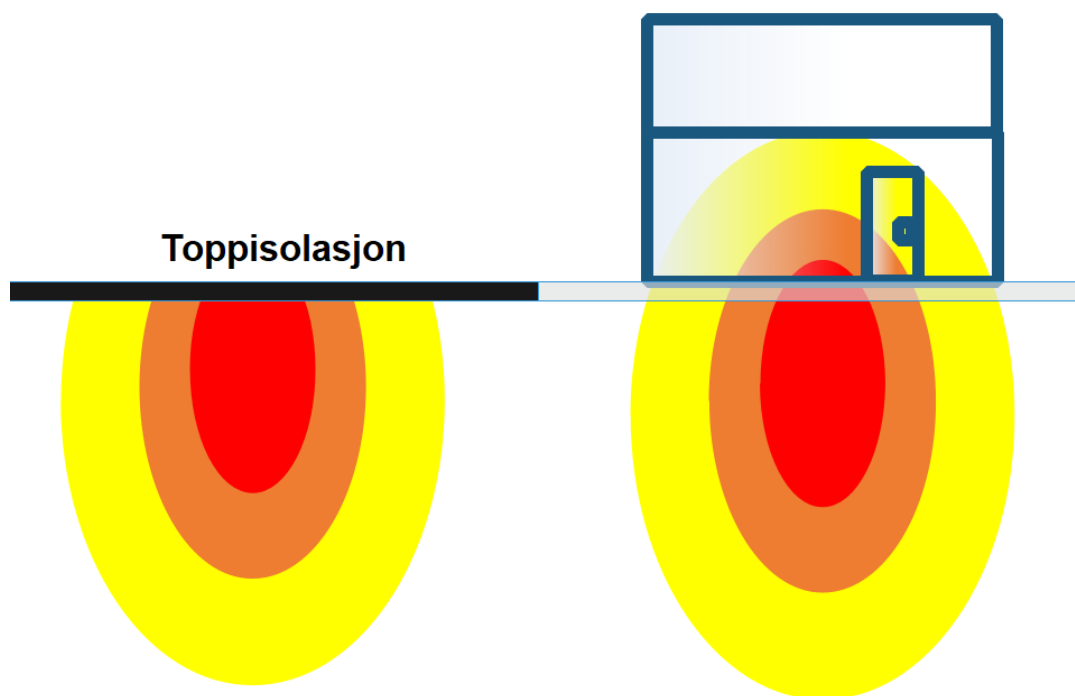
Figur 3.15 viser parallellkoblede brønner innen hver temperatursone, og sonene i serie. Kombinasjonssystemet tilbyr forsyning og henting fra hver sone. Anlegget i oppgaven anvender kombinasjonsoppsett.



Figur 3.15: Viser brønnpark med parallell og seriekobling, forenklet, alle brønner i hver sone skal kobles til tilhørende samlestokk. HT = høytemperatur, MT = middeltemperatur og LT = lavtemperatur.

3.3.5 Energitalp på toppen av brønnpark

Toppen av brønnparken kan isoleres eller anvende energien til direkte oppvarming av bygg som vist i figur 3.16. Isoleres toppen vil temperaturgradienten i senter bli høyere, og alt volum under vil være aktiv, derfor toppisoleres parken i oppgaven.



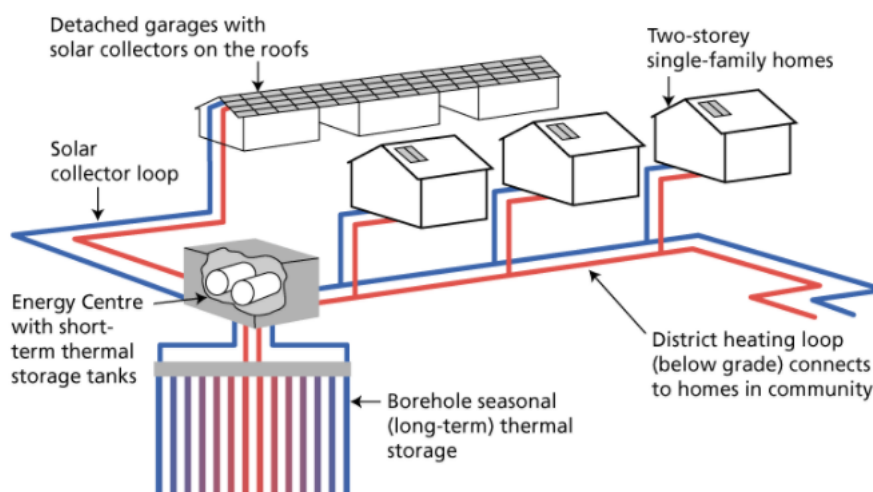
Figur 3.16: Illustrasjon av ulike metoder å anvende energitalpet ved toppen av brønnparken.

3.3.6 NMBU - energibrønn

Høsten 2016 og vinter 2017 ble det foretatt undersøkelser i en 66 meter enkeltbrønn med koaksialkolektor ved NMBU. Denne brønnen hadde en Ø115 mm, TPU-koaksialkolektor, levert av Anergy AS. De undersøkte blant annet hvor stor effekt per meter, W/m, brønnen klarte å absorbere. En 12 kW termisk vannvarmer stod på lenge nok til at temperaturen ble stabilisert, 12 kW på 66 meter blir 181 W/m. Betydelig høyere i forhold til andre kolektorer. Det måtte en temperaturforskjell på 18 K mellom gjennomsnittstemperaturen i strømpen og overgangen mellom strømpe og fjell, og temperaturen i berggrunnen. For å gjøre disse temperaturmålingene ble det brukt et Distributed Temperature Sensing System, DTS, fiberoptisk temperaturmåler (Føyn 2017).

3.3.7 Drake Ladning Solar Community - eksempel på stort anlegg i drift

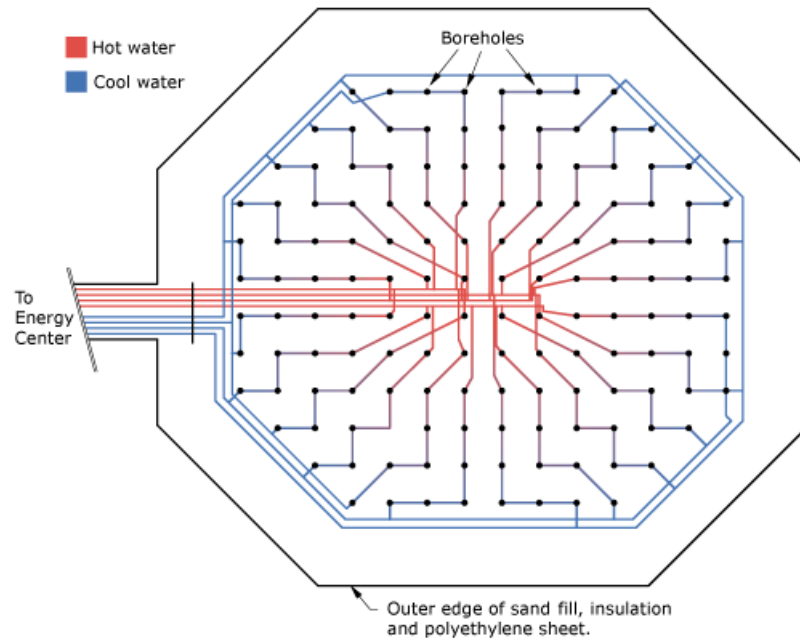
Drake Landing Solar Community, DLSC, i Canada, er et eksempel på storskalaanlegg for sesonglagring. DLSC ligger i Okotoks i Alberta, utenfor Calgary. Figur 3.17 viser de ulike hoveddelene; boligene, solfangere, akkumulator og brønnpark. Parken har vært i drift siden juli år 2007. I år 2015 var 100 % av oppvarmingsbehovet til boligene dekket av solenergi (Drake Landing Solar Community 2017a) .



Figur 3.17: Oversikt over de ulike hoveddelene til DLSC og oppkoblingen (Drake Lading Solar Community 2017b).

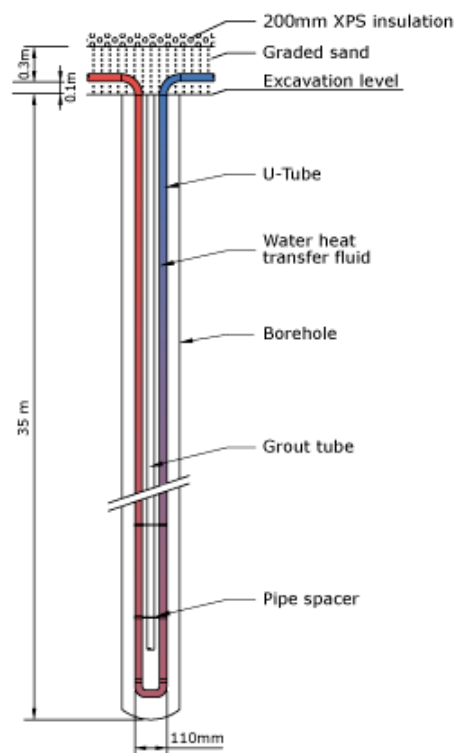
DLSC har to akkumulatører til lagring av vannet som kommer fra solfangerne. På dagtid brukes vannet direkte fra akkumulatortankene til oppvarming, og på kvelden ved overskudd av varme, sendes det til brønnparken.

Brønnparken til DLSC er bygget opp av 144 brønner, hvor seks og seks i 24 serier. Figur 3.18 viser hvordan varmtvannet under lading ledes inn i senter av brønnparken og avkjøles/fordeles utover i parken. Grunnen i brønnparken består i hovedsak av løsmasse.



Figur 3.18: Oversikt over brønnparkens oppkobling i serie (Drake Lading Solar Community 2017b).

Hver brønn med $\text{\O}150$ mm har PEX u-rørkollektor, $\text{\O}40$ mm. Figur 3.19 viser hvordan brønnene er bygget opp. Tabell 3.3 viser de viktigste nøkkeltallene for DLSC.



Figur 3.19: Utsnitt av en enkeltbrønn (Drake Lading Solar Community 2017b).

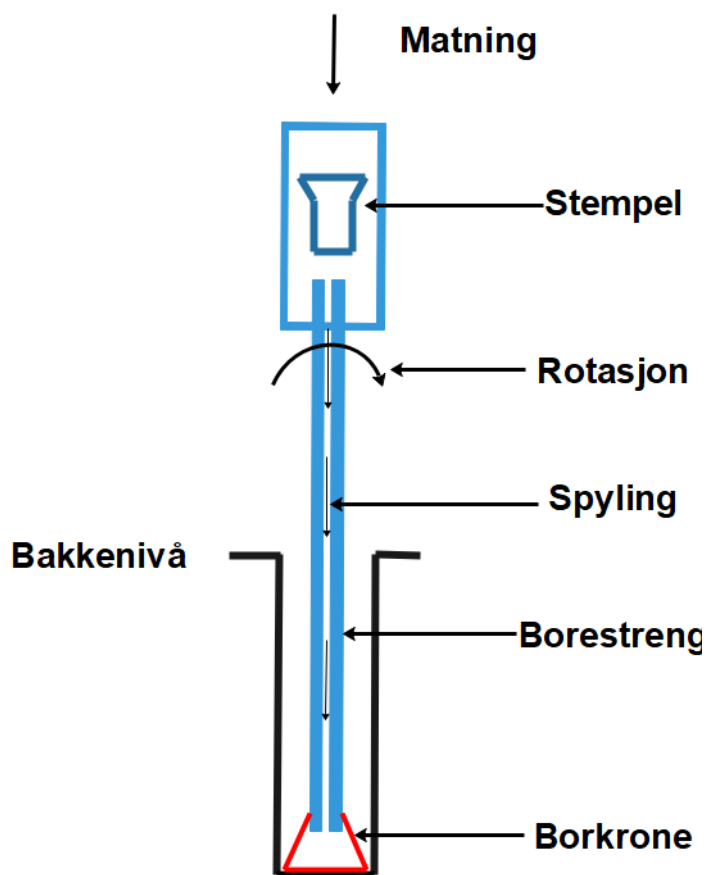
Tabell 3.3: Nøkkeltall for DLSC fra 1.juli 2014 til 30.juni 2015 (Canada Leidos 2015).

Beskrivelse	Mengde	Enhet
Solfangerareal	2 300	m ²
Solfangerareal per hus (52 hus)	44	m ²
Total høstet solenergi	1 207 222	kWh
Solfangerens ytelse	525	kWh/(m ² ·år)
Temperatur inn/ut fra solfangerne	50/80	°C
Virkningsgrad til solfangerne	36	%
Volum i parken	35 600	m ³
Parkdiameter	35	m
Antall brønner	144	stk
Antall brønner per hus	3	stk
Avstand mellom brønnene	2,25	m
Arealansvar hver brønn	4	m ²
Gjennomsnitts temperatur i parken	51	°C
Total solenergi levert til brønnparken	700 000	kWh
Total energi gjenvunnet fra brønnparken	311 944	kWh
Virkningsgrad brønnpark	48	%

3.4 Brønnboring

Det benyttes en lang rekke metoder når energibrønner settes. Mest brukt er hammerboring, perkusjon, deretter auger-spiralbor. Det er alltid en kombinasjon av hydraulikkrotasjon og pneumatikk til kjøling og fjerning av kaks.

Oppgaven anvender topphammerboring, figur 3.20. Den er tilpasset kortere brønner i fjellmasser. Løsmasser må fjernes om topphammer skal anvendes. Hammeren er innebygd med en rotasjonsmotor. Slagenergien og rotasjonen påføres ved toppen ved boreriggen (Vesle-gard og Simonsen 2014). Slagenergien overføres i borestrengen som trykkbølger og ned til borkrone. Topphammer kan bore til 35 m, for videre boring må borestrengen skjøtes stykkvis. Borkaks spyles opp med luft eller vann (Huus-Hansen 2017).



Figur 3.20: Prinsipp-skisse topphammerboring.

3.5 Alternative energiløsninger

Markedet tilbyr flere varmepumpealternativ, luft/luft-, luft/vann- og væske/vann-varmepumper. For væske/vann varmepumper skilles det mellom; berg-, jord-, sjø- og grunnvannsvarmepumper. Figur 3.21 viser oversikt over de ulike alternativene med tilhørende energidekningsgrad, EDG (Norsk Varmepumpeforening 2017a). Væske/vann bergvarmepumpe med solfanger kan øke effektiviteten.

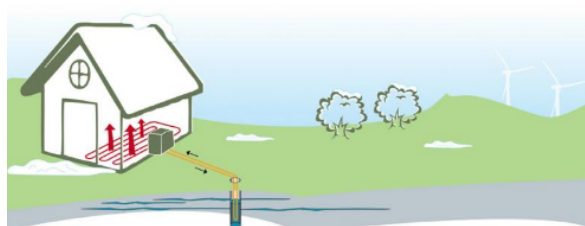
Typisk effekt per meter for en energibrønn til væske/vann varmepumpe er rundt 20-40 W/m.



(a) Luft/luft varmepumpe EDG: <40 % .



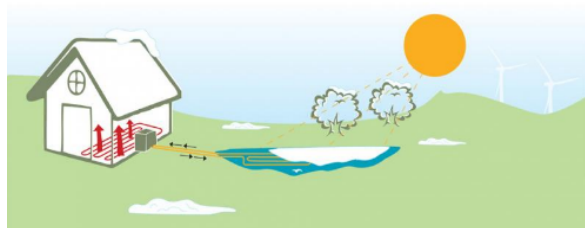
(b) Luft/vann- varmepumpe EDG: <50 %.



(c) Bergvarmepumpe EDG: ~60 %.



(d) Jordvarmepumpe EDG: ~60 %.



(e) Sjøvannsvarmepumpe EDG: ~60 %.



(f) Grunnvannsvarmepumpe EDG: ~60 %.

Figur 3.21: Viser en oversikt over de ulike varmepumpene og tilhørende energidekningsgrad (Norsk Varmepumpeforening 2017b).

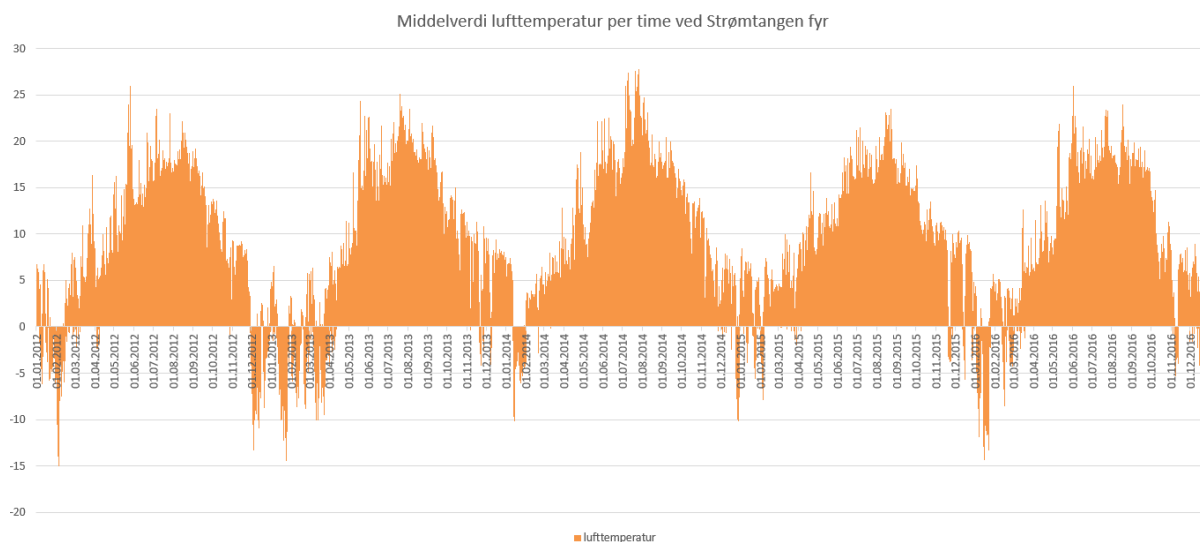
Ressursgrunnlag

4.1 Klima og meteorologi

Klimaet på Singlø er typisk norsk sørlig kystklima, og vil med sin plassering ha varmere somre og mildere vintre enn vestligere og nordligere regioner.

4.1.1 Temperatur og vindforhold

Figur 4.1 viser lufttemperaturen, middelerdi per time, ved Strømtangen fyr i tidsperioden år 2012 til år 2016, den nærmeste værstasjonen styrt av metrologisk institutt. Stasjonen er plassert 18 km vest for Singlø. Årsvariasjonen er ikke stor disse årene, mens de månedlige variasjonene er store. Gjennomsnittstemperaturen for sommermånedene er 10 °C til 16 °C, høst og vår er 3.4 °C til 8.4 °C og vinteren er -2,7 °C til 0,4 °C.



Figur 4.1: Middelverdi av lufttemperaturen på Strømtangen fyr ved Hvaler per time fra og med år 2012 til og med år 2016. Temperatur på y-aksen og dato på x-aksen. Data levert av Meteorologisk institutt.

Vindforholdene beskrives i figur 4.2, 4.3, 4.4 og 4.5, med vindroser med målinger ved Strømtangen fyr i tidsperioden år 1995 til år 2014. Vindrosene er prosentvis fordelt i ulike retninger og fargemarkert med hensyn til hastighet. Figur 4.2 og figur 4.3 viser vindforholdene på dagtid og kveldstid om sommeren, mens figur 4.4 og 4.5 viser vindforholdene for vår og høst. Vindforholdene er markant forskjellige. På dagtid er det sterkere vinder fra sørvest, om natten er det svakere vinder, men noe sterkere vind fra nordøst.

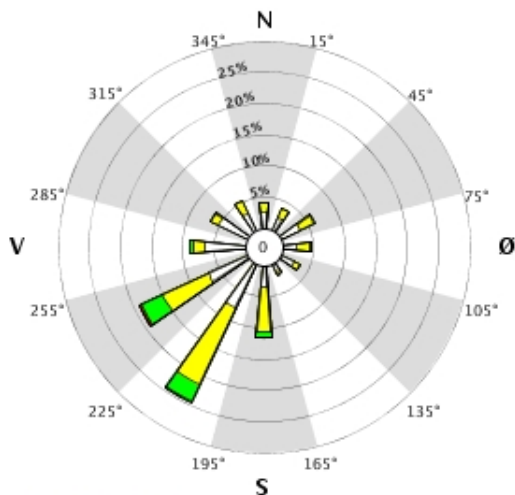
Vindrose, frekvensfordeling av vind

Vindretning deles i sektorer på 30°

Frekvensfordeling av vindhastighet i prosent %

Vindhastighet (m/s)

- >20.2
- 15.3-20.2
- 10.3-15.2
- 5.3-10.2
- 0.3-5.2

Stille (%)**År: 1995 - 2014****jun, jul, aug****Tidspunkt: 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 (NMT)****17000 STRØMTANGEN FYR**

Figur 4.2: Vindrose Strømtangen fyr sommerdag. Data er samlet fra år 1995 til år 2014, og levert av Meteorologisk institutt.

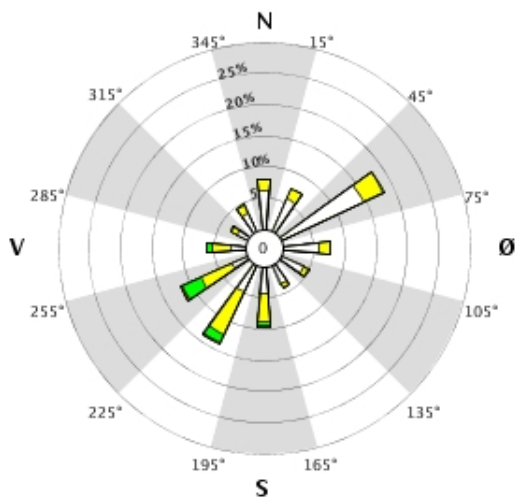
Vindrose, frekvensfordeling av vind

Vindretning deles i sektorer på 30°

Frekvensfordeling av vindhastighet i prosent %

Vindhastighet (m/s)

- >20.2
- 15.3-20.2
- 10.3-15.2
- 5.3-10.2
- 0.3-5.2

Stille (%)**År: 1995 - 2014****jun, jul, aug****Tidspunkt: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 21, 22, 23 (NMT)****17000 STRØMTANGEN FYR**

Figur 4.3: Vindrose Strømtangen fyr sommernatt. Data er samlet fra år 1995 til år 2014 og levert av Meteorologisk institutt.

Vindrose, frekvensfordeling av vind

Vindretning deles i sektorer på 30°

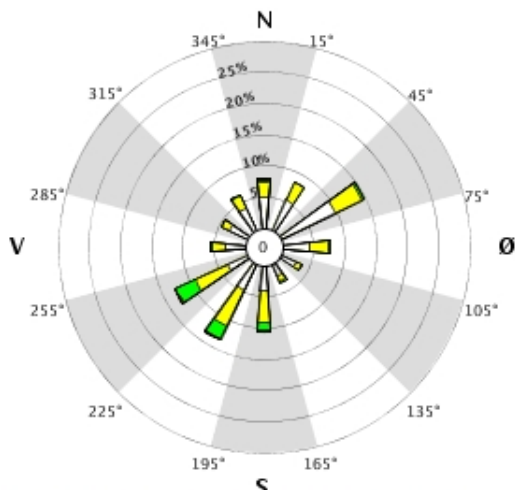
Frekvensfordeling av vindhastighet i prosent %

Vindhastighet (m/s)

- >20.2
- 15.3-20.2
- 10.3-15.2
- 5.3-10.2
- 0.3-5.2

Stille (%)

Meteorologisk institutt

År: 1995 - 2014**mar, apr, mai****Tidspunkt: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 (NMT)****17000 STRØMTANGEN FYR**

Figur 4.4: Vindrose Strømtangen fyr vår. Data er samlet fra år 1995 til år 2014 og levert av Meteorologisk institutt.

Vindrose, frekvensfordeling av vind

Vindretning deles i sektorer på 30°

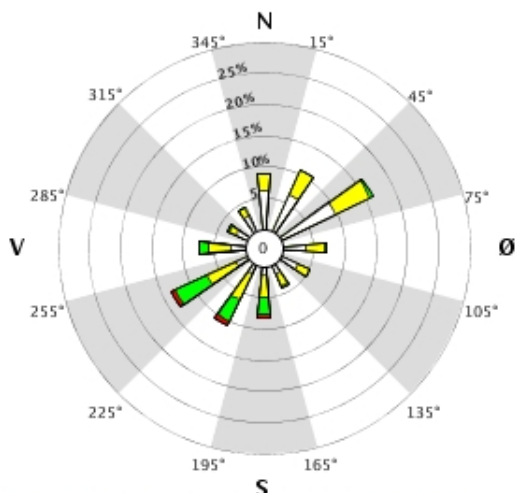
Frekvensfordeling av vindhastighet i prosent %

Vindhastighet (m/s)

- >20.2
- 15.3-20.2
- 10.3-15.2
- 5.3-10.2
- 0.3-5.2

Stille (%)

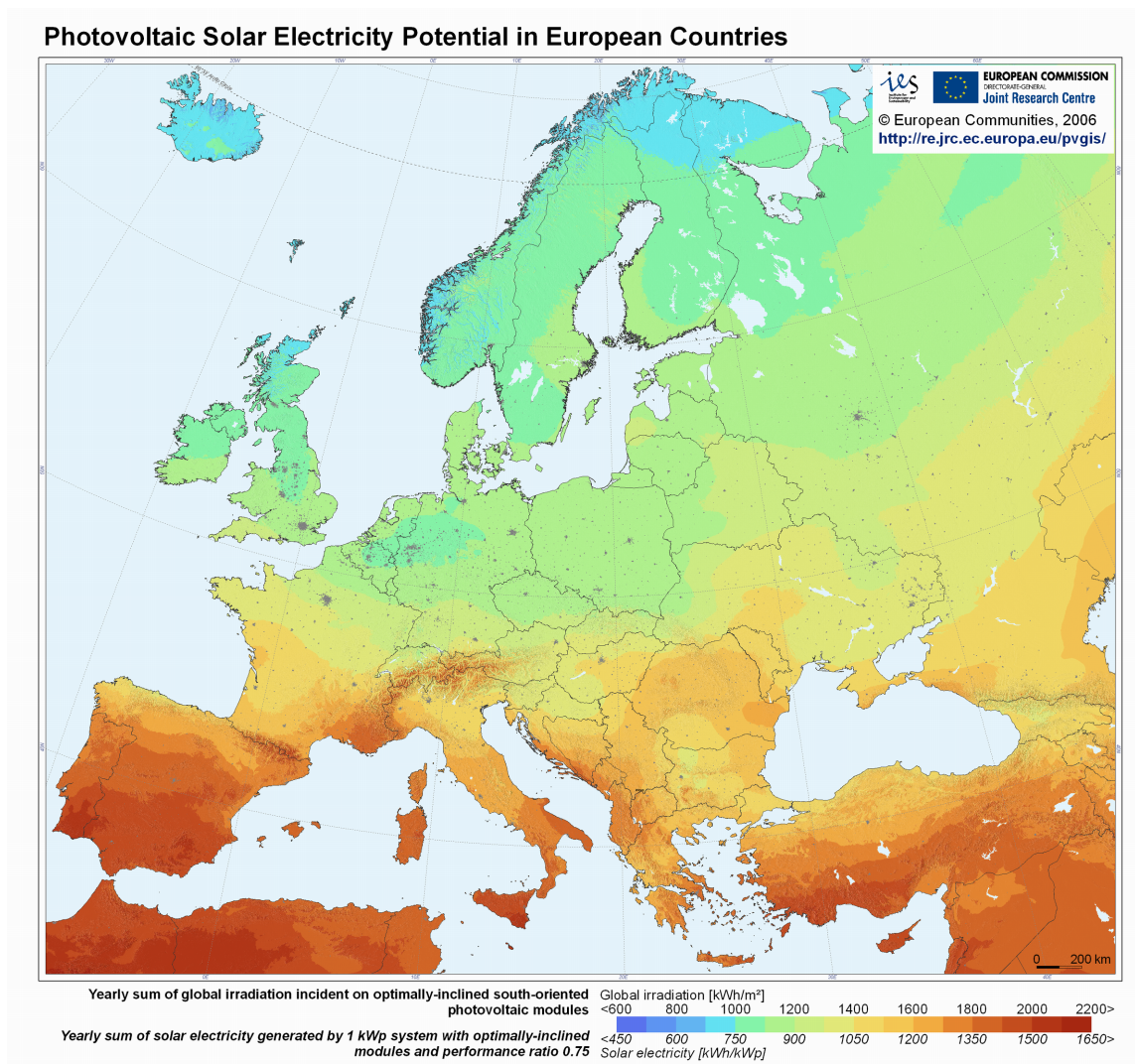
Meteorologisk institutt

År: 1995 - 2014**sep, okt, nov****Tidspunkt: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 (NMT)****17000 STRØMTANGEN FYR**

Figur 4.5: Vindrose Strømtangen fyr høst. Data er samlet fra år 1995 til år 2014 og levert av Meteorologisk institutt.

4.1.2 Solinnstråling

Figur 4.6 beskriver solinnstrålingen på en optimalisert skråstilt overflate i Europa. blått er svakeste område og rødt sterkest. Middelhavsområdet er gunstigst. Hvaler vil ha en forventet innstråling på ca 1200 kWh/m².



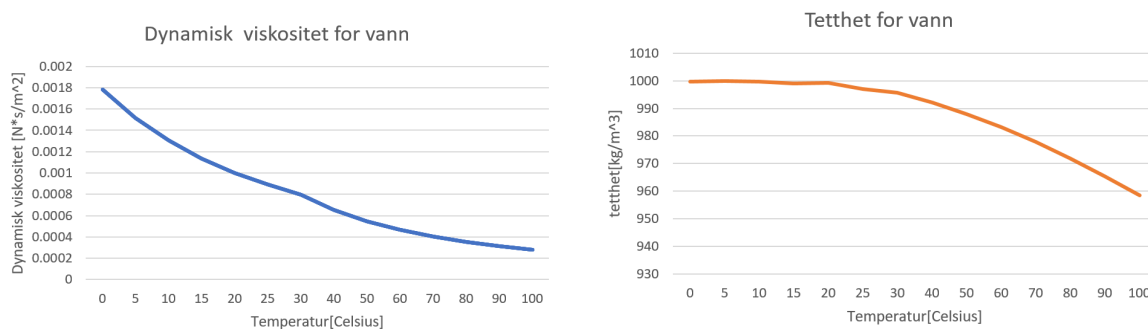
Figur 4.6: Solinnstrålingskart over Europa som viser årlig innstrålt energi per kvadratmeter optimalt vinklet overflate (Šuri mfl. 2007).

4.2 Energibærer

Anleggets energibærer er rent vann i solfanger, brønnpark og forbrukskrets. Driftstemperatur og sesonglagerets krav gjør bruken av vann velegnet. Energibæreren velges ved å kartlegge de fysiske egenskapene for ulike fluid, som frysepunkt, kokepunkt, viskositet og miljøpåvirkning.

Solfangeranlegget dreneres når sirkulasjonen stopper for å unngå frost og koking. Energibæreren i brønnparken vil aldri nærme seg frysepunktet. Vann er gratis og miljøvennlig. Vann vil ikke gi miljøkonsekvenser ved lekkasje i anlegget.

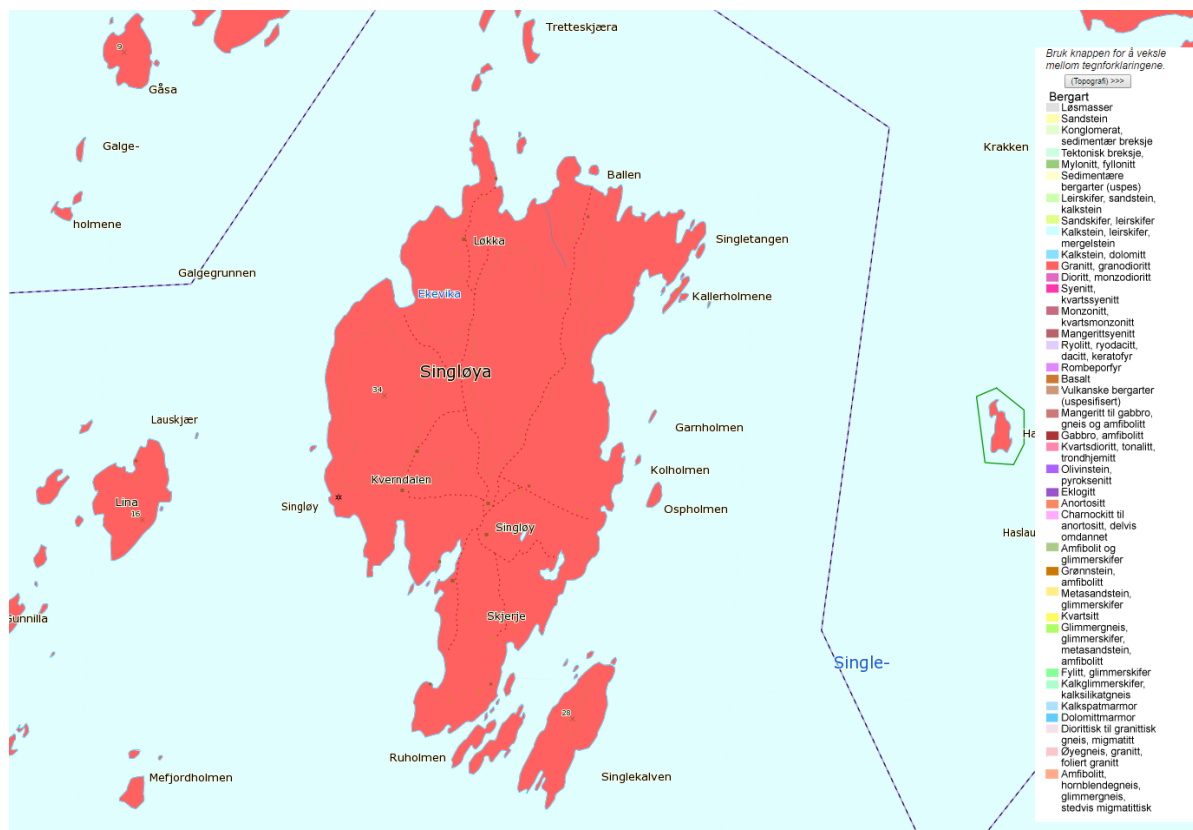
Figur 4.7 viser dynamisk viskositet og tetthet for vann. Anlegget opererer med lave trykk, men vil driftes med høy temperaturredifferanse.



Figur 4.7: Dynamisk viskositet og tettheten til vann ved ulike temperaturer. Tall hentet fra (Borgnakke og Sonntag 2014).

4.3 Geologi Singlø

Figur 4.8 viser berggrunnen på Singlø. Ut fra kartet er det granitt, og i følge Norges Geologiske Undersøkelse, NGU, er det Iddefjordsgranitt på Singlø (Slagstad 2017). Det er ikke gjort geologiske undersøkelser på Singlø. Ledningsevne, tetthet, varmekapasitet og diffusivitet til Iddefjordsgranitt er fremstilt i tabell 4.1.



Figur 4.8: Utklipp av Singlø og hvilken geologi som er på øya. Hentet fra <http://geo.ngu.no/kart/berggrunn/>.

Tabell 4.1: Iddefjordsgranitts egenskaper.

Termisk ledningsevne [W/(mK)]	3,1
Spesifikk varmekapasitet [kJ/(kgK)]	0,85
Volumetrisk varmekapasitet [MJ/(m ³ K)]	2,5
Diffusitet [mm ² /s]	1,2
Tetthet [kg/m ³]	3000

Volumetrisk varmekapasitet er i tabell 4.1 oppgitt i MJ/m³K. Omgjort til kWh/m³K blir Iddefjordsgranitts volumetriske varmekapasitet ca. 0,7 kWh/m³K. Dette vil si at i en brønnpark med aktivt volum på 2000 m³, vil en temperaturøkning på 1 K representere 1400 kWh mer termisk energi lagret. Det er usikkerhet og forskjeller i varmekapasiteten til Iddefjordsgranitt, derfor vil videre beregninger i denne oppgaven ta utgangspunkt i 0,5 kWh/m³K.

Analyser av termisk responstester indikerer at grunnvann stort sett står stille (Ramstad 2017). Det antas derfor at dette gjelder Singlø. Temperaturen i grunnvannet vil være rundt 7 °C (Sintef.no 2011).

Metode

5.1 Brønnpark og solfangerplassering - Singlø

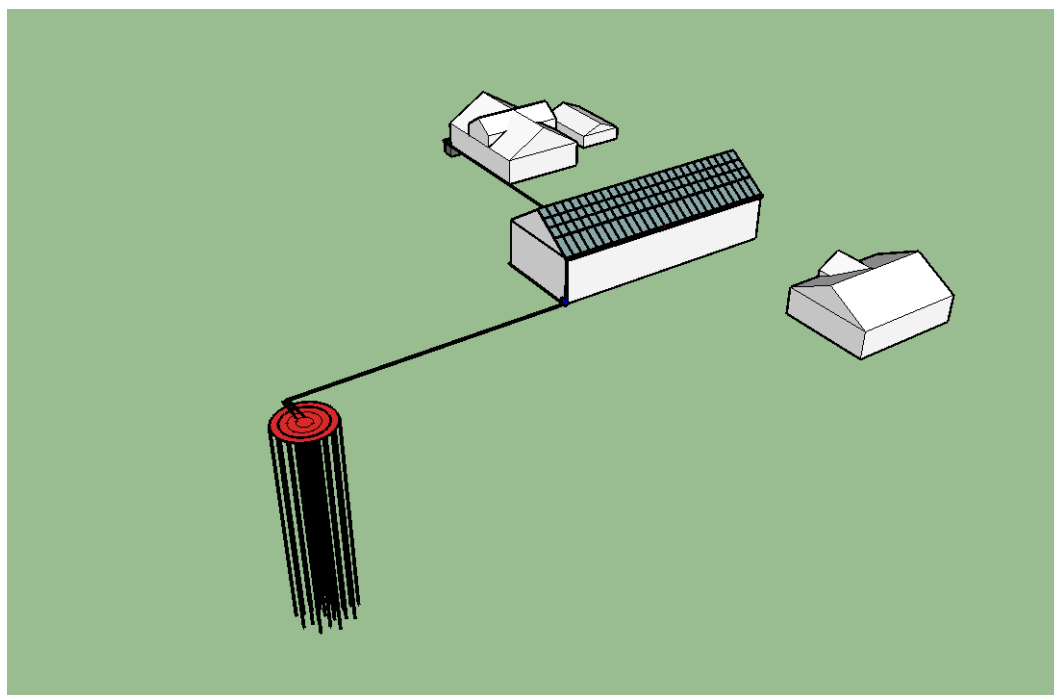
Valg av plassering av de ulike delene i anlegget er viktig med hensyn til utfordringer, kostnader for installasjon og tilgjengelighet. Anlegget monteres ved eksisterende bygg. Eier av gårdsbruket vil anvende tak som ikke er synlig fra hovedhuset. Låven med sitt store sør-østvendte tak er velegnet til solfangst og er motsatt rettet fra hovedhuset. I figur 5.1 representerer solfangerne rødt markert område og dekker hele den sør-østvendte delen av låvetaket. Flyfotoet viser alle bygningner på gårdsbruket. Til høyre for låven ligger et vognskjul. Hovedhuset med en mindre boenhet ligger rett til venstre for låven.

Brønnparken blir plassert omtrent 40 m sør for låven, og den er markert med en blå sirkel i figur 5.1. Anlegget skal monteres på en øy, derfor må transport av nødvendig anleggsutstyr betraktes. Et område med åpent fjell velges slik at topphammerboring kan anvendes, grunnet lettere og mindre borerigg. Dette for å få ned transportkostnadene ved brønnboring. Det valgte området har et tynt lag med jordmasse, dette kan lett fjernes.

Figur 5.2 viser en 3D tegning av anlegget.



Figur 5.1: Viser oversiktsfoto av småbruket, rødt er solfanger og blått er brønnpark. Skyggene på bildet antyder at det er tatt ca klokka 12, siden solen står i sør. Bildet er hentet fra www.norgeibilder.no.



Figur 5.2: 3D-tegning av småbruket på Singlø.

5.2 Småbrukets energiforbruk

Forbruket er oppgitt til ca. 35 000 kWh og inkluderer oppvarming, varmtvann og strøm til tv, kjøleskap, komfyr etc. Målet med sesonglagring er å dekke all el-oppvarming (30 000 kWh). Eieren har ønsket at anlegget skal dimensjoneres for 60 000 kWh årlig til oppvarming, for mulig fremtidig utbygging.

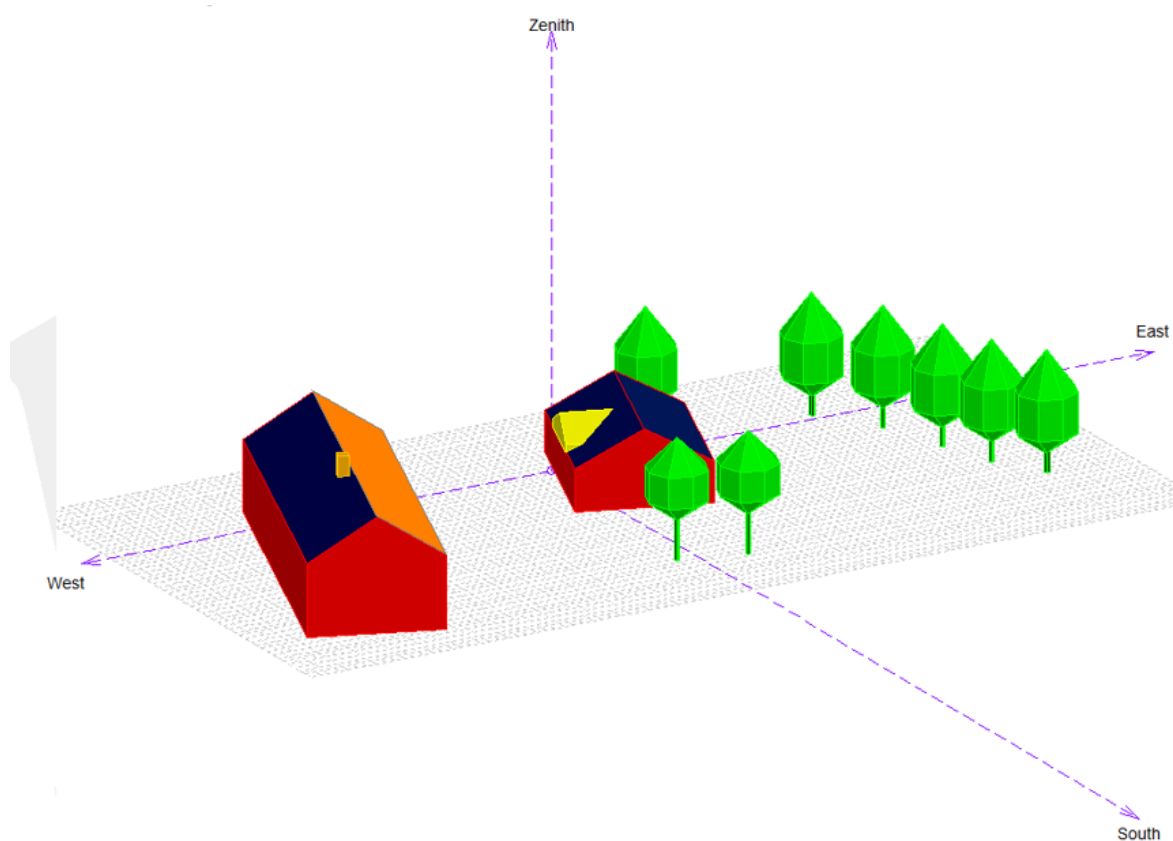
Oppgaven tar kun for seg forsyning av energi til hovedhuset på gården.

5.3 PVsyst - Beregning av solinnstråling

PVsyst er et simuleringsverktøy for å analysere solinnstråling. Programvaren ble opprettet av Dr. André Mermoud ved Universitet i Geneve. PVsyst gjør det mulig å beregne solforhold for gjeldende lokasjon, videre analyserer det produksjon og lagringsalternativer for strøm (PVsyst 2012a). Datagrunnlaget brukt i PVsyst er meteonorm(database), som henter måledata fra 1200 stasjoner globalt. Måledataene oppgis som et middelår av målinger høstet i perioden år 1960 til år 1991 og år 1981 til år 2000 (PVsyst 2012b). Data for gjeldende lokasjon blir interpolert mellom de tre nærmeste målestasjonene, som gir middelverdien mellom gjeldende stasjoner.

Simuleringen baseres på; geografisk lokasjon, 3D-modell av skyggeelementer, målte klimadata, høyde over havet, AM, korrigering av asimutvinkel og albedo.

Arealet har fem ulike solflater som kan ha solfangere. Sør-østvendt låvetak velges, og simuleres. Konstruerer 3D-modell og meteodata i PVsyst under kategori; project design - Stand Alone. PVsysts simuleringsdata brukes som grunnlag for å estimere høstet energi i solfanger.



Figur 5.3: 3D-modell brukt i simuleringen i PVsyst.

Figur 5.3 viser 3D-modellen oppgaven behandler, og gir en tydelig oversikt over de gjeldende skyggelementene og vinkel på bygningene i forhold til nord-sør. Låvens asimutvinkel er -70 grader, og oransje farge viser solfanger.

PVsyst gir en horisontsimulering som beskriver effekt av asimutvinkel og eventuelle skyggende elementer.

5.3.1 Solfangers virkningsgrad

Solfangerenes virkningsgrad som beskrevet under kapittel 3.2.2, er vanskelig å beregne helt korrekt da det er mye som påvirker. I beregningen settes solfangerenes virkningsgrad til 50 % for solinnstråling opp til 600 W/m^2 og 30 % på det som overstiger.

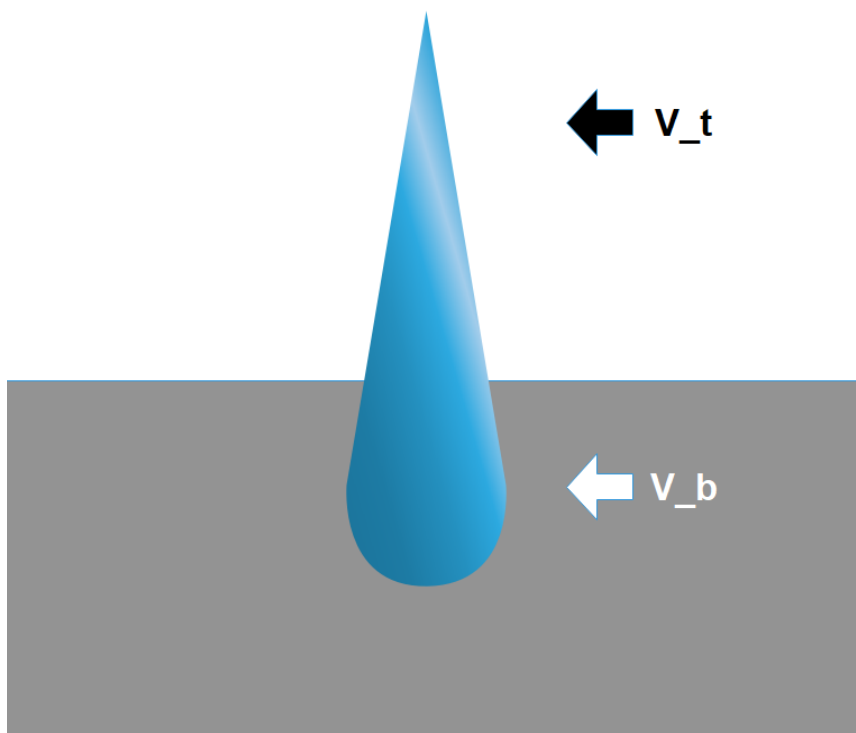
5.4 Volumberegning av brønnparken

Brønnparkvolumet dimensjoneres etter oppvarmingsbehovet. Ut fra termodynamikkens første lov kan formel 5.1 brukes for volumberegning:

$$W_{lagret} = C_{pv} \cdot V \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

W_{lagret} er lagret energi i parkvolumet, C_{pv} er den spesifikke volumetriske varmekapasiteten som forklart i kapittel 4.3. V er volumet nødvendig for å lagre energien. ΔT er ønsket temperaturvandring i løpet av sesongen, altså differansen mellom ønsket maksimal temperatur under lading og laveste brønnparktemperatur før ny ladesesong.

Når ønsket volum er fastsatt, skal utformingen av parken beregnes. Sylinder er den foretrukne geometriske formen, som forklart i kapittel 3.3.3. Lokasjon av brønnparken krever begrensning ved toppareal, dermed vinkles brønnene, formes dermed til kjegle. Figur 5.4 beskriver hvordan kjeglen vil se ut, et todelt volum. Det grå området symboliserer grunnfjellet, det hvite er over bakken. Kjeglevolumet under bakken har høyden H_b , mens den resterende kjeglen har høyden H_t . Dermed vil formel 5.2 beskrive volumet for den totale kjeglen V_{total} , der V_b er brønnparkens volum og V_t er kjeglen over bakken.



Figur 5.4: Viser det totale volumet kjegleformen representerer. Det grå området er berggrunn og kjeglevolumet under bakken er V_b , mens V_t er kjeglevolumet over bakken.

$$V_b = V_{total} - V_t \quad (5.2)$$

Setter inn formler for kjegle og løser ut formel 5.2 og får formel 5.3 som løses numerisk. Der r_{bunn} er radius til den totale kjeglen i bunnen, og r_t er radius på toppen av brønnparken. Dermed kan en variere de ulike faktorene avhenging av dimensjoneringskriterier og løse ut radius eller høyder numerisk, ved å sette tall inn i formelen 5.3 og tilpasse for ønskede verdier.

$$V_b = \frac{\pi \cdot r_{bunn}^2 \cdot (H_b + H_t)}{3} - \frac{\pi \cdot r_t^2 \cdot H_t}{3} \quad (5.3)$$

Der H_b og H_t er høydene til kjeglen henholdsvis under og over bakkenivå. Radius til bunnen av brønnparken er r_{bunn} og r_t toppen.

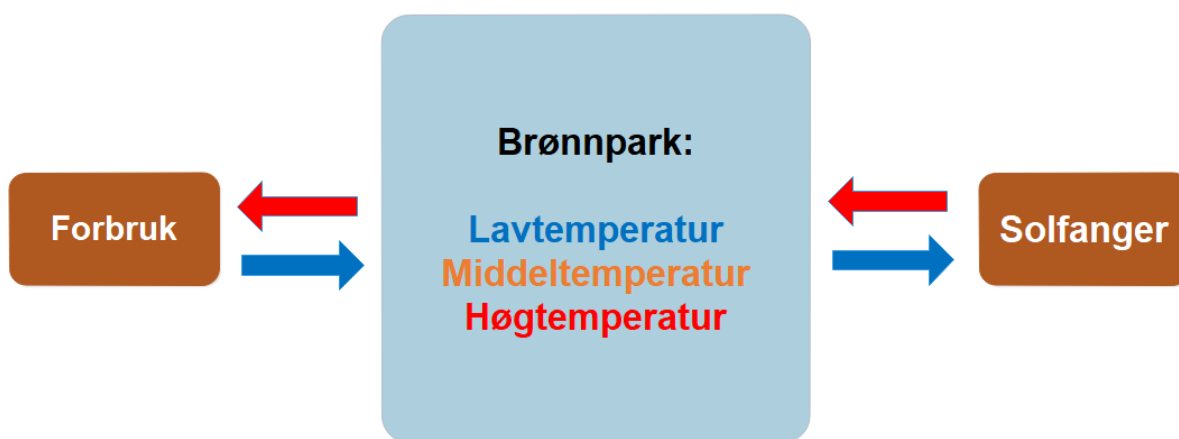
5.5 Oppkobling til hovedhuset

Hovedhuset har vannbåren varme med elektriske vannvarmere. Derfor kobles sesonglageret til eksisterende anlegg.

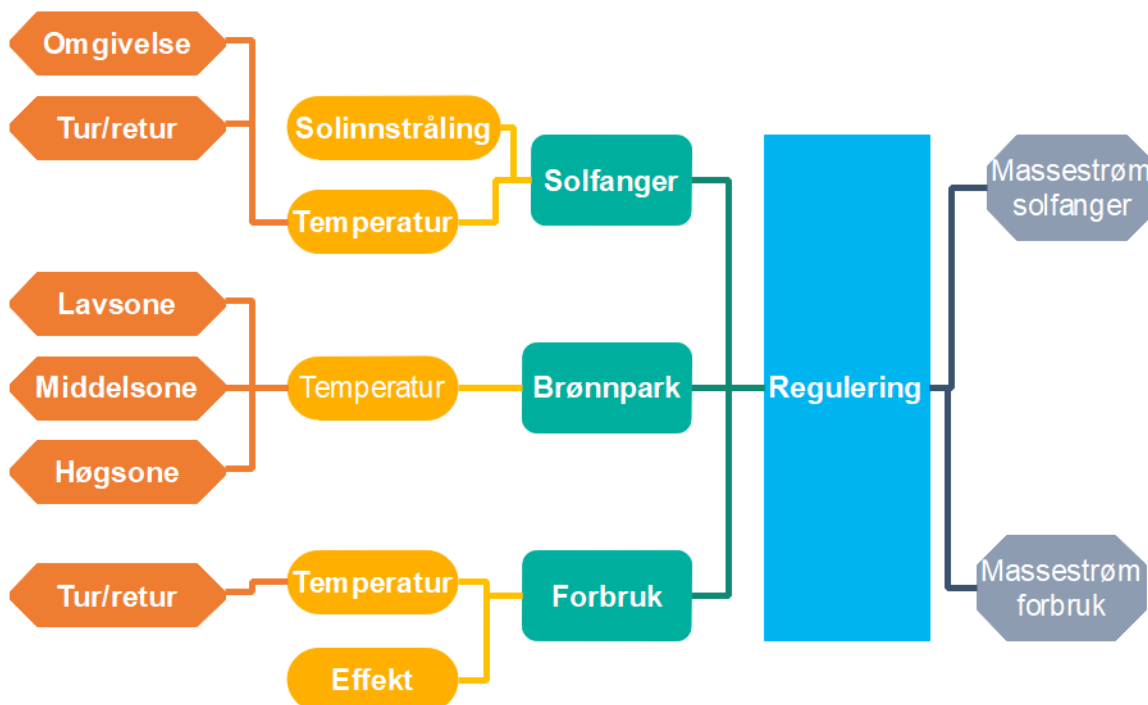
Anlegget har en enkel krets som forsyner hovedhuset. I kretsen sirkuleres vann gjennom en varmtvannsbereder for forbruksvann deretter til gulvarmesystemet. Det skal distribueres vann til forvarmingen av bruksvann og det vannbårne systemet hele året.

5.6 Regulering for fangst-lagring-distribusjon

Et reguleringsprogram styrer levering og henting av energibærer ved ulike temperaturer etter forutbestemte prioriteringskrav. Hovedelementene ved systemet vises i figur 5.5, styringsparametrene i figur 5.6.



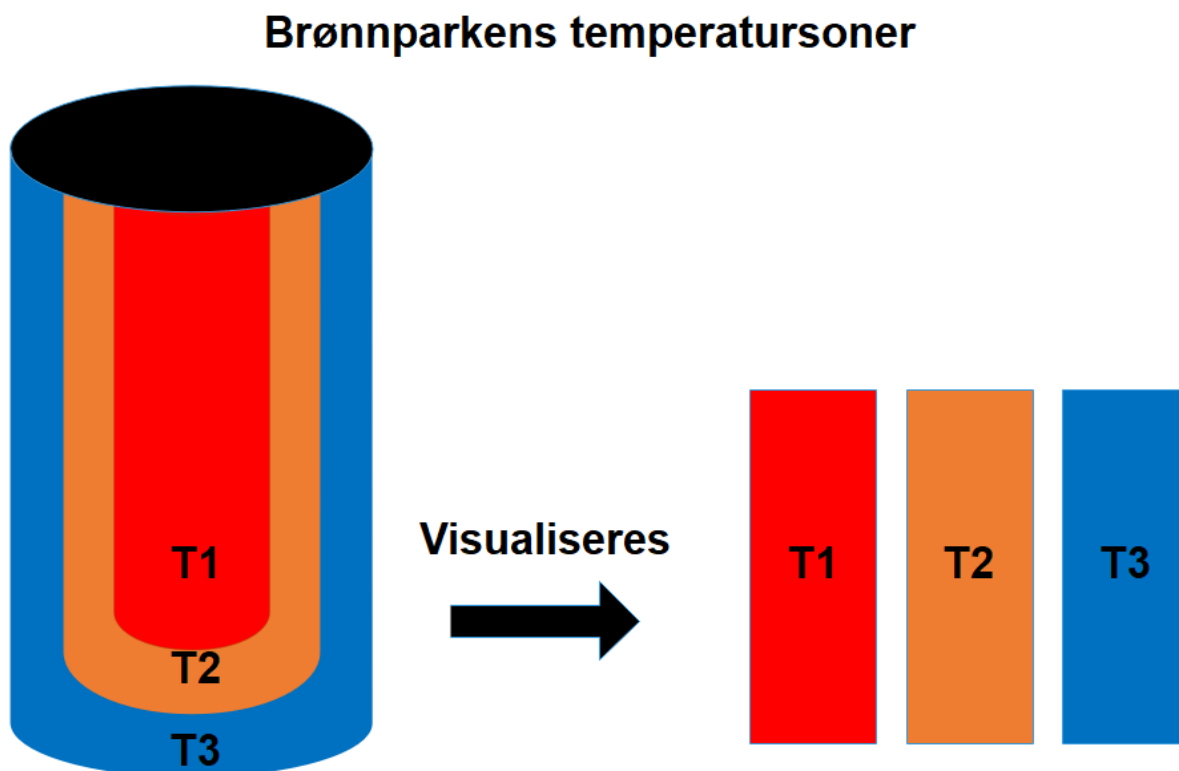
Figur 5.5: Viser samhandlingen mellom hovedelementene i reguleringsprogrammet.



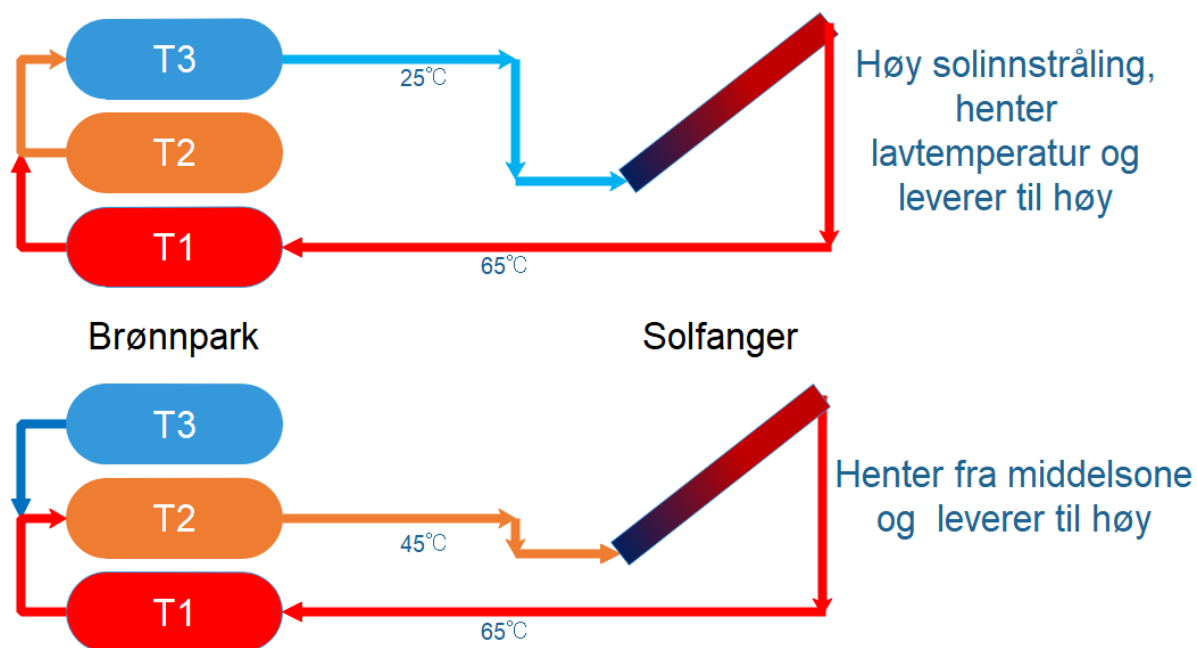
Figur 5.6: Viser styringsparametrene for reguleringsprogrammet.

5.6.1 Lading og distribusjon

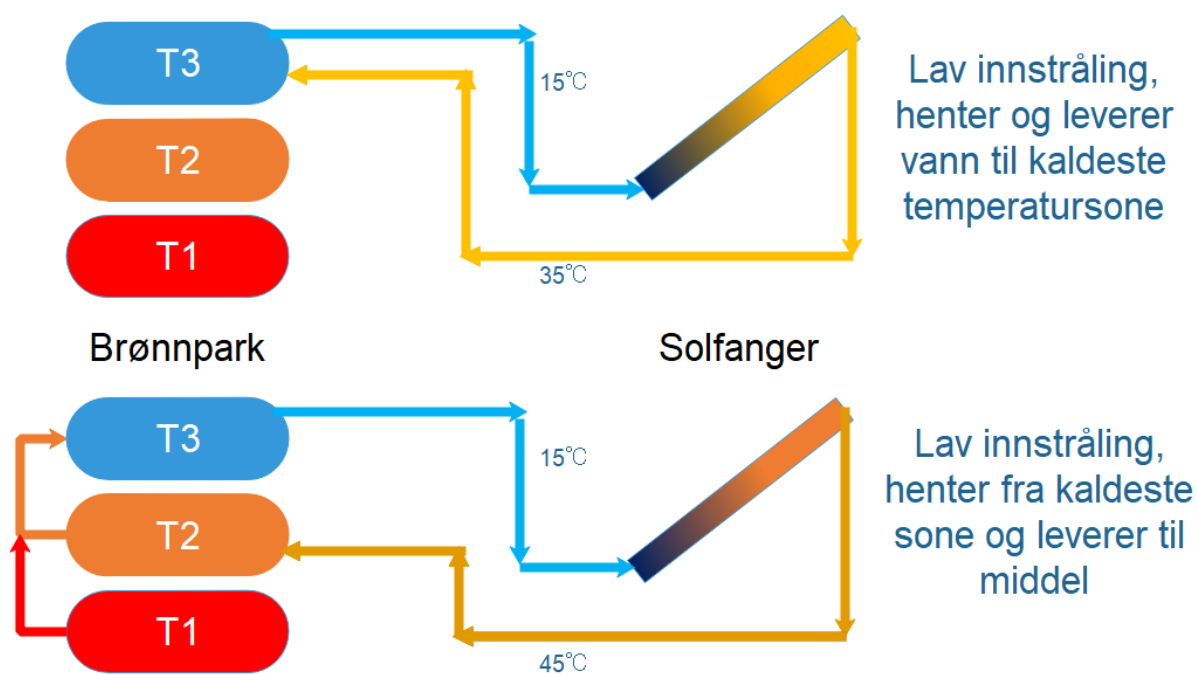
Visualiserer brønnparkens temperatursoner som tre separate varmelager, som vist i figur 5.7. Flexibilitet ved lading vises i figur 5.8 og 5.9, henholdsvis ved høy og lav innstråling. Ikke hensiktsmessig å levere varm energibærer til solfanger, ved lav innstråling. Ved svakere innstråling varmes lavtemperatursonen.



Figur 5.7: Visualiserer brønnparkens temperatursoner som 3 separate lager.

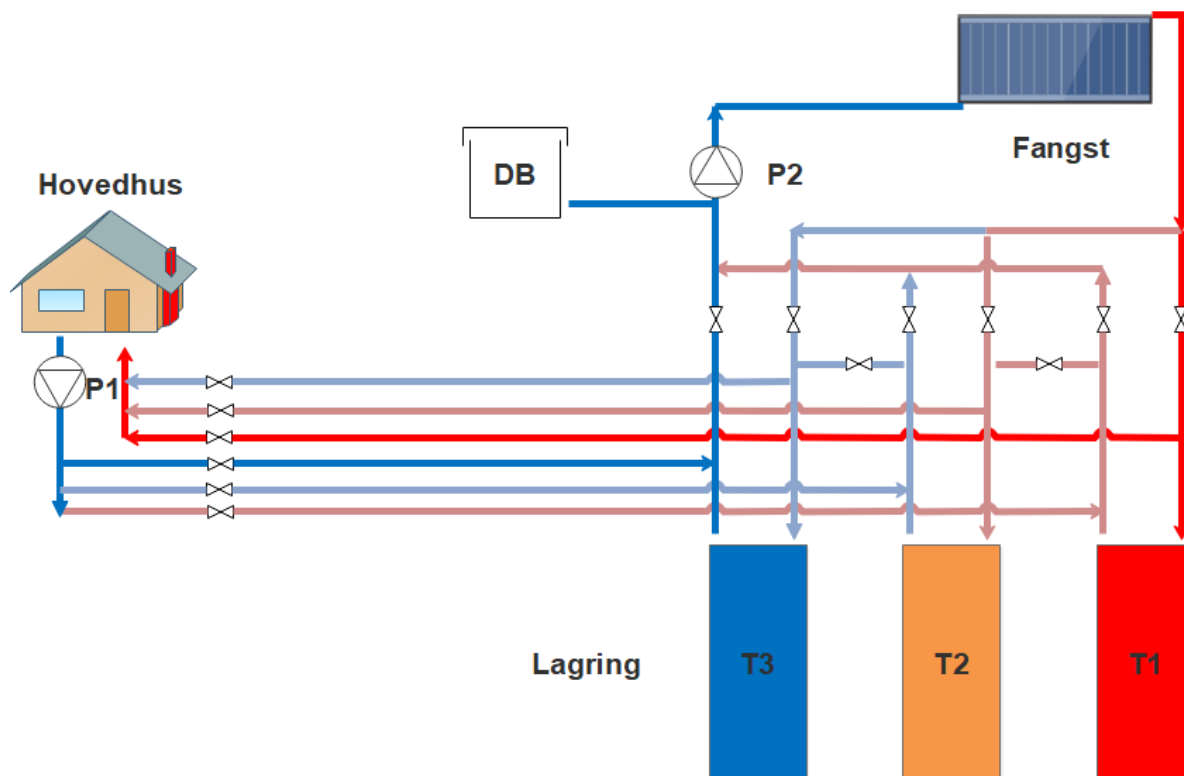


Figur 5.8: Viser fleksibilitet i systemet ved turstrømning til solfanger.

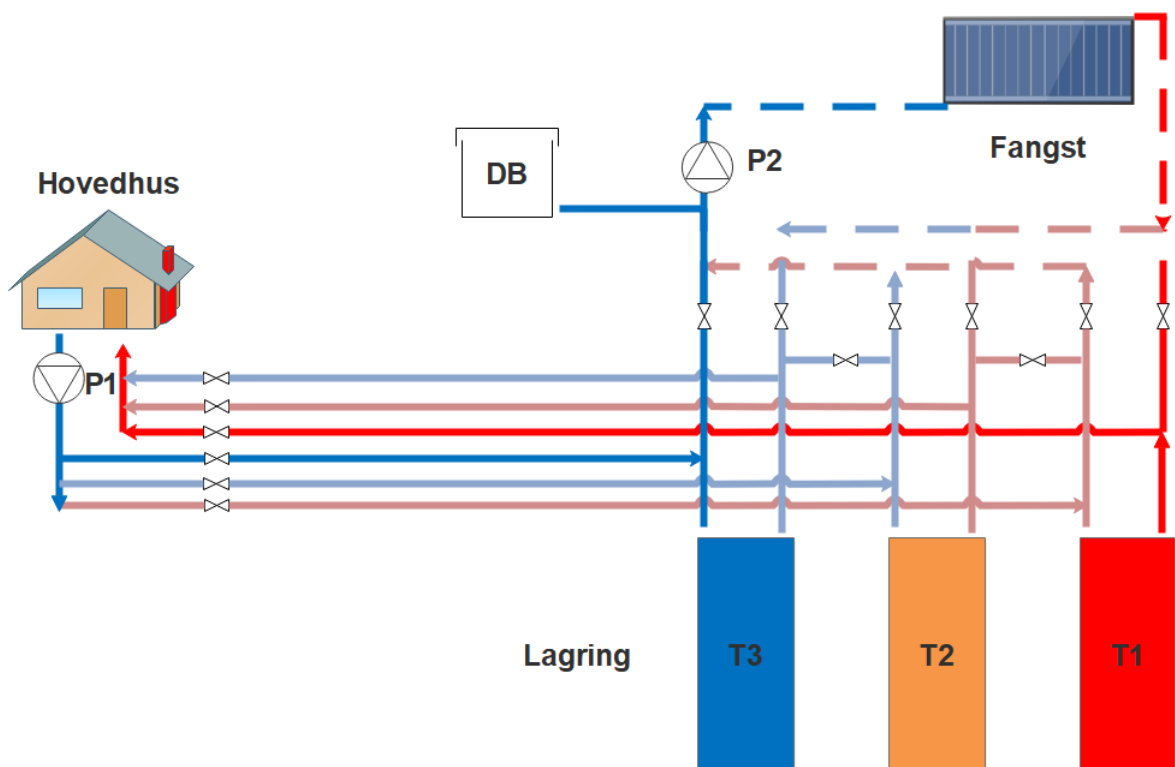


Figur 5.9: Viser fleksibilitet i systemet ved returstrømning fra solfanger.

Figur 5.10, flytskjema som gir reguleringsprogrammet fleksibilitet. Figur 5.11 viser til forbruk uten lading. Fangst = solfanger, DB = dreneringstank, hovedhus. Lagring henviser til brønnparken med temperatursonene, T1, T2 og T3. P1 er pumpen til hovedhuset og P2 til solfangerne. Ventilene er av/på kuleventiler.



Figur 5.10: Flytskjema for lading og distribusjon, med full fleksibilitet. DB er dreneringstank, T1, T2 og T3 er temperatursoner henholdsvis fra senter, P1 og P2 er pumpe.



Figur 5.11: Flytskjema for forbruk uten lading. Stiplet linje er frakoblet. DB er dreneringstank, T1, T2 og T3 er temperatursoner henholdsvis fra senter, P1 og P2 er pumpe.

5.7 Dreneringstank

Anlegget er selvdrenerende, det vil si at det tømmes når det ikke er i drift. Av sikkerhetsgrunner skal ikke vann være i rørsystemet over vannspeilet til dreneringstanken p.g.a. frysing ved kalde perioder, koking om sommeren, strømstans eller annen teknisk feil. Rørsystem over bakken er solfanger og transportrør. Vannet renner til en dreneringstank som rommer det totale vannvolumet rørsystemet representerer. Dreneringstankens tilleggsfunksjoner er å oppta volumendring som følge av varierende temperatur og utlufting av oksygen.

Tanken er i rustfritt stål. Én stor tank eller flere mindre i parallell.

Tankens vannspeil skal være i god høyde over pumpen, alltid våt. Det bør installeres en nivåføler som styrer av/på bryteren til pumpen, dermed stoppes pumpen om vannspeilet er under pumpens høyde. Dreneringstanken settes i låven, temperert og dermed frostsikker.

5.8 Strømningsteknikk og rørtype

Systemets temperaturkrav åpner for bruk av PERT ved moderat temperatur eller PEX ved høy. PERT og PEX er prisgunstig og lett å anvende. PERT er sveisbar, mens PEX er ikke og krever koblingsdeler. Anlegget er tilnærmet trykkløst og vil operere med en øvre temperatur på 65 °C.

Nomogram for vann i kobberrør anvendes for rørdimensjonering og er likt for PERT og PEX. Nomogram tar utgangspunkt i massestrøm og trykkfall for å beregne indre diameter på røret. Det er lagt ved som vedlegg A.2, og er hentet fra GPA Flowsystem AS produktkatalog.

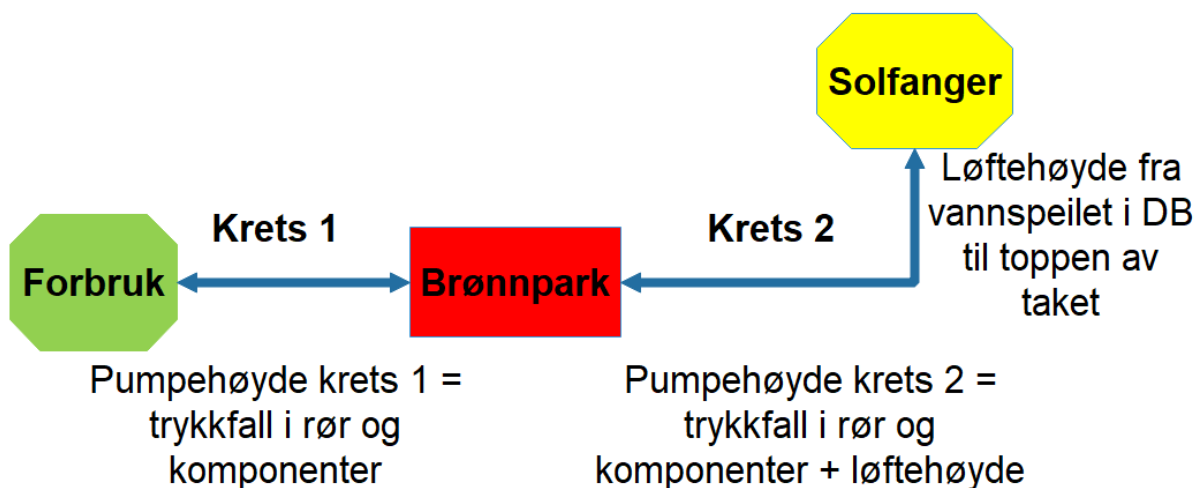
Trykkfall for hver av komponentene i anlegget settes til 0,5 mvs, 5 kPa.

5.9 Sirkulasjonspumpe

Systemet skal ha sentrifugalpumper, åpen ved stopp, dermed vil vannet renne fra solfangeren gjennom pumpene til dreneringstanken når anlegget står. Det trengs to pumpesystem i anlegget; hovedhus og fangst. Pumpekretsene skal jobbe uavhengig, regulert av styringsystemet. Pumpene må stå tørt og temperert, et alternativ er i låven.

For kretsen til hovedhuset er rør- og komponenttapene dimensjonerende, mens under fangst

betrakter man løftehøyden i tillegg, figur 5.12.



Figur 5.12: Viser dimensjonerende element for pumpene.

5.10 Økonomi

5.10.1 Nåverdimetoden

For å finne ut om investeringen er lønnsom brukes nåverdimetoden. Denne metoden sammenligner nåverdien av den fremtidige kontantstrømmen og investeringen.

$$NNV = -U_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r_k)^t} \quad (5.4)$$

Her er U_0 investeringsbeløpet, K_t er den årlige kontantstrømmen ved år t , n er antatt levetid og r_k er kalkulasjonsrenten.

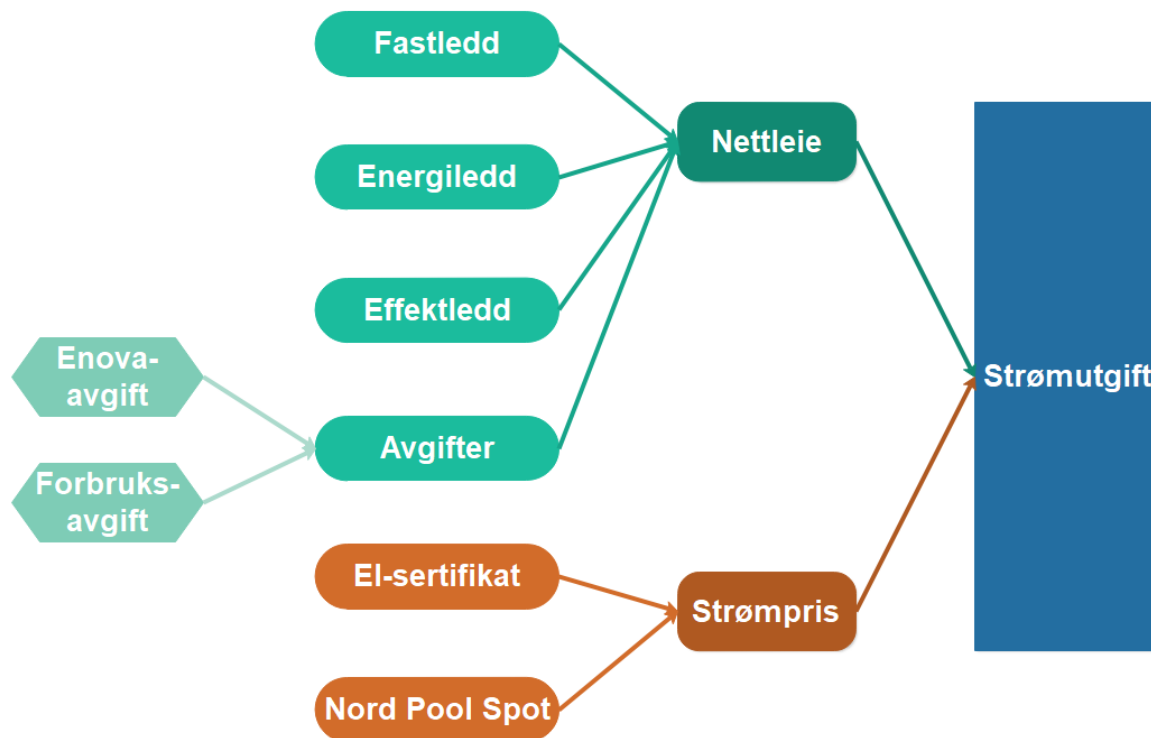
Investeringskostnaden ved sesonglagring er kostnaden for hele anlegget, det vil si: boring, kollektor, rør, solfanger, pumpe, dreneringstank, reguleringsystem og montering. Kontantstrømmen er de årlige sparte kostnadene minus kostnader ved drift og vedlikehold. Kalkulasjonsrenten baserer seg på risiko, avkastningskrav, gjennomsnittlig rente i lånemarkedet og inflasjonstakten. Er det høy risiko vil renten være høyere enn ved lav. Antatt levetid er hvor lenge det er antatt at investeringen gir en kontantstrøm.

Levetiden til komponentene er varierende, alt utenom pumpe, ventiler og vinkplaten (dekkplaten til solfangeren) har en levetid på minimum 50 år. Pumpene må byttes hvert 15. år, ventiler og vinkplaten må byttes etter ca 25 år.

I denne oppgaven settes kalkulasjonsrenten til 0,3 % og 0,6 %.

5.10.2 Strømutgift

Figur 5.13 viser hvordan strømutgiften er sammensatt. Strømprisen tar utgangspunkt i Nord Pools områdepris pluss et påslag til strømleverandør. Nettleien består i dag av et fastledd, energiledd, avgifter og effektledd for store anlegg (forbruk over 100 000 kWh) (Bachmann 2017).



Figur 5.13: Viser hvordan den totale strømutgiften er sammensatt.

Innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder få nye strømmålere. Disse målerne kalles for Avanserte måle- og styringssystemer, AMS, og vil ha kommunikasjon med nettselskapene og sender forbruksdata. Når forbruk per time blir tilgjengelig for nettselskapene, må en regne med at bruken av effekttariffer blir vanlig for husholdninger og hytter

I denne oppgaven ser man på to alternativ, to forskjellige strømutgifter. Den totale strømutgiften er i dag ca 0,90 kr/kWh, dette settes som første alternativ (Bachmann 2017). Strømutgiften vil øke i fremtiden, uvisst hvor mye. Alternativ 2. er valgt til 1,4 kr/kWh

6

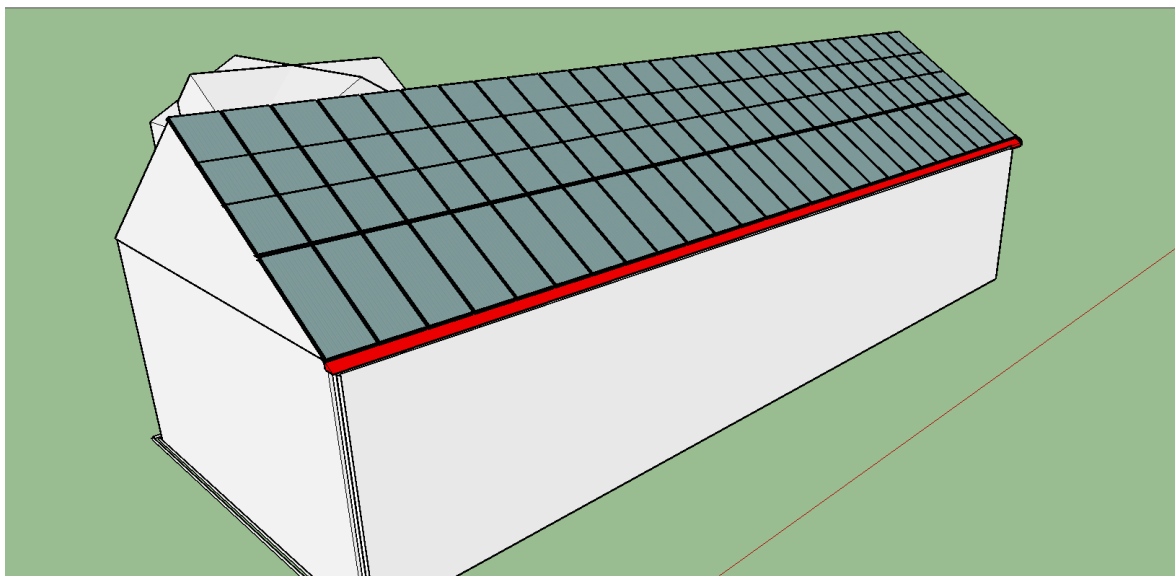
Analyse resultater

6.1 Effektbehov for hovedhuset på Singlø

Det er i dag installert en 3 kW varmtvannbereder for bruksvannet i bygget. Det installerte vannbårne systemet har to elektriske elementer på 5 kW, normalt brukes bare det ene. Det andre elektriske elementet er for effektsikkerheten.

6.2 Solfanger

Anvender solfanger som dekker hele sør-østvendt låvetak på 266 m², vist i figur 6.1, antar at solfangeren vil dekke 100 % av arealet. Motsatt u-rør kobles i samlestocker i bunnen av taket. Rødt område er koblingsområdet med samlestocker. Vannet pumpes til taket i transportrør til tur-samlestokk. Vannet fordeles likt i samlestockens parallellkobling, pumpes til toppen av taket og vender ned ved u-bend. Det sirkulerer til retur-samlestokk og videre til sesonglageret. Returrør og samlestock skal være overdimensjonerte grunnet trykkutjevning og luft.



Figur 6.1: Illustrerer oppsettet til solfanger.

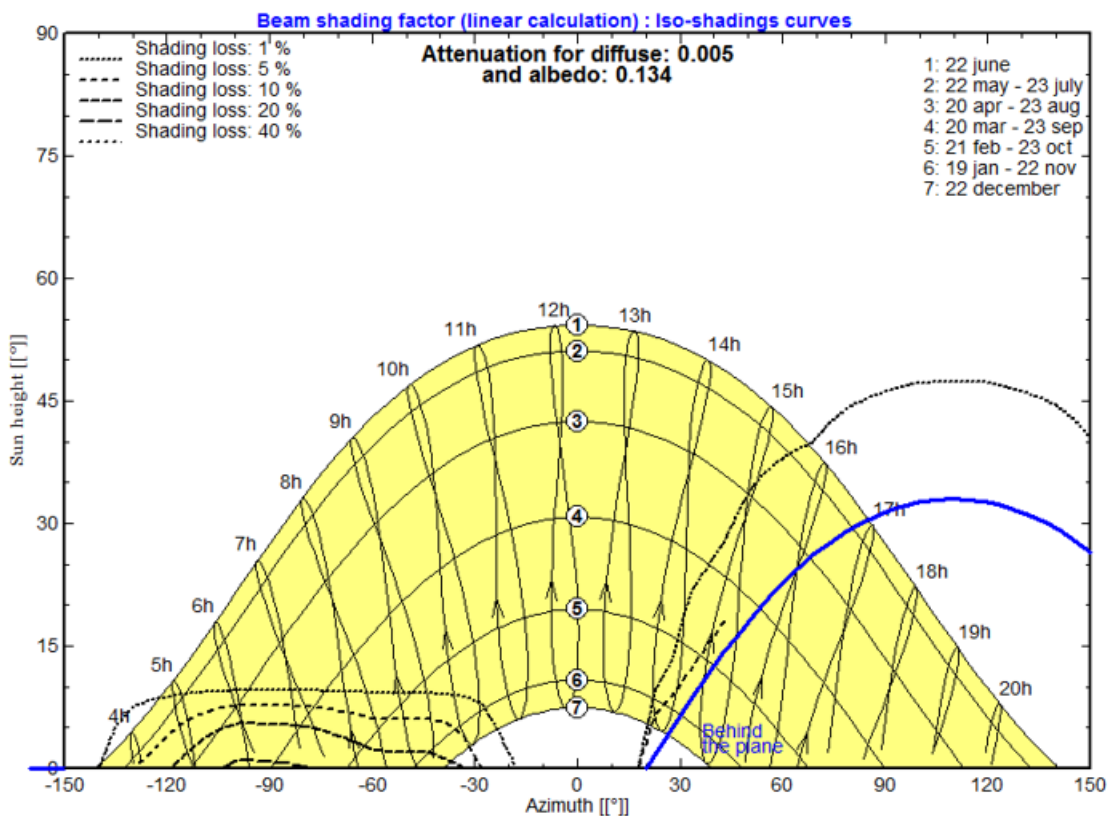
6.3 PVsyst - energifangst

6.3.1 Innstråling

Tabell 6.1 viser årlig innstrålt energi mot låvetaket. Horisontsimuleringen av låvetaket, figur 6.2, beskriver effekten av skygging og asimutvinkel gjennom et normal år. Full PVsyst rapport ligger i vedlegg A.1.

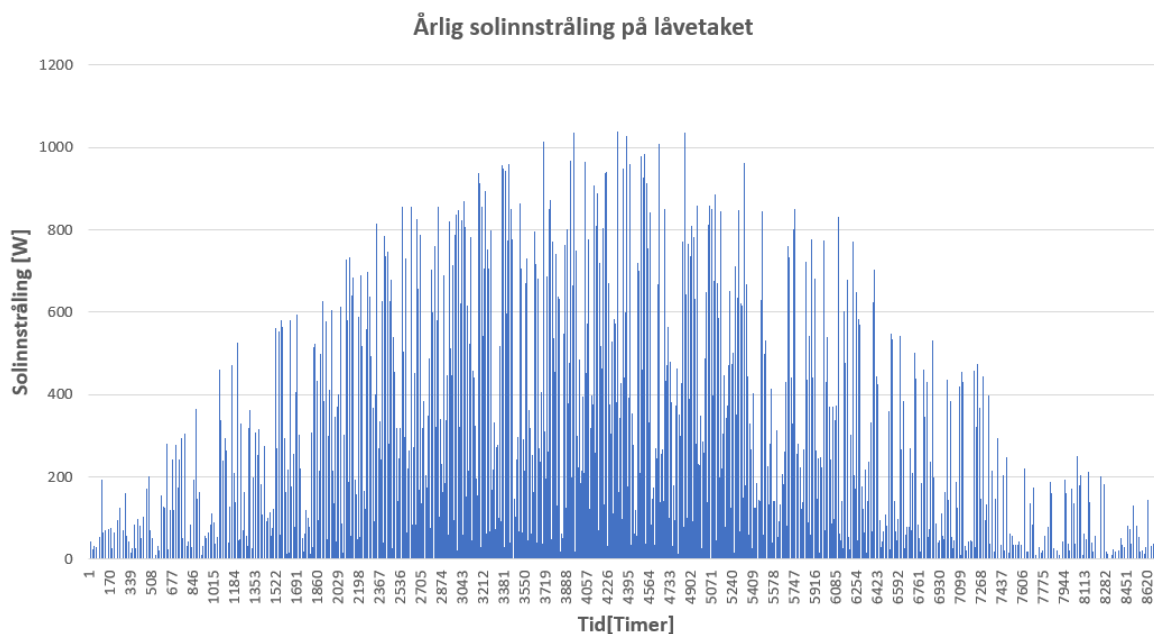
Tabell 6.1: Simuleringsresultat låvetak, sør-øst.

Solflate	Areal [m ²]	Innstråling [MWh/m ² /år]	Total innstråling [kWh/år]
Låvetak sør-øst	266	953	253



Figur 6.2: Horisontsimulering av låvetaket, blå strek er skygging av eget takplan.

Den årlige variasjonen i innstrålingen på låvetaket er vist i figur 6.3, per time gjennom et normalt år.

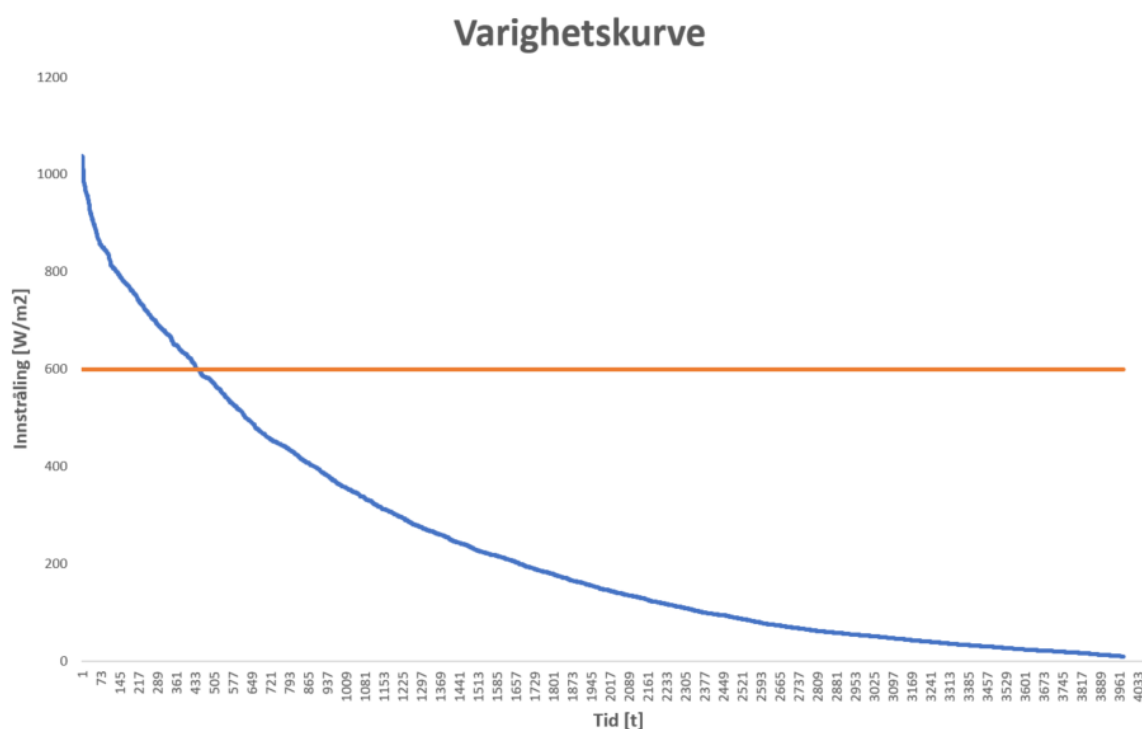


Figur 6.3: PVsyst simuleringen viser den årlige variasjonen i innstrålingen. X-aksen er timer hvor første time er 00:00 1. januar og y-aksen er innstrålt effekt ved gitt time.

6.3.2 Analyse av fanget solenergi

Figur 6.4 viser en varighetskurve over innstrålingen mot låvetaket. Som forklart i kapittel 5.3.1 settes det to forskjellige virkningsgrader for solfangerene. Her satt opp en linje på 600 W/m^2 , siden det i denne oppgavens beregninger sies at over 600 W/m^2 høstes det 30 % og under 600 W/m^2 50 %.

En varighetskurve er et histogram over midlere effekt for hver time over hele året. Dette histogrammet viser bare de timene solen skinner.



Figur 6.4: Varighetskurve over solinnstrålingen [W/m^2].

Tabell 6.2 viser innstrålingsdata fra PVsyst og beregningene mot 30 % og 50 % virkningsgrad. Totalt med virkningsgrad på 50 % ble det høstet 129 MWh, mens å dele og si en virkningsgrad på 30 % over 600 W/m^2 og 50 % under 600 W/m^2 så høstes det 125 MWh. Det vil gi et tap på 3 %.

Fra figur 6.4 kan maksimal absorbert effekt regnes: $599 \text{ W/m}^2 \cdot 0,5 + (1050 - 600) \text{ W/m}^2 \cdot 0,3 = 435 \text{ W/m}^2$.

Tabell 6.2: Innstrålingsdata og beregninger for låvens sør-østtak.

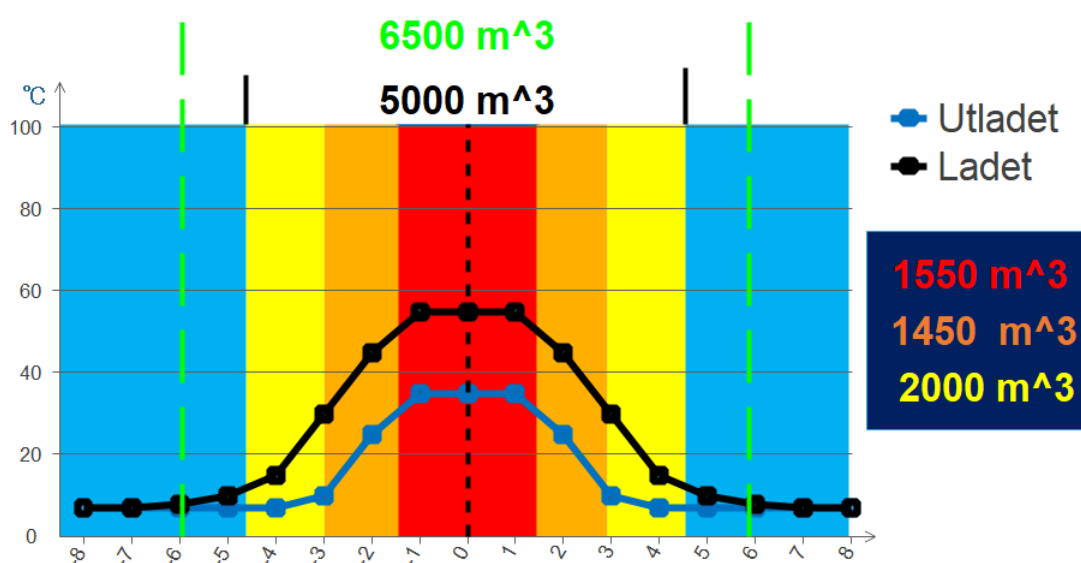
	Totalt 266 m ² [MWh]
Innstrålt over 600 W/m ²	18
Innstrålt under 600 W/m ²	240
Totalt $\eta=50\%$	129
Høstet over 600 W/m ² , $\eta=30\%$	5,4
Høstet under 600 W/m ² , $\eta=50\%$	120
Totalt høstet med $\eta=30\%$ og $\eta=50\%$	125

6.4 Sesonglager av energi - Brønnpark

6.4.1 Sesonglagerets volum og utforming

60 MWh til forbruk fordeles henholdvis 50 MWh fra brønnpark og 10 MWh direkte fra solfanger. Solfanger høster 125 MWh, leverer direkte til forbruker 10 MWh og 115 MWh til brønnparken. Dermed vil brønnparken ha en forventet gjenvinningsgrad på 43 %.

50 MWh lagret varme gir ønsket volum på 5000 m³ gitt ved formel 5.1, ved en temperaturvandring, ΔT i parken på 20 K, figur 6.5, og C_{pv} er 0,5 kWh/m³K. Løser formel 5.3 numerisk, og parken får følgende egenskaper gitt i tabell 6.3.

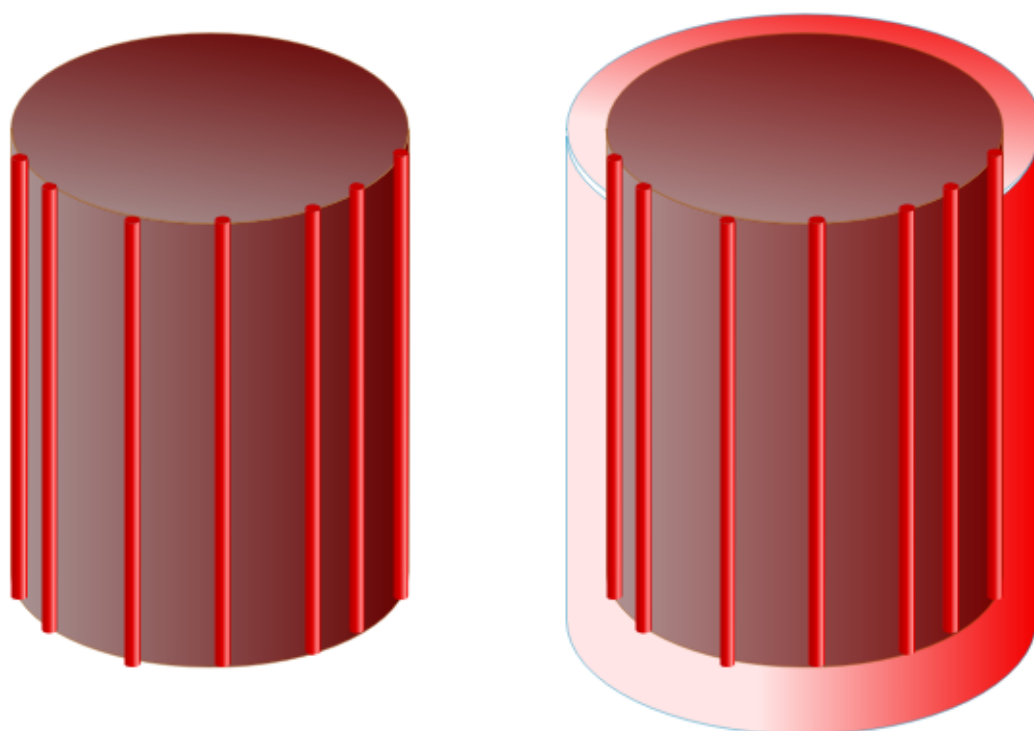


Figur 6.5: Parktemperatur ved utladet og ladet tilstand. Viser installert og aktivt volum.

Tabell 6.3: Brønnparkens volumspesifikasjoner.

	Meter [m]
Høyde	30
Toppradius	4
Bunnradius	8,5

Aktivt brønnparkvolum er 5000 m^3 , påvirket volum vil være større. Figur 6.5 og 6.6 illustrer påvirkningen utover fra ytterste brønner, én meter gir ytterligere 1500 m^3 , totalt 6500 m^3 . Figuren til høyre markerer det potensielt aktive volumet utenfor ytterste brønner. Brønnparken vil anvende toppisolering, dermed er hele volumet under bakken aktivt.

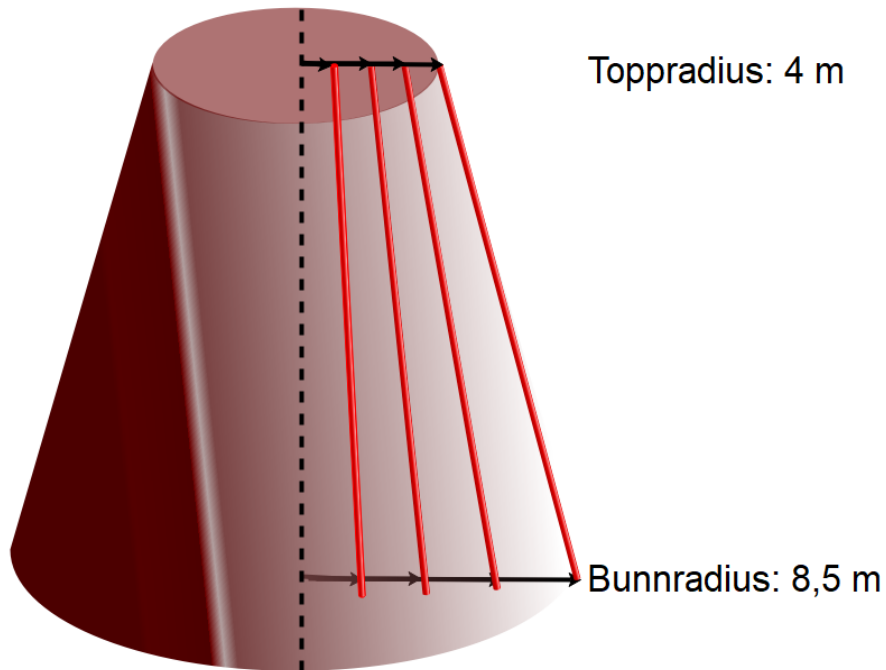


Figur 6.6: Illustrerer potensielt aktivt volum i brønnparken.

Det borres fire ulike ringer med brønner hvor de to innerste parallellkobles, og betraktes derfor som en t-sone. For å oppnå riktig volum, må brønnene skråbores. Vinkel på de ulike brønnene er vist i tabell 6.4, og illustreres i figur 6.7.

Tabell 6.4: Viser vinklen på brønnene i parken.

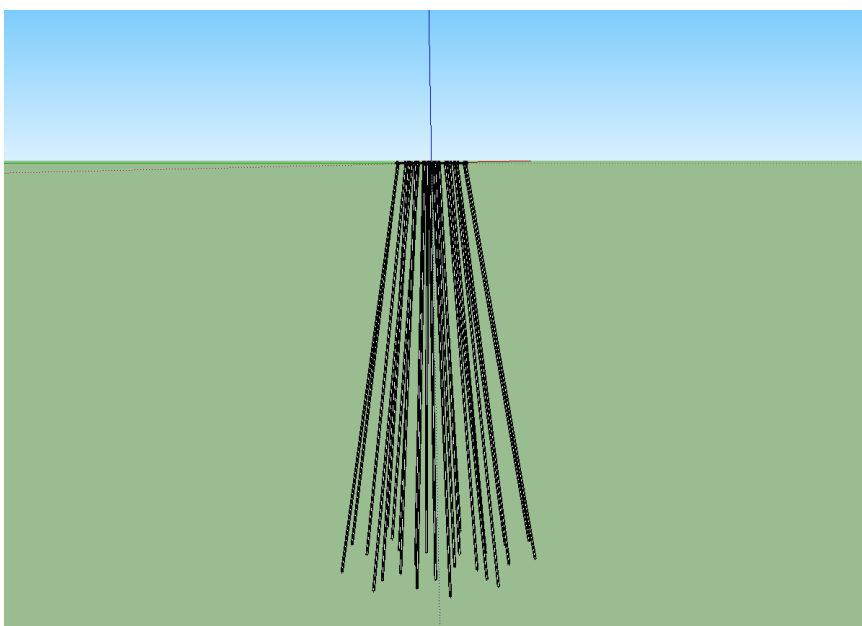
T-sone	Brønnvinkel [°]	Radius senterlinje topp [m]	Radius senterlinje bunn [m]
1, Indre	1,6	1	2,1
1, ytterste	3,2	2	4,3
2	4,7	3	6,4
3, Ytre	6,3	4	8,5



Figur 6.7: Illustrerer volumkjeglen med bunn- og toppradius.

6.4.2 Antall brønner

Ladeeffekt er dimensjoneringskriteriet for brønnantallet. Kapittel 6.3.2 gir en beregnet maksimal ladeeffekt fra solfangerne på 435 W/m^2 , og med 266 m^2 blir det 116 kW. 28 brønner grupperes i tre t-soner, med fordelingen henholdsvis, 10-8-10. Figur 6.8 viser brønnparken, med tilhørende brønner og vinkler.

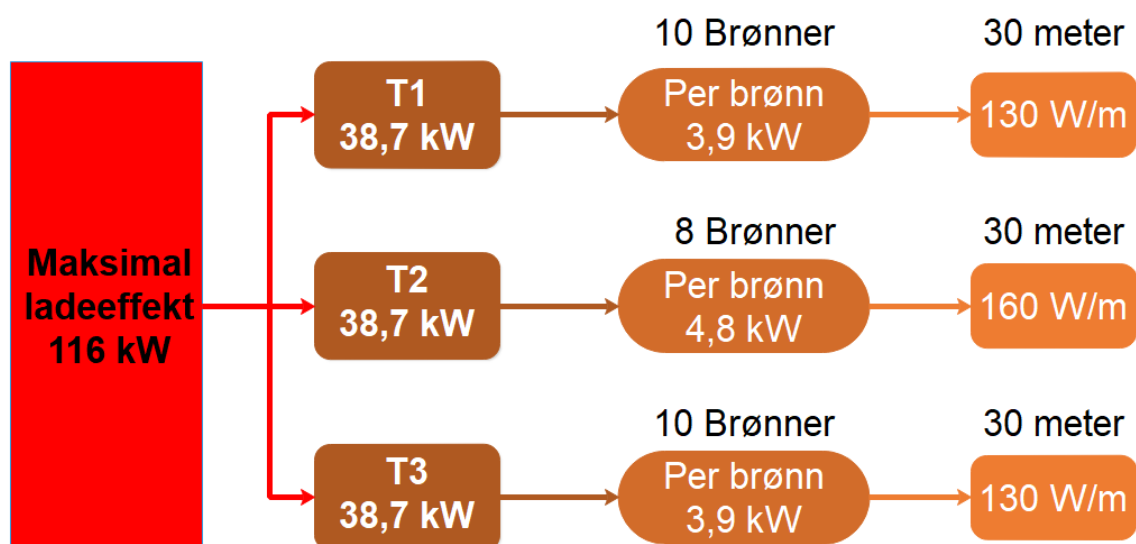


Figur 6.8: Viser brønnparken i 3D.

Effektoverføring i brønnparken vises i tabell 6.5 under maksimal solinnstråling. Ladeeffekten fordeles likt mellom hver sone og deles deretter på hver brønn innad. Hver brønn er 30 m, dermed blir ladeeffekten på brønner i T1 og T3 på 130 W/m og T2 på 160 W/m. Illustreres i figur 6.9.

Tabell 6.5: Situasjonen ved toppeffekt fra solfangerne på brønnparken.

Temperatursone	Total Effekt [kW]	Effekt per brønn [kW]	Effekt per meter [W/m]
T1 - 10 brønner	38,7	3,9	130
T2 - 8 brønner	38,7	4,8	160
T3 - 10 brønner	38,7	3,9	130



Figur 6.9: Illustrerer hvordan maksimal ladeeffekt fordeles i brønnparken.

Tabell 6.6 viser hvor store vannvolumene blir i hver t-sone ved å anvende en 30 meters Ø140 mm koaksialkolektor. Volum per brønn blir dermed 462 liter, og 28 brønner gir et totalt vannvolum på 12,9 m³.

Tabell 6.6: Viser det totale vannvolumet i brønnparken og oppdelt i hver temperatursone.

Temperatursone	Vannvolum [m ³]
Høy	4,6
Mellom	3,7
Lav	4,6
Total	12,9

6.4.3 Lading og utlading av brønnparken

Brønnparkens temperatur ved oppstart vil være ca. 7 °C (jf. kapittel 4.3). Tabell 6.7 viser total energi oppdelt i ulike t-soner. Oppladet temperatur er temperaturen de ulike sonene har om høsten når lading er ferdig. Kalkulerer lagret energi ved formel 5.1, med ΔT som er differansen mellom oppladet temperatur og naturlig berggrunntemperatur. Volumene for hver t-sone kalkuleres med parametre fra tabell 6.4. Kalkulerer med $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$ og $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$. Energien i det totale volumet med $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$ er 88 MWh og $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$ gir 122 MWh ved oppladet tilstand.

Tabell 6.7: Viser bergvolumet til hver enkelt temperatursone, ΔT fra naturlig berggrunntemperatur til oppladet. Totalt energimengde i antatt aktivt volum og med 1500 m³ ekstra, med lik ΔT som lav t-sone. Kalkuleres med to ulike C_{pv} verdier.

Temperatursone	Volum [m ³]	ΔT [K]	Energi [MWh]
Høy, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1550	48	37
Mellom, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1450	38	28
Lav, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	2000	23	23
Totalt, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	5000		88
Totalt med ekstra meter, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	6500		105
Høy, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1550	48	52
Mellom, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1450	38	39
Lav, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	2000	23	32
Totalt, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	5000		122
Totalt med ekstra meter, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	6500		151

Når anlegget kommer i flyt, skal t-sonene gjennomsnittlig ha en ΔT på 20 K. Figur 6.8 viser at brønnparken vil kunne levere 51 MWh med $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3$ og 70 MWh med $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3$.

Tabell 6.8: Viser bergvolumet til hver enkelt temperatursone, ΔT er temperatur fra utladet til ladet tilstand. Estimerer i gjennomsnitt at alle t-soner varierer med 20 K. Totalt energimengde i antatt aktivt volum og med 1500 m³ ekstra. Kalkuleres med to ulike C_{pv} verdier.

Temperatursone	Volum [m ³]	ΔT [K]	Energi [MWh]
Høy, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1550	20	16
Mellom, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1450	20	15
Lav, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	2000	20	20
Totalt, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	5000		51
Totalt med ekstra meter, $C_{pv} = 0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	6500		66
Høy, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1550	20	22
Mellom, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	1450	20	20
Lav, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	2000	20	28
Totalt, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	5000		70
Totalt med ekstra meter, $C_{pv} = 0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$	6500		98

6.5 Massestrøm ved lading av brønnpark

Trykkfallet ved lading av brønnparken beregnes ved to situasjoner. Første ved maksimal ladeeffekt fra solfangerne, fordi dette gir størst massestrøm for systemet. Andre situasjon tilsvarer normaldrift og bruker 50 % av maksimalt ladeeffekt fra solfangerne.

I tabell 6.10 og 6.11 blir det brukt lik fremgangsmetode for å finne verdier. Massestrøm kalkuleres ved formel 2.15 fra kapittel 2.4.3. ΔT er 25 K og C_p til vann er 4,18 kJ/kgK. Full ladeeffekt er 116 kW og halv er 58 kW. Parametre vises i tabell 6.9. Indre diameter og trykkfall er lest av nomogram for vann i kobber-rør, i vedlegg A.2.

Tabell 6.9: Viser parametre for rørdimensjonering.

Situasjon	Ladeeffekt [kW]	Massestrøm [kg/s]
Maksimal ladeeffekt	116	1,11
Halv ladeeffekt	58	0,55

6.5.1 Trykkfall i rør ved maksimal og halv ladeeffekt

Tabell 6.10 viser massestrøm, rørdimensjoner og trykkfallet i alle rørdeler i systemet ved lading av brønnparken ved maksimal ladeeffekt. Transportrør er rør til og fra solfanger og brønnpark. Fordelingsrør er forsyningsrørene mellom brønn og samlestokk. Fordelingsrørene vil alle betraktes ved høyest massestrøm, som er i temperatursone 2, grunnet neglisjerbar forskjell i trykkfall.

Tabell 6.10: Viser rørdimensjon, lengde og trykkfall for alle rør som inngår i ladingen av parken ved maksimal ladeeffekt.

Rør	Lengde [m]	Massestrøm [kg/s]	Indre diameter [mm]	Trykkfall per meter [mvs/100m]	Totalt trykkfall [mvs]
Solfanger	7	0,01	11	0	0
Transport	178	1,11	42	1,5	2,7
Fordeling	50	0,14	20	1,5	0,8
T-sone 1	30	0,11	11	20	6
T-sone2	30	0,14	11	30	9
T-sone3	30	0,11	11	20	6

Tabell 6.11 viser massestrøm, rørdimensjoner og trykkfallet i alle rørdeler i ladesystemet for brønnparken ved 50 prosent av maksimalt ladeeffekt.

Tabell 6.11: Viser rørdimensjon, lengde og trykkfall for alle rør som inngår i ladingen av parken ved 50 prosent maksimal ladeeffekt.

Rør	Lengde [m]	Massestrøm [kg/s]	Indre diameter [mm]	Trykkfall per meter [mvs/100m]	Totalt trykkfall [mvs]
Solfanger	7	$4,50 \cdot 10^{-3}$	11	0	0
Transport	178	0,55	42	0,5	0,8
Fordeling	50	0,01	20	0	0
T-sone 1	30	0,01	11	3,8	1,1
T-sone 2	30	0,01	11	5,5	1,7
T-sone 3	30	0,01	11	3,8	1,1

6.5.2 Total trykkehøyde for systemet ved maksimal ladeeffekt

Tabell 6.12 viser den totale trykkehøyden systemet trenger for å oppnå ønsket funksjonalitet. Analysen tar utgangspunkt i 10 rørkomponenter med tap på 0,5 mvs over hver, og en total løftehøyde fra vannspeilet i dreneringstank til toppen av solfangeren på 12 m. Løftehøyden er nødvendig fordi anlegget skal kunne tømmes når pumpen stopper. Den totale løftehøyden for ladesystemet er 41,5 mvs.

Tabell 6.12: Viser den maksimale totale trykkehøyden for lading.

	Trykkehøyde[mvs]
Trykkfall i rør	24,5
Trykkfall over komponent	5,0
Løftehøyde til solfanger	12,0
Total trykkehøyde for systemet	41,5

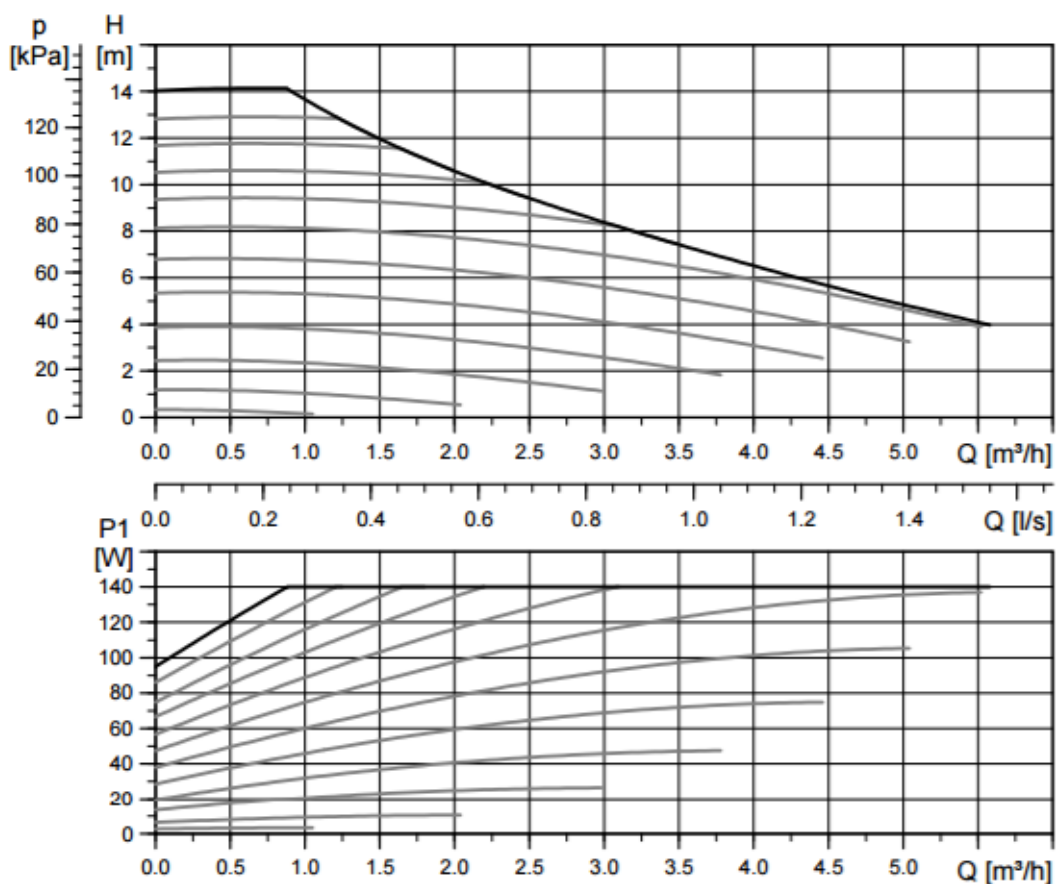
6.5.3 Pumpe til lading

Kontaktet Grundfos Norge AS med følgende spesifikasjoner for pumpesystem:

- Løftehøyde 41,5 mvs
- Maksimal drift 75 °C
- Innvendig korrosjonsbeskyttelse, rustfri, epoksy, plast etc
- Absolutt korrosjonsbeskyttet løpehjul og pumpehus
- Plastflenser med stållegg eller koblingstykker i kopsitt
- 25 prosent overdimensjonering

Det resulterte i fire pumper i serie, av type Solar PML 25-145, vist i figur 6.10 (Grønbeck 2017). Den er med AISI 302 pumpehus som oppfyller ønskede krav. Avlest fra karakteristikken vil pumpesystemet bruke 560 W ved full ladeeffekt og 480 W ved normaldrift. Ved et gjennomsnittlig forbruk på 480 W og estimerer 2500 driftstimer årlig, vil ladesystemet kreve 1200 kWh årlig. 2500 timer representerer drift nesten 30 % av året, og den gjennomsnittlige driften vil kreve lavere effekt enn normaldrift.

SOLAR PML 25-145 180 N PWM, 1 x 230 V, 50/60 Hz



Figur 6.10: Karakteristikken til ladingspumpen.

6.6 Massestrøm ved forbruk til hovedhus

Distribusjonen til hovedhuset består av en sirkulasjonskrets gjennom en vannbereeder med varmeveksler for forbruksvann og til t-rør på det eksisterende vannbårne systemet. Dermed beregnes ikke noe på det eksisterende strømningsystemet, gulvarmeanlegget. Dagens anlegg har to stykk 5 kW elektrisk element installert, men bruker primært ett. Dermed kalkuleres maksimal forbrukseffekt til hovedhuset på tilnærmet 7 kW.

6.6.1 Trykkfall i rør ved maksimal forbruk

I tabell 6.13 brukes formel 2.15 for beregning av massestrømmen. Kretsen har en effekt på tilnærmet 7 kW og en ΔT på 10 K, fordi det vannbårne systemet har henholdsvis 35 °C og 25 °C

på tur og returvann. C_p for vann er 4,18 kJ/kgK. Tabell 6.13 viser beregninger av massestrøm, rørdimensjon og trykkfall i systemet. Transportrør er rør til og fra hovedhus og brønnpark. Indre diameter og trykkfall er lest av nomogram for vann i kobber-rør, i vedlegg A.2.

Tabell 6.13: Viser trykkfallet og rørdimensjon ved fyring.

Rør	Lengde [m]	Massestrøm [kg/s]	Indre diameter [mm]	Trykkfall per meter [mvs/100m]	Totalt trykkfall [mvs]
Transport	300	0,17	20	2	6
Fordeling	50	0,02	20	0	0
T-sone 1	30	0,02	11	0,9	0,3
T-sone 2	30	0,02	11	0,9	0,3
T-sone 3	30	0,02	11	0,9	0,3

6.6.2 Total trykkhøyde for distribusjon til hovedhus

Følgende elementer skaper trykkfall; rørlengde, komponenter og varmevekslerbereder. Høiax AS har en bereder som er velegnet for bruk ved solfanger. Den heter Titanium Twin Coil, figur 6.11, med to varmevekslere, energibærer og kaldt forbruksvann. Forventet trykkfall er 3 mvs, 30 kPa (Huus-Hansen 2017).



Figur 6.11: Tversnitt av Titanium Twin Coil, Høiax AS. To varmevekslere, oransje er energibærer og blått er kaldt forbruksvann (Høiax AS 2017).

Tabell 6.14 beskriver den totale trykkhøyden som trengs ved høyeste massestrøm. Analysen tar utgangspunkt i 6 rørkomponenter med tap på 0,5 mvs over hver. Total trykkhøyde til distribusjonen til hovedhuset er 12,9 mvs.

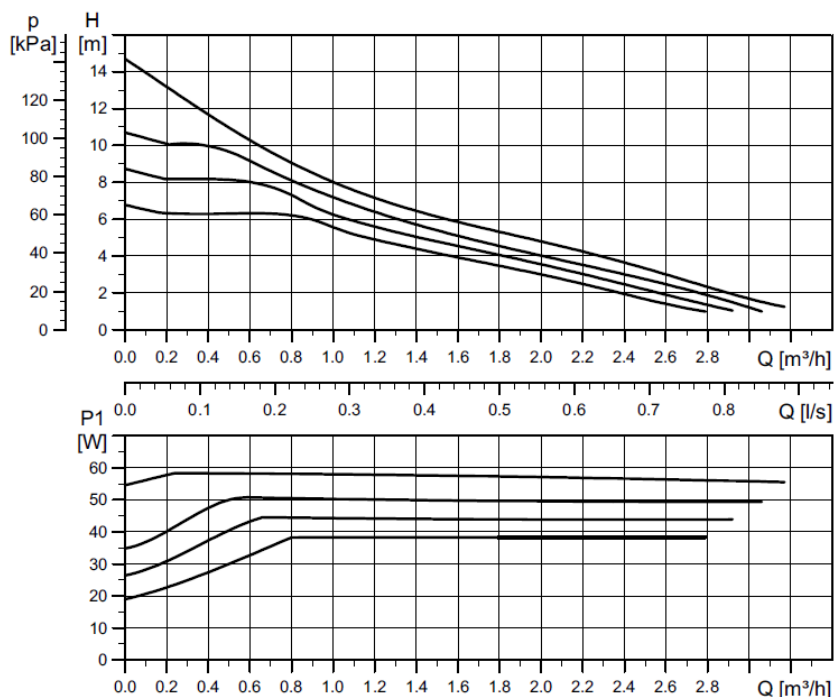
Tabell 6.14: Viser den totale trykkhøyden i distribusjonssystemet

	Trykkhøyde[mvs]
Trykkfall i rør	6,9
Trykkfall over komponent	3,0
Trykkfall bereder	3,0
Total trykkhøyde for systemet	12,9

6.6.3 Pumpe til forbuk

Pumpen skal ha samme spesifikasjoner som ladekrets, men med løftehøyde på 12,9 mvs. Grundfos Norge AS anbefalte pumpe av type UPM3(K) Solar 25-145, figur 6.12 viser karakteristikken til pumpen (Grønbeck 2017). Avlest fra karakteristikken vil pumpen bruke 57 W ved maksimaldrift. Antar et årlig forbruk ved å sette maksimaldrift halve året. Dermed vil pumpen kreve 57 W i 4380 timer, som gir et årlig forbruk på 250 kWh.

UPM3(K) SOLAR 15-145 130, 25-145 130, 25-145 180



Figur 6.12: Karakteristikken til forbrukspumpen.

6.7 Dreneringstank

Dreneringstank dimensjoneres for vannvolum i solfanger og transportrør, og volumekspan- sjon i brønnparken ved stigende temperatur. Formel 2.13 med g_v på $0,000522 \text{ K}^{-1}$, en ΔT på 30 K og volum på $12,9 \text{ m}^3$. Tabell 6.15 viser at nødvendig volum er 490 m^3 , dermed bør installert tank være 600 m^3 .

Tabell 6.15: Viser nødvendig volum for dreneringstank.

	Volum [m ³]
Solfanger	160
Transportrør	130
Volumutvidelse, vann i parken	200
Totalt	490

6.8 Reynoldstall i anlegget

Beregner Reynoldstall for rørene i anlegget ved å bruke formel 2.8. Hastighetene kalkuleres ved å dividere massestrømmen på tettheten og areal ved gitt temperatur, formel 2.16. Tabell 6.16 viser Reynoldstall for alle rørene under maksimal ladeeffekt og tilførsel til hovedhus. Beregner maksimal ladeeffekt, siden det er vanskelig å kjenne parametrene for normaldrift. Anlegget er fleksibelt og vil anvende ulike temperaturer både for tur og retur mellom solfanger og brønnpark. Maksimal ladeeffekt gir høyest Reynoldstall, siden temperatur og massestrøm er høyest, dermed forventes lavere Reynoldstall under normaldrift. Solfanger har laminær strømning. Kollektoren har turbulens i injeksjonsrøret og TPU-strømpen ligger i mellom- sjiktet. Transport og fordelingsrør har turbulens.

I forbrukskretsen vil det være turbulens i transportrørene, mens fordelingsrør og TPU-strømpen har laminær strømning. Injeksjonsrørene ligger i mellom-sjiktet mellom laminær og turbu- lent.

Tabell 6.16: Viser Reynoldstall for rørene i anlegget under maksimal ladeeffekt og levert effekt til hovedhus.

Rør	Massestrøm [kg/m]	Temperatur [°]	Diameter [mm]	Tetthet [kg/m ³]	μ [10 ⁻³ *Ns/m ²]	Re
Lading						
Solfanger	0,01	65	42	980	0,436	400
Tur-transport	1,11	65	42	980	0,436	77200
Retur-transport	1,11	25	42	997	0,900	37400
Fordeling	0,14	65	11	980	0,436	20400
Tur T1	0,11	65	11	980	0,436	29200
Retur T1	0,11	65	140	980	0,436	2300
Tur T2	0,14	45	11	990	0,400	40500
Retur T2	0,14	45	140	990	0,400	3200
Tur T3	0,11	35	11	994	0,735	17300
Retur T3	0,11	35	140	994	0,735	1400
Kun forbruk						
Tur-transport	0,17	35	20	994	0,735	14700
Retur-transport	0,17	25	20	997	0,900	12000
Fordeling	0,02	35	20	994	0,735	1700
Tur T-sone	0,02	35	11	994	0,735	3100
Retur T-sone	0,02	35	140	994	0,735	300

6.9 Økonomi

Nåverdianalysen ligger i vedlegg A.3. Strømpris og kalkulasjonsrente spiller i stor grad inn her, som forklart i kapittel 5.10 er det satt to forskjellige strømpriser og to forskjellige kalkulasjonsrenter. Nettonåverdier er presentert i tabell 6.17:

Tabell 6.17: Nettonåverdi.

Totalt strømavgift	0.9kr/kWh	Totalt strømavgift	0.9kr/kWh
Rente	0.03	Rente	0.06
Nettonåverdi	-320 917	Nettonåverdi	-789 238
Totalt strømavgift	1,4kr/kWh	Totalt strømavgift	1,4kr/kWh
Rente	0.06	Rente	0.03
Nettonåverdi	-739 965	Nettonåverdi	179 776

Tabell 6.18 viser en grov økonomisk beregning over hele anlegget. Noen av disse prisene er

uforhandlet med leverandør, men gir et godt bilde på hva prisen på anlegget blir. Prisene er innhentet sammen med Wilhelm Huus-Hansen i Anergy AS.

Tabell 6.18: Prisanslag for sesonglager Singlø.

			Antall/lengde	Pris inkludert påslag	
Boring	80	kr/m	30	3 000	Kr
Strømpe	100	kr/m	30	6 000	Kr
Brønntopp	500	Kr	1	500	Kr
Brønnsavslutning	250	Kr	1	250	Kr
Innerør	10	kr/m	30	600	Kr
Slankeklammer	300	Kr	1	600	Kr
Totalt:			28	306 600	Kr
Komplett solfanger	2 000	kr/m²	266	532 000	Kr
Rør og ventiler					
cPVC-kuleventiler	1 000	kr	16	32 000	Kr
Tipunion 25-3/4"	500	Kr 2stk	1	1 000	Kr
Tipunion 50-1 1/2"	1 000	kr 2stk	1	2 000	Kr
Stengeventiler 25	500	Kr 4stk	1	1 000	Kr
Stengeventiler 50	1 000	Kr 4stk	1	2 000	Kr
Duo 50/50	600	Kr/m	89	53 400	Kr
DUO 25/25	350	Kr/m	150	52 500	Kr
Drainback tank 600l	6 000	Kr		6 000	Kr
Xps jackofoam	200	kr/m²	70	14 000	
Pumper:					
Forbruk	1 200	Kr	1	1 200	Kr
Lading	1 500	Kr	4	6 000	Kr
Deler pumper	150	Kr	5	750	Kr
Høiax varmeveksler	15 000	Kr	1	15 000	Kr
Styringsystem	250 000			250 000	Kr
Energisentral	5 000	Kr/m²	5	25 000	Kr
Transport	100 000			100 000	Kr
Montering	100 000			100 000	Kr
TOTAL:				1 500 450	Kr

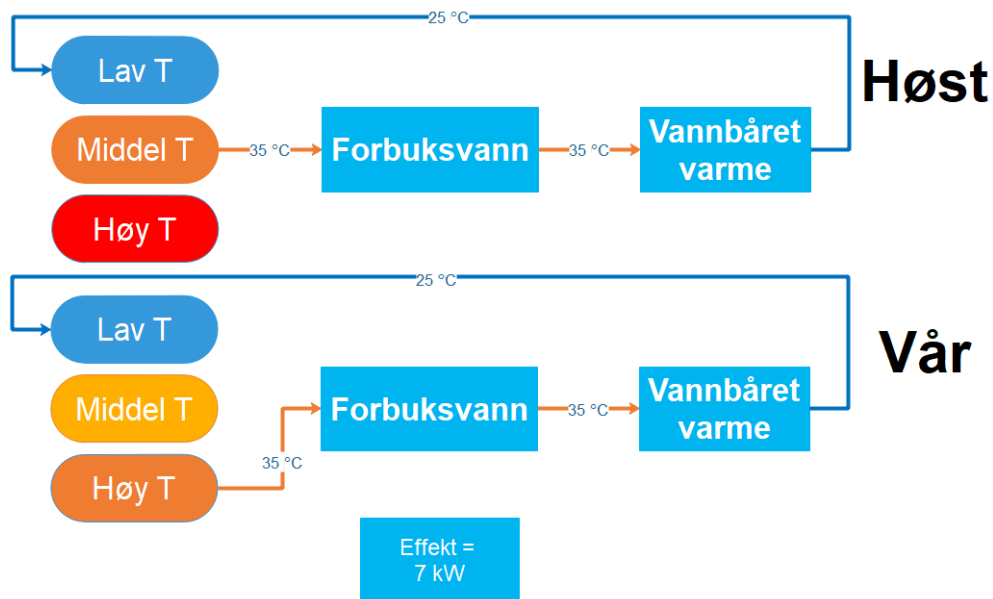
Diskusjon

7.1 Energi og effektforbruk

Hovedhusets energiforbruk er ca 30 000 kWh, halvparten av sesonglagerets dimensjonerte kapasitet. Det vil i fremtiden kunne kobles flere bygg til brønnparken. Sesonglagerets strømforbruk til ladepumpene, vil være ca 1 200 kWh i året (jf. kapittel 6.5.3).

Effekten til ladepumpen vil være størst når sirkulasjonen er størst, dette er ved høy solinnstråling. Tre stykker 250 W_{peak} PV-panel kan drifte pumpene i den perioden. Når sola ikke skinner, går kun forbrukspumpen. Forbrukspumpen krever ca. 250 kWh i året. Med en batteripakke og PV-panel kan sesonglageret trolig driftes uavhengig av strømmettet.

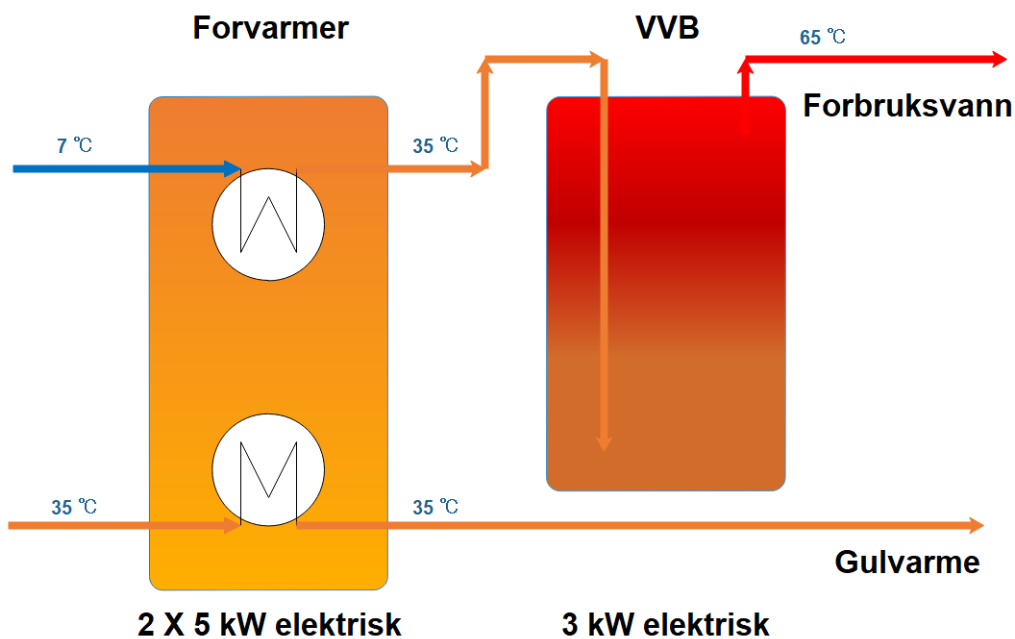
Anlegget baseres på et oppvarmingssystem som går gjennom varmeveksler for forbruksvann og videre til det vannbårne systemet. Figur 7.1 viser en skisse over felles distribusjonssystem.



Figur 7.1: Skisse av felles distribusjonssystem.

Eksisterende gulvvarmesystem tilføres en temperatur på 30-35 °C ca. 4 000 timer i året. Dette vil kreve 7 kW fra brønnparken (jf. kapittel 6.6). Forbruksvannet oppvarmes til 35 °C, og energibæreren vil få en liten temperaturnedgang, men sjelden og i løpet av kort tid, neglisjerbart.

I varmtvannsberederen med varmeveksler er det installert 2x5 kW elektrisk element som tar spisslast fra 35-65 °C. I løpet av et år vil det kreve ca 2 000 kWh (Huus-Hansen 2017). Figur 7.2 viser oppkobling mellom varmeveksler, varmtvannsbereder og det vannbårne systemet.

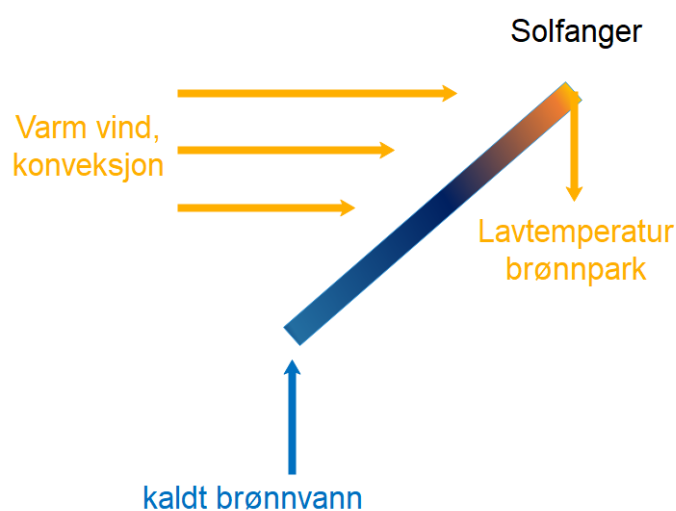


Figur 7.2: Viser oppkobling av forvarmingstank og varmtvannsbereder.

7.2 Solenergi

Låvetaketets orientering forårsaker en viss reduksjon av solfangerens effektivitet. En optimal vinklet overflate mot sør har en innstråling på $1\,200\text{ W/m}^2$. Det noe østvendte låvetaket gir dermed en reduksjon og begrenset effekt sammenlignet rett sør på 250 W/m^2 .

Vind og temperatur påvirker effektivitet. Volker Quashning beskriver effektivitet til solfanger med hensyn til omgivelsetemperatur. Effektiv temperatur blir lavere ved kysten grunnet konveksjonstap fra vinder. Vindrosene for Hvaler beskriver området som vindfullt, mest fra sørvest. Fordelen er at låvetaket er vinklet mot sørøst, dermed vil vinden treffe vestvendt tak. Lufttemperaturen på Hvaler er relativt høy sammenlignet med landsgjennomsnittet, som gir positivt utslag på solfangerens effektivitet. Om sommeren kan lufttemperaturen, når solen ikke skinner, benyttes til lading av den kaldeste sonen, vises i figur 7.3.

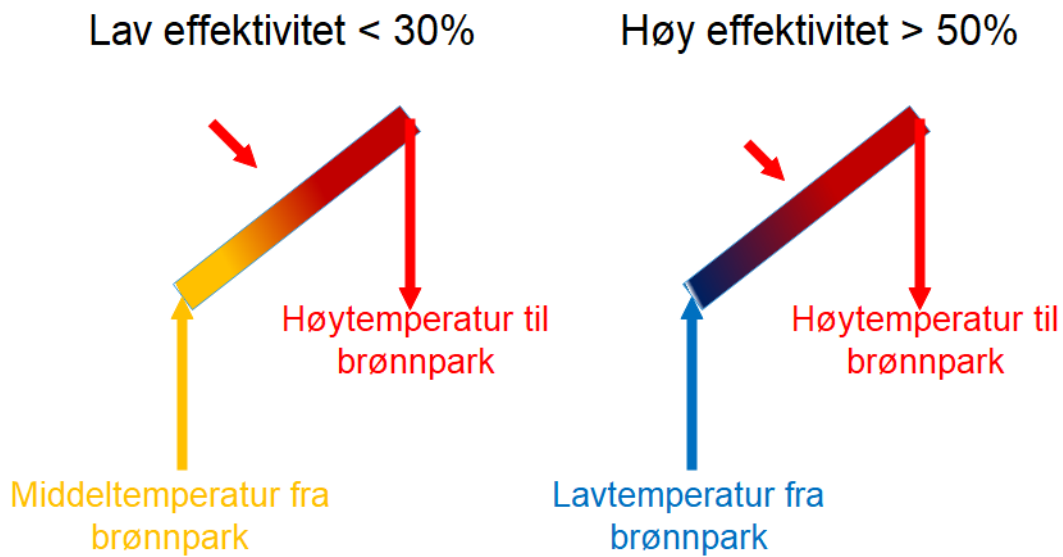


Figur 7.3: Viser hvordan varm vind bidrar med oppvarming i solfangeren.

Simuleringen av høstet solenergi er gjort med PVsyst. PVsyst interpolerer mellom de tre nærmeste basestasjonene (jf. kapittel 5.3) for å få så nøyaktige data som mulig. Det medfører usikkerhet knyttet til innstrålingen, kontra samlet lokasjonsdata fra en lokal målestasjon.

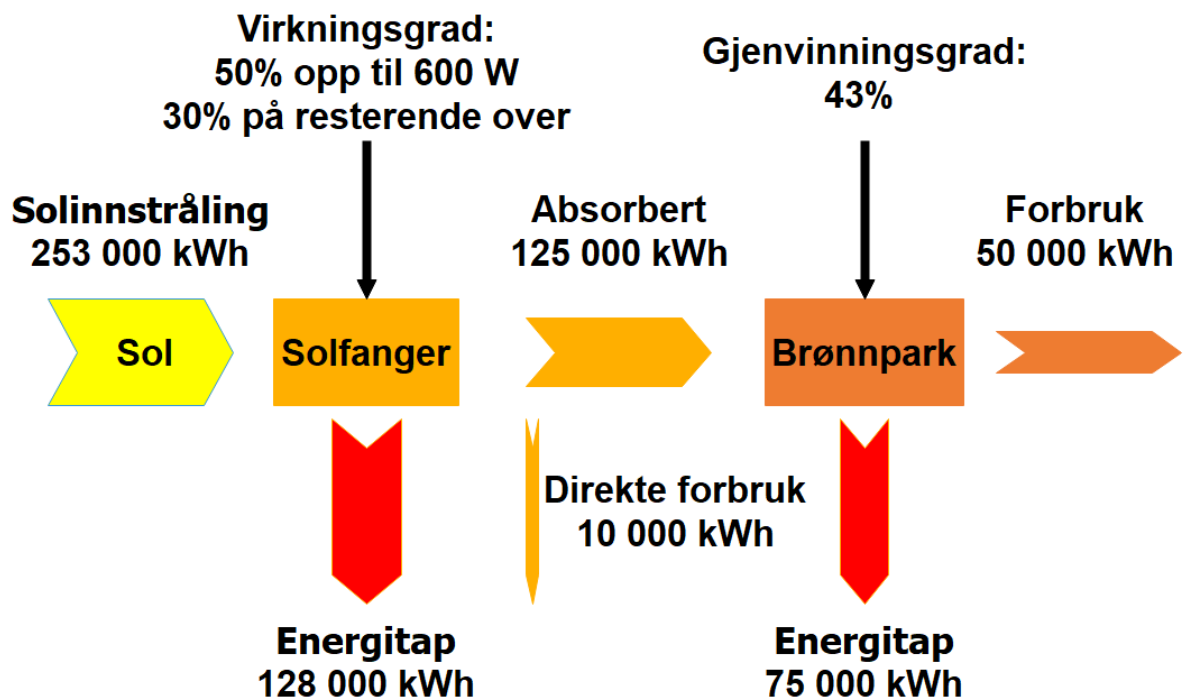
Drake Landing Solar Communitys solfanger har en virkningsgrad på rundt 35 %. Denne oppgaven har valgt en virkningsgrad på 30 % og 50 % (jf. kapittel 5.3.1) i beregningene. Dette er valgt ut fra Volker Quashnings diagram om virkningsgrad av solfangere. Anlegget i denne oppgaven kjører med lavere temperatur enn DLSC, noe som fører til høyere virkningsgrad. Hvor mye høyere er usikkert. Andre leverandører av solfangere oppgir virkningsgrad på 50-70 % (Energikanalen.no 2017).

Figur 7.4 viser solfangerens effektivitet ved ulike temperaturer levert fra brønnparken.



Figur 7.4: Illustrasjon av 30 og 50 % effektivitet.

Figur 7.5 beskriver grunnlaget for valg av solfangerareal med hensyn til ønsket fyring og solinnstråling. Ladeeffekten må dekke forventet tap i brønnparken.



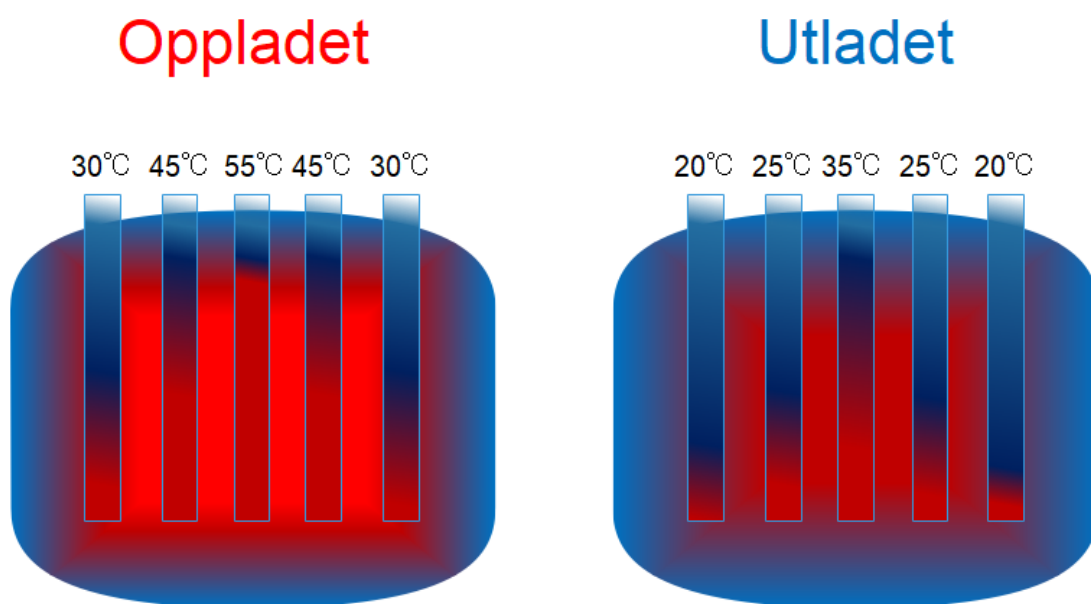
Figur 7.5: Viser effektiviteten til solfanger og brønnpark.

7.3 Sesonglagring av energi

Mangel på dokumentasjon om lavtemperatur termisk sesonglager gjør at oppgaven bruker parametere med sikkerhet for ikke å underdimensjonere anlegget. Analysen tar utgangspunkt i ønsket uttak av energi, betraktes som minimumsuttak. Valget av Iddefjordsgranitts volumetriske varmekapasitet til $0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$, i stedet for $0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$, gjøres med hensyn til dette. Med 40 % høyere volumetrisk varmekapasitet kunne volumet av parken vært 29 % mindre. Betraktes det samme volumet (5000 m^3) med $0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$ vil det være 20 000 kWh mer tilgjengelig i brønnparken (jf .tabell 6.8).

Brønnparkutformingen kan varieres etter behov. På Singlø er redusert naturinngrep viktig. For å oppnå ønsket volum, vinkles brønnene for å redusere naturinngrepet. Det ventes noe energitap med vinkling av brønnene, hvor mye er usikkert, men antar at dette er lite og kan neglisjeres. Toppisolering vil medføre at hele det aktive volumet under overflaten lagrer energi. Til isolering kan komprimert halm eller XPS anvendes.

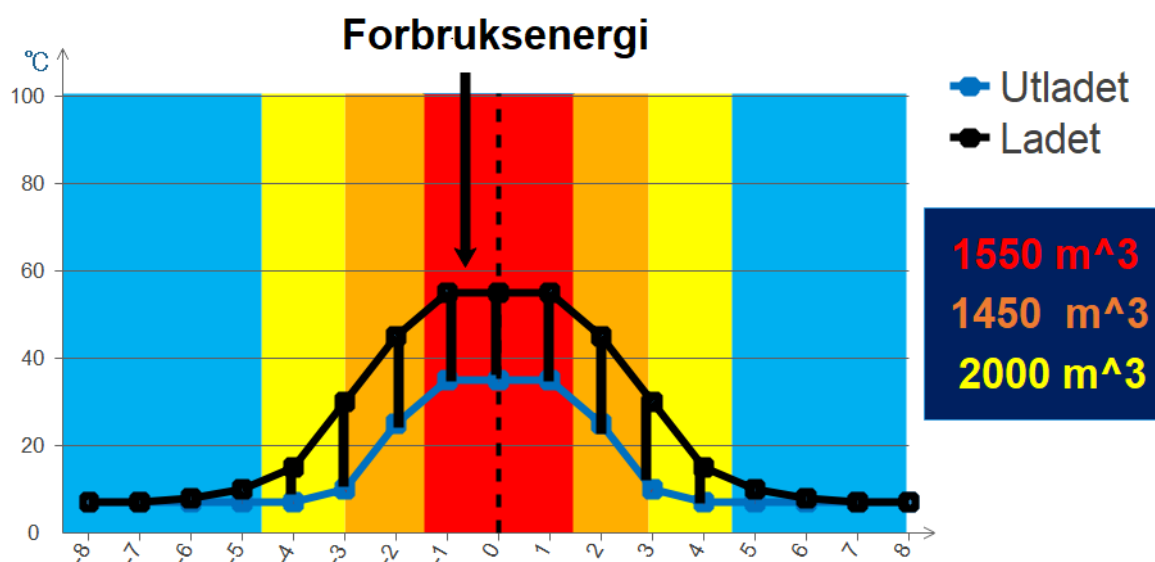
Volumene til hver temperatursone er tilnærmet like, fordi forbruket sentreres rundt uttak av lavtemperatur vannbåren varme. Derfor brukes en ΔT på 20 K, har ikke behov for høyere temperatur enn $55 \text{ }^\circ\text{C}$ i kjernen. Hvordan temperaturen oppfører seg i parken ut forbruksseongen er usikkert. Antar at 20 K holder for å levere ønsket forbrukstemperatur hele sesongen. Figur 7.6 viser temperaturene ved oppladet og utladet brønnpark.



Figur 7.6: Viser oppladet og utladet temperatur i brønnparken.

Solfangeren gir topp-effekt som er dimensjonerende for brønnantall. Normalt dimensjoneres aktivt areal per brønn til ca 10-15 m² (Huus-Hansen 2017), mens det aktive arealet per brønn på Singlø blir ca 5,5 m². Effektoverføringen i brønnen bestemmer nødvendig total brønnmeter, dermed flere brønner enn normalt dimensjonert. Brønnparken har maksimal ladeeffekt på 160 W/m (jf. tabell 6.5), mens energibrønnen til NMBU ble tilført 181 W/m. Usikkerheten ligger i hvordan et sammensatt volum av brønner vil kommunisere, kontra en enkeltbrønn. Antar at sesonglageret vil ha noe lavere effektoverføringsverdi, for å minske usikkerheten økes diameteren i brønnen. Arealet til brønnveggen er 20 prosent større enn NMBUs energibrønn.

Brønnparkens tilgjengelige forbruksenergi er det skraverte området i figur 7.7. Brønnparken bør ikke tømmes for mer energi enn dette.



Figur 7.7: Tilgjengelig forbruksenergi er det skraverte området.

7.3.1 Kollektorens dimensjoner

Brønnparkens kollektorer har et vannvolum på 462 liter. Med 28 brønner blir det totalt 12 900 liter (jf. kapittel 6.4.2) og dermed stor momentan effektkapasitet. Soloppvarmet vann i kollektoren kan anvendes direkte før energiveksling mot brønnveggen. Det øker virkningsgraden til levert energi. Tilsvarende vil en 30 meters Ø40 mm u-rørskollektor ha vannvolum på 75 liter, 16 prosent i forhold til Ø140 mm koaksial.

Til sammenligning har en væske/vann-varmepumpe gjerne en effektoverføring på 20-40 W/m (jf. kapittel 3.5). Massestrøm, strømningshastighet og brønnveggareal tatt i betraktning

forventes høyere effektoverføring for kollektoren i oppgaven. Bergvarmepumper henter kun opp varme og får langsomt tilført ny, og kjøler berggrunnen. Et dårlig dimensjonert varmepumpeanlegg kan i verste fall forårsake permafrost. Sesonglageret vil ikke bli så kaldt fordi det alltid blir tilført energi.

Anlegget anvender en TPU-strømpe som i NMBUs energibrønn. Når denne trykkes og varmes av vannet, føyes den til brønnveggen og medfører stor kontaktflate mellom energibærer og brønnvegg. Strømpen har liten termisk motstand og leveres ferdig med rør, brønntopp og bunnavslutning fra fabrikk. Dette gjør monteringen mer effektiv og strømpen kan trykkes umiddelbart etter den er satt, reduserer faren for ras i brønnen.

Kapittel 3.3.1 beskriver termisk kortslutning mellom tur og retur strømmingen i koaksialkollektor. Forholdet mellom hastigheten til strømmingene i kollektoren vil være 1/196. Ved maksimal ladeeffekt bruker energibæreren 26 sekunder ned injeksjonsrøret og 70 minutter opp i TPU-strømpen. Effekten av kortslutningen forventes liten, tas dermed ikke hensyn til termisk isolering av injeksjonsrøret.

7.3.2 Reguleringsystem

Anlegget åpner for en fleksibel energiutnyttelse. Energibrønner koblet i parallell innad i ulike t-soner, åpner for anvendelse av flere temperaturer. Reguleringsystemet lar forbruk og solfanger samhandle i alle t-soner. Velger temperatur fra t-sone som gir høyest effektivitet i solfangeren med hensyn til innstråling og omgivelsetemperatur. Tilpasser levert temperatur til t-sone i forhold til ladenivået i brønnparken.

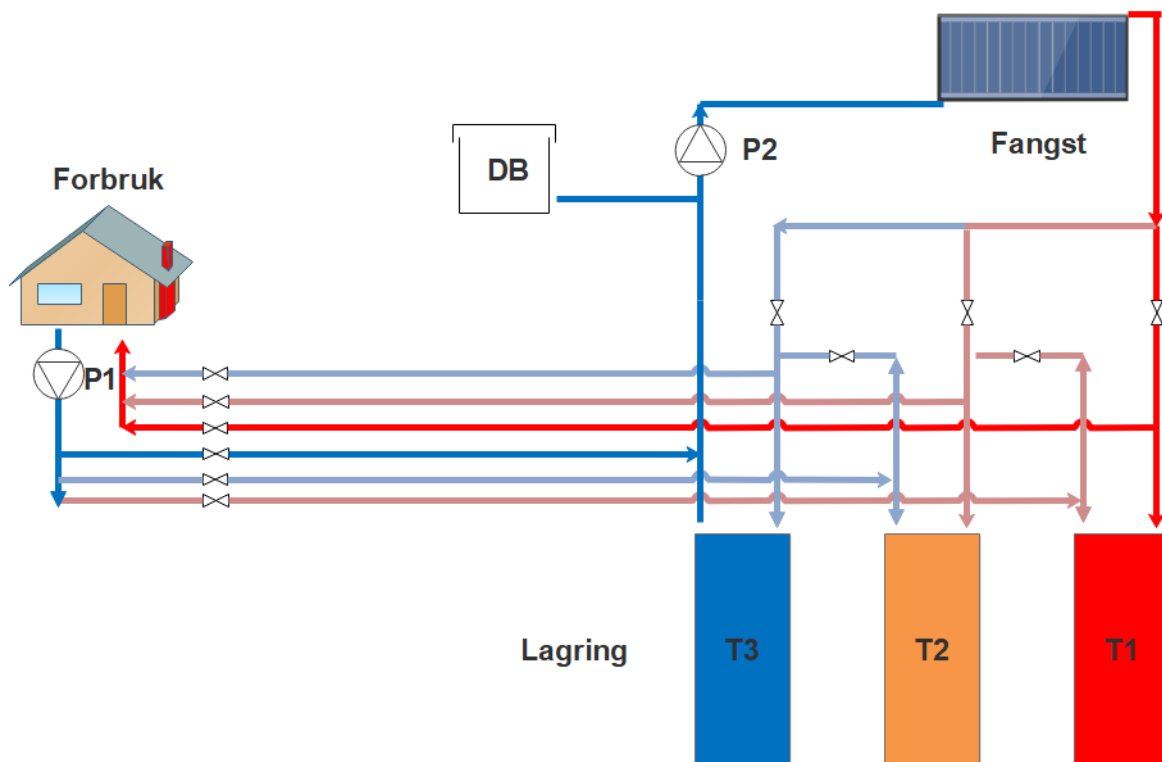
En energisentral plasseres ved brønnparken med samlestocker og ventiler. Dette minsker sjansen for lekkasje ved brønntoppen da alt av tilkoblinger blir tilgjengelig i sentralen. Forenkler vedlikehold og styring av anlegget. Energisentralen må være temperert og tørr.

Anlegget er delvis selvregulerende. Volker Quashnings beskrivelse av solfangereffektivitet ved høy tur-temperatur resulterer i redusert absorbert effekt. Det forhindrer skadelig høy temperatur i anlegget.

Reguleringsprogrammet vil ha en innebygd selvlæringsfunksjon, for optimalisert drift tilpasset lokale forhold, adaptiv regulering.

I tillegg til reguleringen presentert i oppgaven kan systemet tilpasses ulike driftønsker og teknisk utforming. Figur 7.8 viser energibæreren sirkulere fra lav t-sone til solfanger. Dermed leveres alltid det kaldeste vannet til solfanger. Antallet ventiler reduseres og anlegget

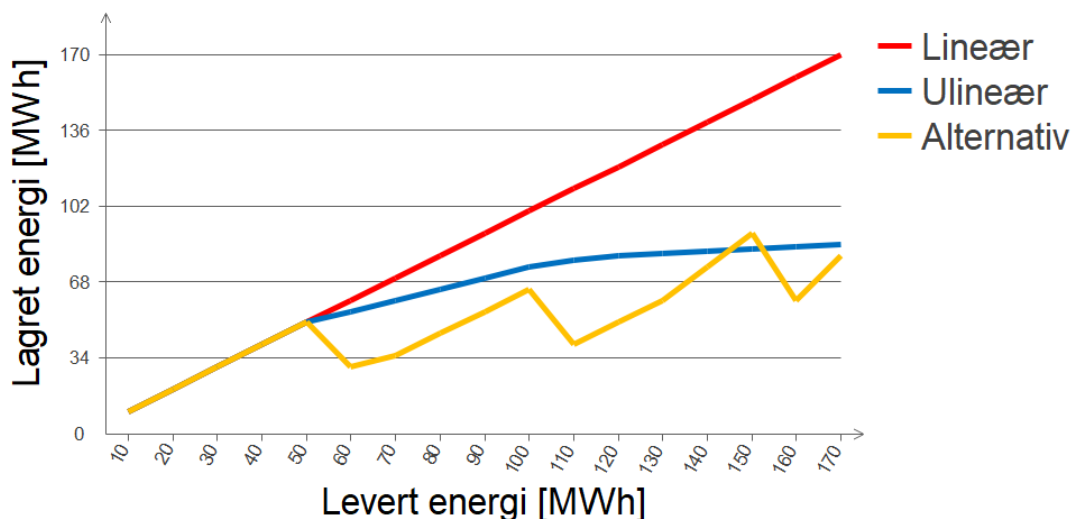
forenkles. Med oppgavens oppkobling er det enkelt å koble på flere solfangeranlegg eller forbrukskretser.



Figur 7.8: Flytskjema for enklere ladingsystem, energibæreren sirkulerer fra T3 til solfanger. DB er dreneringstank, T1, T2 og T3 er temperatursoner henholdsvis fra senter, P1 og P2 er pumpe.

7.3.3 Oppstart av sesonglageret

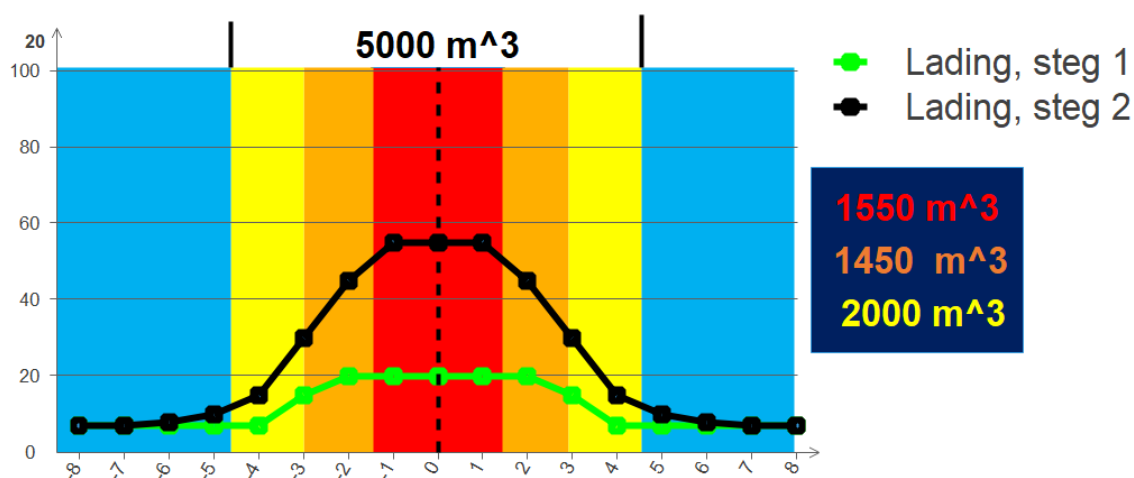
Det er antatt en virkningsgrad på rundt 40 % for brønnparken ved normaldrift. I starten vil både solfangerne og brønnparken ha høy virkningsgrad. Den første tiden, når parken holder grunnvannstemperatur 7 °C, vil brønnparken ha tilnærmet 100 % gjenvinningsgrad. Parken vil stige jevnt i temperatur og virkningsgraden synke ned mot 40 % ved oppladet tilstand. Figur 7.9 viser en skisse over levert og lagret energi i brønnparken. Gul graf er forventet oppladingstilfelle for brønnparken på Singlø.



Figur 7.9: Skisse av tre oppladningsscenarier.

88 000 kWh vil være tilgjengelig i brønnparken når fullt oppladet (jf. tabell 6.7). Hvor mye energi som må til for å nå denne tilstanden er usikkert. Beregnes det en gjenvinningsgrad på 40 % fra første kWh ladet, kreves det 220 000 kWh og parken bruker ca. to år. Betraktes Iddefjordsgranitt volumetriske varmekapasitet til $0,7 \text{ kWh/m}^3\text{K}$ istedet for $0,5 \text{ kWh/m}^3\text{K}$, vil det stå 123 000 kWh i brønnparkens aktive volum (jf. tabell 6.7). Det vil si at oppladningstiden vil være lengre, og det vil kreve rundt 307 000 kWh med 40 % gjenvinningsgrad.

Oppladingen av t-sonene kan gjøres på forskjellig måter. På Singlø kan det være hensiktsmessig å lade hele parken til rundt $20\text{-}25 \text{ }^\circ\text{C}$ før temperaturgradientene mellom sonene etableres, som vist i figur 7.10. Når en t-sone når $35 \text{ }^\circ\text{C}$, er det mulighet å starte et begrenset uttak av energi. Etter ca. et år kan ca 15 000 kWh hentes ut.



Figur 7.10: Viser forslag til ladeprosess.

7.4 Massestrøm og trykkfall

Den til enhver tid optimale ΔT i solfangeren er utfordrene å bestemme. Hensynet til ønsket tur- og returtemperatur fra solfanger må veies mot mest hensiktsmessige ladetemperatur og energimengde til de ulike t-sonene.

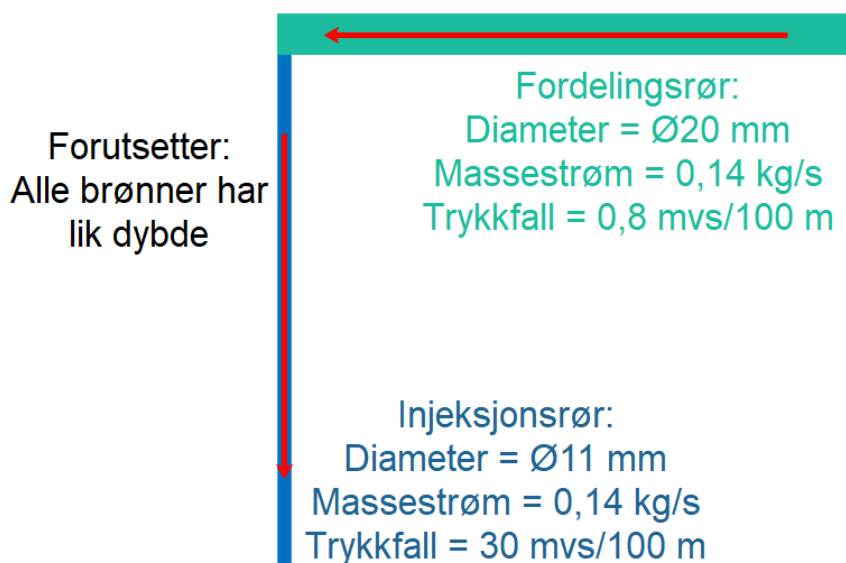
Det er valgt følgende parametre for beregning av maksimal massestrøm i lade- og forbrukskrets; forventet lavest ΔT og maksimal ladeeffekt. Maksimal massestrøm er dimensjonerende for rørberegning.

Trykkfallet i rørsystemet oppstår hovedsaklig i injeksjonsrøret i kollektoren og representerer halve pumpehøyden i ladekretsen. Sirkulasjonen i strømpen og solfangerne har neglisjerbart trykkfall. Transport og fordelingsrør er dimensjonert for 1,5 mvs per 100 meter trykkfall med hensyn til maksimal massestrøm.

Å sikre lik effekt, W/m, i alle brønner innad i hver t-sone, løses normalt ved bruk av reguleringsventil for massestrøm i hver brønn. Reguleringsventiler er dyrt, unøyaktige og innreguleringen er tidkrevende og utfordrende (Huus-Hansen 2017).

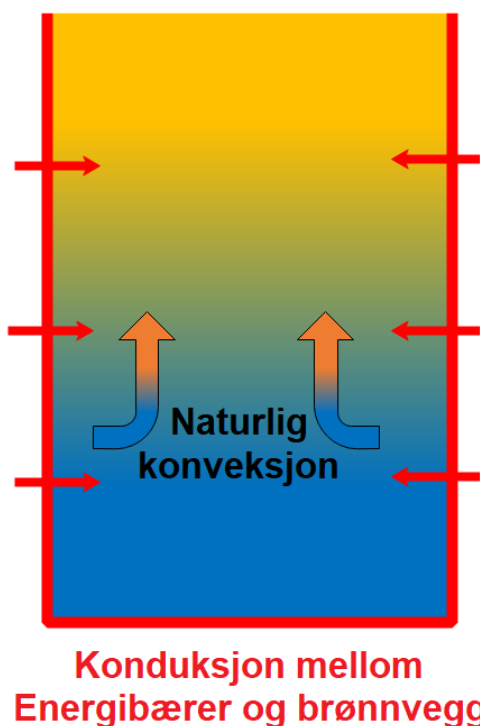
Fordelingsrørenes lengde vil variere, men om en anvender et injeksjonsrør med mye høyere trykkfall, vil den bli styrende. Dermed blir trykkfallet helt likt over alle brønner innad hver t-sone. Da kan trykkfallet over fordelingsrøret neglisjeres, vises i figur 7.11. Reguleringsventil for massestrøm er da unødvendig, men anlegget må dimensjoneres med høyere trykkfall. Forutsetter at brønnene har lik dybde.

Massestrømsregulering ved trykkfall i injeksjonsrør



Figur 7.11: Viser trykkfallsforskjell mellom injeksjonsrør og fordelingsrør.

Ved forbuk forventes fri konveksjon i TPU-strømpen. Det er strømning som påvirkes av tetthetsendringer, dermed vil varmtvann stige naturlig, vises i figur 7.12. Avlaster pumpene i sirkulasjonssystemet.



Figur 7.12: Illustrerer naturlig konveksjon i energibrønn.

7.5 Laminær og turbulent strømning i anlegget

Reynoldstallet i anlegget betraktes under maksimal ladeeffekt og forbrukseffekt, gir turbulens i transportrør, fordelingsrør(lading) og injeksjonsrør. Strømpen og solfanger har laminær strømning. Optimalt burde solfanger ha turbulens for å høste mer solenergi. Kalkulerer ikke ved normaldrift, det gir lavere Reynoldstall.

7.6 Økonomi

Det er knyttet usikkerhet til den totale strømutfikten. Både strømprisen og nettleien varierer i hele landet og vil variere i tiden fremover. Oppgaven har ikke tatt hensyn til økende strømpris, men sett på to alternative faste priser.

Alternativ 1: Dagens omtrentlige strømutfikt er på 0,9 kr/kWh, trolig en for lav strømpris de neste 50 år. Den vil øke, hvor mye er usikkert.

Alternativ 2: En total strømutfikt på 1,4 kr/kWh er en økning på ca 55 % mot årets (år 2017) pris. Dette antas å være realistisk de neste 50 år. Sannsynligvis vil alle nettselskap begynne med effekttariffer når AMS er installert. De som slipper å installere AMS, er bygg med forbruk under 2 000 kWh. Dette kan trolig oppnås på Singlø, med batteripakke og PV-panel.

Nettonåverdien har ikke tatt hensyn til uforutsette problemer med rør eller om noe annet må erstattes. Skulle dette skje vil det ha en direkte innvirkning på nettonåverdien. Innhentet pris er ikke ferdig forhandlet, anlegget kan bli billigere. Beregningene har antatt en levetid på 50 år fordi store elementer må byttes ut, men brønnboringen som er en stor utgift, har lengre levetid.

Oppstartstiden til systemet er en helt sentral del i nåverdianalysen. Bruker parken flere år på å komme i drift vil dette ha direkte innvirkning på analysen. Analysen tar utgangspunkt i at etter ett år kan det hentes ut rundt 15 000 kWh.

Det er mulig å søke om ENOVA-støtte ved investeringer som knytter seg til solfanger og energibrønner. Hvor mye et anlegg for sesonglagring kan støttes er usikkert.

Kalkulasjonsrenten i beregningen er en usikkerhet, 3 og 6 % er satt som to alternativ. 3 % er mest sannsynlig optimistisk, mens 6 % er mer realistisk. Vedlegg A.3 viser beregningene av nettonåverdi, denne er negativ i tre av de fire scenariene som er satt. Det er også viktig å tenke på at selv om dette anlegget ikke vil lønne seg økonomisk nå, så er det små marginer som skal til for at det lønner seg. Miljøeffekten må betraktes opp mot økonomien.

8

Konklusjon

Singlø har gode solforhold, milde vintre og god geologi og dermed gode forutsetninger for sesonglagring av solenergi. Beskrevet anlegg dekker store deler av hovedhusets varmebehov, generelt er anlegget dimensjonert med gode marginer.

Styringssystemet og brønnparkens soneinndeling åpner for en fleksibel energibruk, både med hensyn til lading og uttak. Styringssystemet er av adaptiv type, selvlærende, og vil etter som driftstiden blir lengre, bidra til ytterligere optimalisering av anleggets egenskaper, dets ytelse og kostnadsbesparelse.

Den økonomiske analysen viser at anlegget vil koste rundt 1 500 000 kr. Nåverdimetoden viser at med en antatt strømutfgift på 1,4 kr/kWh og kalkulasjonsrente på 3 %, er nåverdien etter 50 år på 180 000 kr. Lavere strømutfgift gir negativ nåverdi.

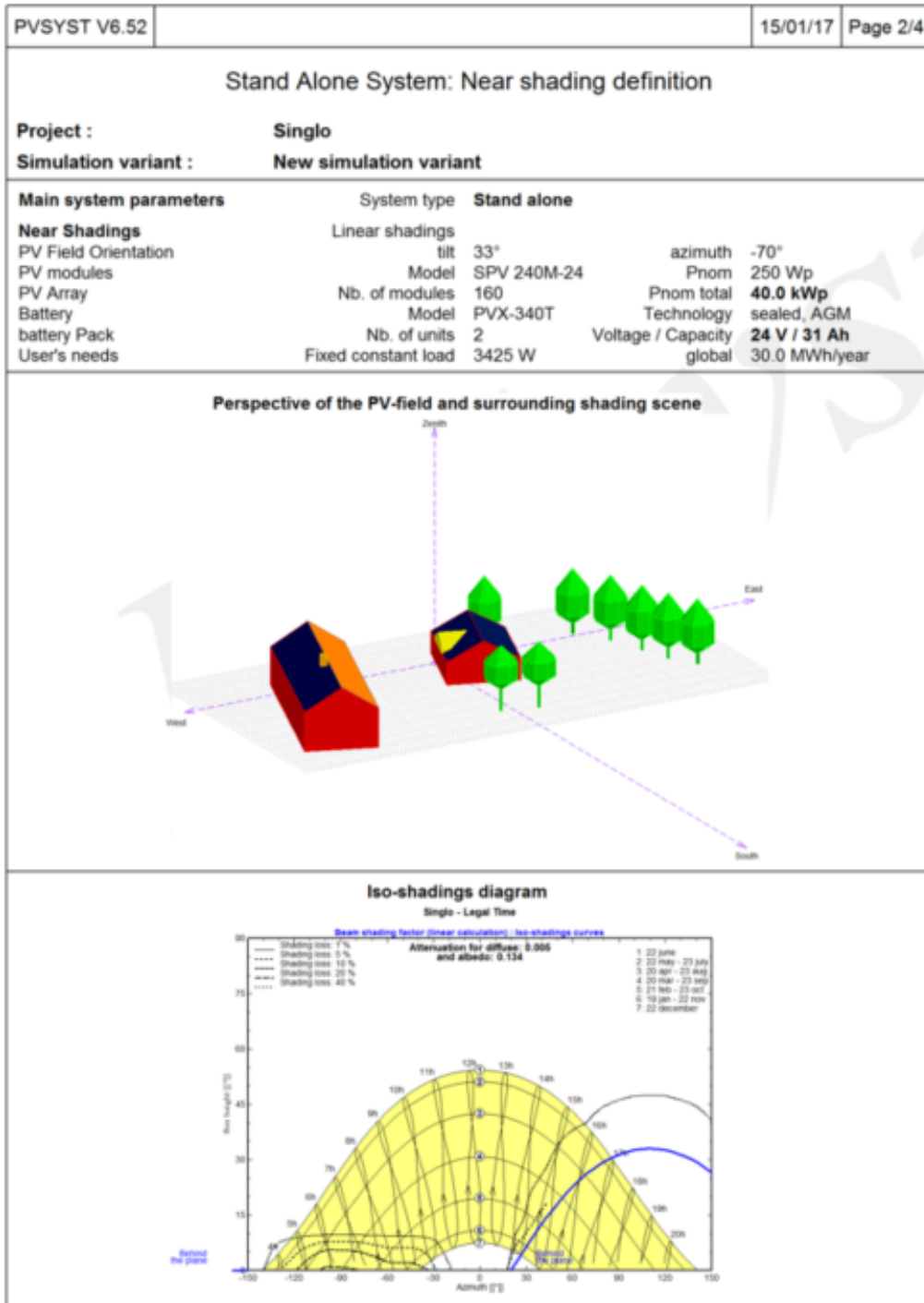
A

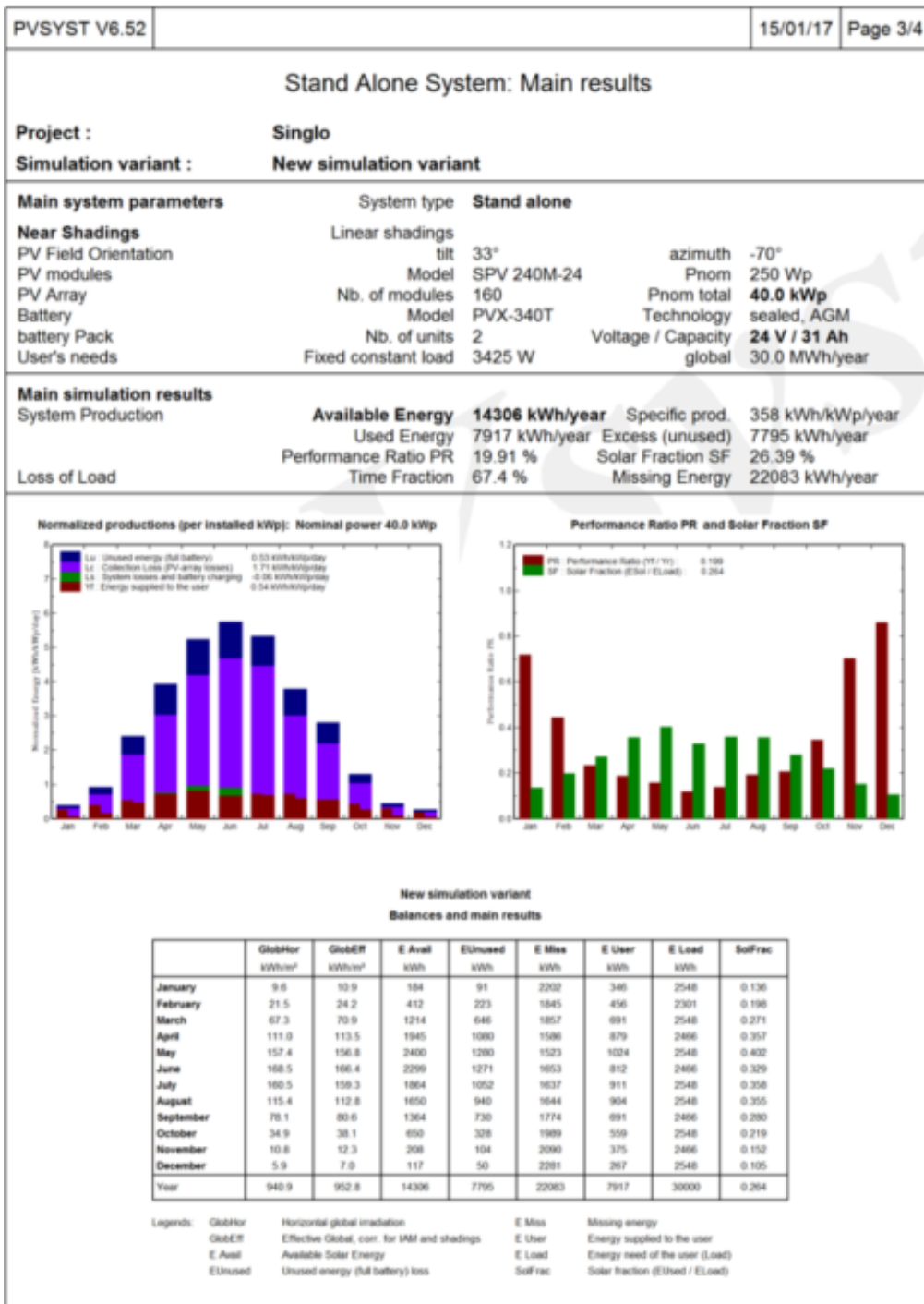
Vedlegg

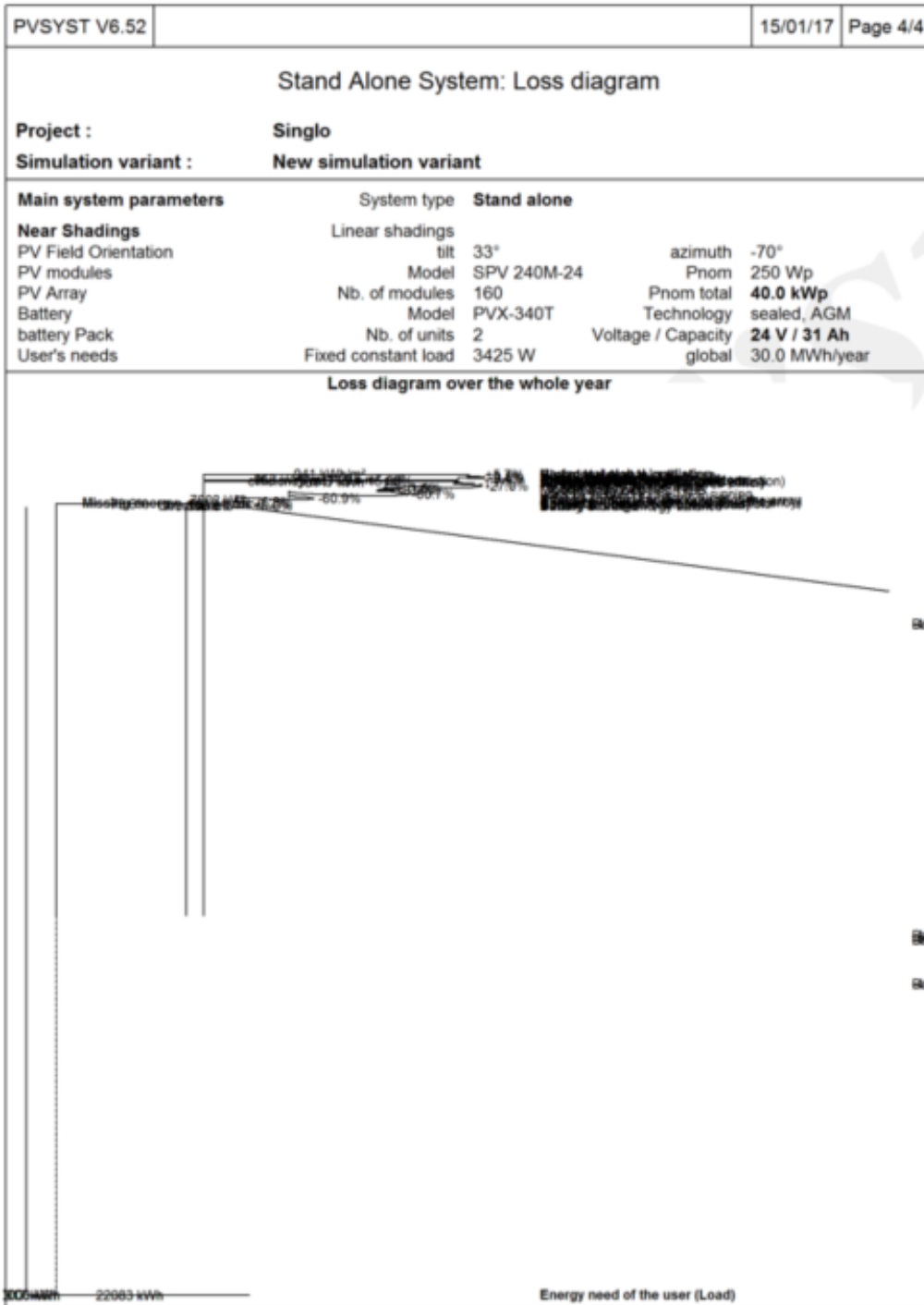
- Vedlegg A.1 PVsyst rapport.
- Vedlegg A.2 Nomogram for rørdimensjonering.
- Vedlegg A.3 Nåverdianalyse.

A.1 PVsyst rapport

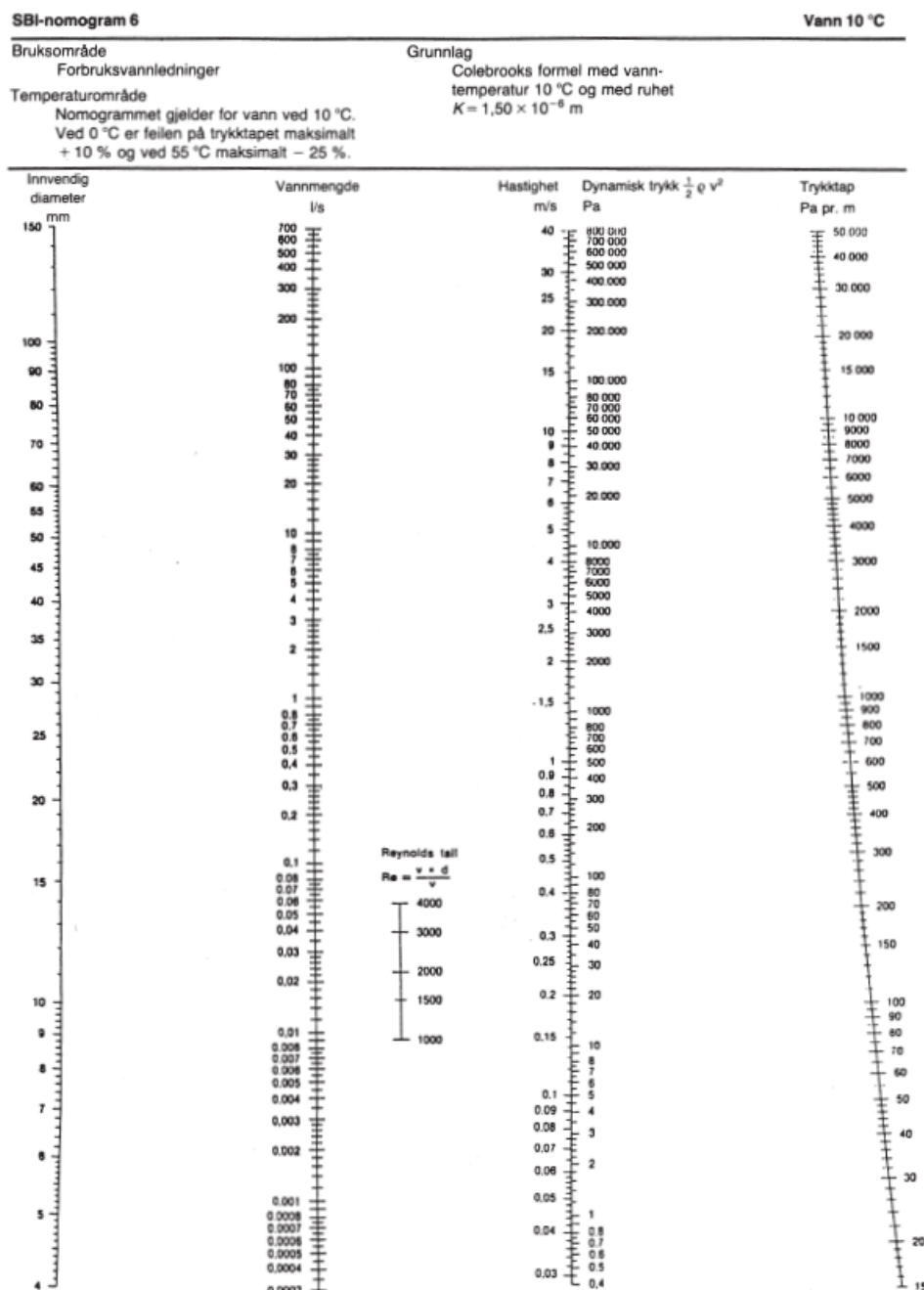
PVSYST V6.52		15/01/17		Page 1/4	
Stand Alone System: Simulation parameters					
Project :	Singlo				
Geographical Site	Single		Country	Norway	
Situation	Latitude	59.11° N	Longitude	11.13° E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	15 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Single	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic			
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date	15/01/17 21h41			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	33°	Azimuth	-70°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm	
Near Shadings	Linear shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	SPV 240M-24		
Original PVsyst database	Manufacturer	Solartec			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	8 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	160	Unit Nom. Power	250 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	40.0 kWp	At operating cond.	13.05 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	326 V	I mpp	40 A	
Total area	Module area	265 m²	Cell area	234 m²	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	348 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.5 % (fixed voltage)	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	
System Parameter	System type	Stand Alone System			
Battery	Model	PVX-340T			
	Manufacturer	Concorde			
Battery Pack Characteristics	Voltage	24 V	Nominal Capacity	31 Ah	
	Nb. of units	2 in series			
	Temperature	Fixed (20°C)			
Controller	Model	Universal controller with DCDC converter			
	Technology	DC-DC converter	Temp coeff.	-5.0 mV/°C/elem.	
Converter	Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %	DC Input voltage	0.0V	
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation			
	Charging	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx.	504.9 / 25.1 V	
	Discharging	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx.	-33.4 / 24.4 V	
User's needs :	Fixed constant load	3425 W	Global	30.0 MWh/Year	







A.2 Nomogram for rørdimensjonering



A.3 Nåverdi

Strømpris:	1.4 Kr/kWh
Nettonåverdi	178 776 Kr
Rente	0.03

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inntekt(Besparelse)		21 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000
Kostnader		25 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift	1 500 450										
Kontantstrøm	-1 500 450	-4 200	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800
Nåverdi	1 500 450	-4 078	75 219	73 028	70 901	68 836	66 831	64 885	62 995	61 160	59 379
År	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Inntekt(Besparelse)	84 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift				7 200							
Kontantstrøm	79 800	49 800	49 800	42 600	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800
Nåverdi	57 649	34 929	33 911	28 164	31 965	31 034	30 130	29 252	28 400	27 573	26 770
År	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Inntekt(Besparelse)	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift				133 000	35 000				7 200		
Kontantstrøm	79 800	79 800	79 800	-53 200	44 800	79 800	79 800	79 800	72 600	79 800	79 800
Nåverdi	41 647	40 434	39 256	-25 409	20 774	35 925	34 879	33 863	29 910	31 919	30 989
År	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
Inntekt(Besparelse)	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift											
Kontantstrøm	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800
Nåverdi	30 087	29 210	28 360	27 534	26 732	25 953	25 197	24 463	23 751	23 059	22 387
År	44	45	46	47	48	49					
Inntekt(Besparelse)	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000					
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200					
Investeringsutgift		7 200									
Kontantstrøm	79 800	72 600	79 800	79 800	79 800	79 800					
Nåverdi	21 735	19 198	20 488	19 891	19 312	18 749					

Strømpris:	0.9	Kr/kWh
Nettonåverdi	-320 917	Kr
Rente	0.03	

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inntekt(Besparelse)		27 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader		16 200	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift	1 500 450										
Kontantstrøm	-1 500 450	10 800	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	1 500 450	10 485	48 355	46 947	45 579	44 252	42 963	41 712	40 497	39 317	38 172
År	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift				7 200							
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	44 100	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	37 060	35 981	34 933	29 155	32 928	31 968	31 037	30 133	29 256	28 404	27 576
År	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift				133 000	35 000				7 200		
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	-81 700	16 300	51 300	51 300	51 300	44 100	51 300	51 300
Nåverdi	26 773	25 993	25 236	-39 020	7 558	23 095	22 422	21 769	18 169	20 519	19 922
År	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift											
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	19 341	18 778	18 231	17 700	17 185	16 684	16 198	15 726	15 268	14 824	14 392
År	44	45	46	47	48	49					
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000					
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700					
Investeringsutgift		7 200									
Kontantstrøm	51 300	44 100	51 300	51 300	51 300	51 300					
Nåverdi	13 973	11 662	13 171	12 787	12 415	12 053					

Strømpris:	0.9	Kr/kWh
Nettonåverdi	-789 238	Kr
Rente	0.06	

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inntekt(Besparelse)		13 500	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader		16 200	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift	1 500 450										
Kontantstrøm	-1 500 450	-2 700	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	1 500 450	-2 547	45 657	43 072	40 634	38 334	36 164	34 117	32 186	30 364	28 646
År	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift				7 200							
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	44 100	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	27 024	25 495	24 051	19 505	21 406	20 194	19 051	17 973	16 955	15 996	15 090
År	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift				133 000	35 000				7 200		
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	-81 700	16 300	51 300	51 300	51 300	44 100	51 300	51 300
Nåverdi	14 236	13 430	12 670	-19 036	3 583	10 638	10 036	9 468	7 678	8 426	7 949
År	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Investeringsutgift											
Kontantstrøm	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300	51 300
Nåverdi	7 499	7 075	6 674	6 297	5 940	5 604	5 287	4 987	4 705	4 439	4 188
År	44	45	46	47	48	49					
Inntekt(Besparelse)	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000					
Kostnader	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700					
Investeringsutgift		7 200									
Kontantstrøm	51 300	44 100	51 300	51 300	51 300	51 300					
Nåverdi	3 951	3 204	3 516	3 317	3 129	2 952					

Strømpris:	1.4	Kr/kWh
Nettonåverdi	-739 965	Kr
Rente	0.06	

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inntekt(Besparelse)		21 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader		25 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift	1 500 450										
Kontantstrøm	-1 500 450	-4 200	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800
Nåverdi	1 500 450	-3 962	44 322	41 813	39 446	37 213	35 107	33 120	31 245	29 477	27 808
År	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Inntekt(Besparelse)	84 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift				7 200							
Kontantstrøm	79 800	49 800	49 800	42 600	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800	49 800
Nåverdi	42 038	24 749	23 348	18 842	20 780	19 604	18 494	17 447	16 460	15 528	14 649
År	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Inntekt(Besparelse)	84 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift				133 000	35 000				7 200		
Kontantstrøm	79 800	49 800	49 800	-83 200	14 800	49 800	49 800	49 800	42 600	49 800	49 800
Nåverdi	22 145	13 038	12 300	-19 385	3 253	10 327	9 742	9 191	7 417	8 180	7 717
År	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
Inntekt(Besparelse)	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Investeringsutgift											
Kontantstrøm	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800	79 800
Nåverdi	11 666	11 005	10 382	9 795	9 240	8 717	8 224	7 758	7 319	6 905	6 514
År	44	45	46	47	48	49					
Inntekt(Besparelse)	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000					
Kostnader	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200					
Investeringsutgift		7 200									
Kontantstrøm	79 800	72 600	79 800	79 800	79 800	79 800					
Nåverdi	6 145	5 274	5 469	5 160	4 868	4 592					

Bibliografi

Andresen, Inger (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon. Prosjektrapport 22.*

Bachmann, Andreas (2017). *Salgssjef, Haugaland Kraft Energi AS.* [Samtale 23.04.17].

Banks, David (2012). *An Introduction to Thermogeolgy, Ground source heating and cooling.* 2nd. John Wiley & Sons.

Borgnakke, Claus og Richard.E Sonntag (2014). *Fundamentals of thermodynamics.* 8nd. John Wiley & Sons.

Canada Leidos (2015). *Energy Report Summary for June 2015.* https://www.dlsc.ca/reports/1516/2015_06_DLSC_June2015ReportSummary_v1.0.pdf. [Hentet: 17.01.17].

Cengel, Yunus A. og Afshin J. Ghajar (2011). *Heat and Mass Transfer, Fundamentals and Applications.* 4th. McGraw Hill, s. 9–40.

Chen, C. Julian (2011). *Physics of solar energy.* 1nd. John Wiley & Sons.

Drake Lading Solar Community (2017a). <https://www.dlsc.ca/>. [Hentet: 20.01.17].

– (2017b). <https://www.dlsc.ca/borehole.htm>. [Hentet: 10.01.17].

Duffie, John A. og William A. Beckman (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes.* 4nd. John Wiley & Sons.

Energikanalen.no (2017). <http://www.energikanalen.no/temaside-solenergi.aspx>. [Hentet: 27.04.17].

Føyn, Amund (2017). *Overingeniør, Fakultet for realfag og teknologi, NMBU.* [Samtale 23.04.17].

Finnemore, E. John og Joseph B. Franzini (2002). *Fluid Mechanics, with Engineering Applications.* 10nd. McGraw-Hill.

- Fornybar.no (2016). http://www.fornybar.no/upload_images/.jpg. [Hentet: 09.02.17].
- Grønbeck, Svein Magnus (2017). *Teknisk kunderådgiver - VVS Grundfos AS*. [Samtale, mail 20.03.17 til 5.05.17].
- Høiax AS (2017). <http://http://www.hoiax.no/aktuelt/solenergi>. [Hentet: 05.05.17].
- Huus-Hansen, Wilhelm (2017). *Styremedlem Anergy AS*. [Samtaler, møter og mail 05.01.17 til 12.05.17].
- Norsk Varmepumpeforening (2017a). <http://www.varmepumpeinfo.no/varmepumpetyper/bergvarmepumpe-og-jordvarmepumpe>. [Hentet: 16.04.17].
- (2017b). http://www.novap.no/ulike_varmepumper. [Hentet: 16.04.17].
- PVsystem (2012a). *PVsystem, About us*. <http://www.pvsystem.com/en/about-us>. [Hentet: 01.02.17].
- (2012b). *PVsystem, Meteo data sources*. <http://www.pvsystem.com/en/publications/meteo-data-sources>. [Hentet: 01.02.17].
- Quaschnig, Volker (2004). *Solar thermal water heating*. http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index_e.php. [Hentet: 09.02.17].
- Ramstad, Randi Kalskii (2017). *Asplan Viak og Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet*. [Samtale 08.05.17].
- schoolworkhelper.net (2016). <https://schoolworkhelper.net/thermal-energy-transfer-conduction-convection-radiation/>. [Hentet: 27.03.17].
- Sibbitt, Bruce og Doug McClenahan (2015). <http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-TECH-Seasonal-storages-Borehole-Guidelines.pdf>. [Hentet: 01.03.17].
- Sintef.no (2011). <https://www.sintef.no/projectweb/annex29/grunnvarme/>. [Hentet: 05.03.17].
- Slagstad, Trond (2017). *Forsker, Norges geologiske undersøkelse NGU*. [Mail: 19.04.17].
- Solar Panels Plus (2014). <http://www.solarpanelsplus.com/all-about-solar/evacuated-tubes-or-flat-plates/>. [Hentet: 03.02.17].
- Šúri, M. mfl. (2007). *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate, countries*. *Solar Energy*, 81, 1295–1305. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Hentet: 20.04.17].

Tollan, Arne (2012). <https://snl.no/grunnvann>. [Hentet: 04.04.17].

Twidell, John og Tony Weir (2006). *Renewable Energy Resources*. 2nd. Taylor og francis.

Veslegard, Geir Schram og Geir.A Simonsen (2014). *Erfaringsinnsamling og analyse av skadeårskarer, BegrensSkade Delrapport nr. 1 + 2.1*.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway