



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp  
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi  
Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT)

## **Bærekraftig energisystem basert på sesonglagring av solenergi - En mulighetsstudie for Olavsbu**

A Feasibility study of a Sustainable Energy System  
at Olavsbu Based on Seasonal Storage of solar  
Energy

Astrid Ståledotter Landstad  
Miljøfysikk og fornybar energi



Denne masteroppgaven dedikeres

*Peter Holum Normann*

20.12.1988 – 13.3.2016

# FORORD

Denne masteroppgaven er gjennomført ved Norges miljø- og naturvitenskapelige universitet (NMBU), våren 2016, og utgjør en milepæl i min sivilingeniørutdanning innen miljøfysikk og fornybar energi. Jeg begynte å studere på NMBU grunnet en sterk interesse for problemstillinger knyttet til energi og miljø, og spesielt realiseringen av bærekraftige energiprojekter. Å skrive denne masteroppgaven, nettopp om et bærekraftig energiprojekt, har vært en sann glede!

Jeg har valgt å dedikere denne oppgaven til en person som har stått meg svært nær, Peter Holum Normann. Peter har vært til stor inspirasjon gjennom studietiden på Ås. Hans engasjement for solenergi som en viktig del av løsningen på klimaproblemet, har smittet over på både meg og medstudenter. Peter trodde på og arbeidet for en rettferdig og bærekraftig verden. En verden hvor vi er gode med hverandre og planeten vår. Det skal vi fortsette å kjempe for.

Å skrive masteroppgaven er en takknemlig prosess, da jeg har fått nyttig informasjon og gode innspill til arbeidet. Jeg ønsker derfor rette en stor takk til alle ansatte og medstudenter ved NMBU som har bidratt i siste fase av studietiden.

Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Petter H. Heyerdahl ved NMBU for grundig veiledning og oppfølging gjennom hele prosessen, samt et ektefølt engasjement for problemstillingen. Videre vil jeg takke min biveileder Arne Auen Grimenes for gode innspill til oppgavens struktur. Både Petter og Arne har motivert meg gjennom studiet med sine inspirerende kurs og engasjement for fysikkfaget.

Takk til Thomas With og Tor Martin Stenseng ved DNT Oslo og Omegn for grundige svar på alle mine spørsmål om alt fra drift av Olavsbu til informasjon om hyttenes bygningsfysikk. Jeg ønsker også å takke for at jeg har vært så heldig å få sitte på kontorene til DNT Oslo og Omegn i arbeidet med masteroppgaven. Takk til Tormod Aurlien ved NMBU for gode innspill til metode rundt beregning av energitapet til hyttene ved Olavsbu. Takk til Wilhelm Huus-Hansen for raske og grundige svar på mine mange spørsmål om systemkomponenter og kostnadsvurderinger.

Takk til medstudent Helene Tømmerbakke for gode diskusjoner rundt problemstillingen og viktige innspill i arbeidet. Takk til medstudenter og venner for gode kaffepauser med fjas og motiverende ord.

Tilslutt vil jeg takke min flotte mor, Trude Landstad, som har tatt seg tid til å lese korrektur.

Ås, 6. juni 2016

Astrid Ståledotter Landstad

## SAMMENDRAG

Formålet med denne masteroppgaven er å vurdere muligheten for et bærekraftig energisystem for Olavsbu som baserer seg på sesonglagring av solenergi. En metode for sesonglagring av solenergi er å benytte solfangeranlegg i kombinasjon med brønnparker. Brønnparker består av energibrønner i berggrunnen og fungerer som et varmelager. Det er en økende interesse for storskala energisystemer av denne typen. Drake Landing Solar Community med sine 52 boliger har oppnådd en dekningsgrad for oppvarming på over 90 % fra solenergi ved bruk av et slikt energisystem.

Første steg for å vurdere muligheten for etablering av et tilsvarende energisystem på Olavsbu, er å innhente informasjon om ressursgrunnlaget i området. Olavsbu består av øvre og nedre hytte, der hyttetaket til øvre hytte med orientering mot sør-vest, egner seg best for installering av solfangeranlegg. Det eksisterer ingen målestasjon for meteorologiske data på Olavsbu. Simuleringer med bruk av innstrålingsdata fra Løken målestasjon, fem mil sør-øst for Olavsbu, samt estimerte innstrålingsdata fra databasen Meteororm, viser at innstrålingen på hyttetaket til Olavsbus øvre hytte er forventet å være på mellom 810 – 1030 kWh/m<sup>2</sup>. På hyttetaket kan det installeres et solfangeranlegg med areal på 94 m<sup>2</sup>. Beregninger basert på data fra Løken målestasjon, viser at forventet høstet energi fra et solfangeranlegg av denne størrelsen, er på 54 000 kWh årlig.

Beregnete verdier for høstet energi er videre blitt benyttet til å presentere to forslag for et energisystem på Olavsbu. Begge forslagene baserer seg på solfangeranlegg på hyttetaket til øvre hytte samt gulvvarmeanlegg i begge hyttene. For å oppnå ønsket strømning i systemet, foreslås det å installere et PV-anlegg for produksjon av elektrisk energi til drift av sirkulasjonspumper. Beregninger for ulike driftssituasjoner viser at det vil være hensiktsmessig å benytte rør med forholdsvis stor indre diameter i systemet, samt tillate en  $\Delta T$  i solfangeranlegget på over 30 K. Forslagene skiller seg fra hverandre i valg av varmelager, der det for forslag 1 er valgt å benytte en brønnpark, mens det i forslag 2 er valgt å benytte en akkumulatortank. Beregninger viser at forslag 1 møter 100 % av energibehovet med solenergi, og forslag 2 har en dekningsgrad på 85 % solenergi. Det anbefales å etablere energisystemet foreslått i forslag 1. Dette for å sikre et energioverskudd som kan benyttes til etablering av gode løsninger for klestørking, oppvarming av biologisk toalett og til kompostering av avfall og andre komfortøkende tiltak.

Totale klimagassutslipp for anbefalt energisystem vil på få år være mindre enn utslippene tilknyttet dagens løsning som årlig krever helikopterfrakt med vedforsyning. Grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger, viser at energisystemet vil ha en total kostnad på om lag 900 000 kr over en 20 års-periode. Total kostnaden for dagens energiløsning over samme periode, er beregnet til å være 1 400 000 kr. Resultatene i denne masteroppgaven viser at sesonglagring av solenergi vil kunne være en bærekraftig energiløsning for Olavsbu, samt være lønnsomt ut fra et økonomisk perspektiv.

## ABSTRACT

The purpose of this study is to assess the possibility of integrating a sustainable energy system at Olavsbu based on seasonal storage of solar energy. A method used for storing solar energy is to install solar collectors combined with a borehole thermal energy storage. A borehole thermal energy storage (BTES) system is an underground structure for storing solar energy. There is an increasing interest for big scale energy systems of this type. Drake Landing Solar community with its 52 homes has achieved, using this kind of energy system, to meet the residential space heating needs with over 90 % by solar thermal energy.

First step to assess the possibility to establish a similar system at Olavsbu, is to collect information about the resource base. Olavsbu is consisting of upper and lower cabin, where the roof of the upper cabin, with its orientation to South-West, is best suited for installing solar collectors. There is no weather station at Olavsbu. Simulations with use of solar irradiance data from Løken weather station, 50 km south-east of Olavsbu, as well as estimated irradiance data from the database Meteonorm, show that the expected insolation can be in the range 810 – 1030 kWh/m<sup>2</sup>. The roof of the cabin could hold a solar collector plant with an area of 94 m<sup>2</sup>. Calculations show that energy harvested, using data from Løken weather station, is expected to be 54 000 kWh.

Calculated values for harvested energy are further used to present two appropriate energy systems at Olavsbu. Both suggestions are based on solar collectors at the upper cabin's roof as well as underfloor heating in both cabins. To achieve desired flow in the system, it is suggested to install a PV-plant for production of electric energy for the operation of circulation pumps. Calculations for different operation situations shows that it will be beneficial to use pipes with relatively big inner diameters as well as to ensure a  $\Delta T$  in the collectors to achieve 30 K. The proposed systems differ in the choice of heat storage, where there in option 1 is used a borehole thermal energy storage whereas there in option 2 is chosen to use a accumulator. Calculations show that option 1 meets the energy need with 100 % solar energy, while the coverage ratio is 85 % for option 2. It is recommended to establish the energy system proposed in option 1. This system will guarantee a energy surplus that could be utilized to establish smart solutions for drying clothes and heating of biological toilets and composting carbage.

The total amount of greenhouse gas emissions for the recommended system will in few years be less than the emissions from current energy system where helicopters transports wood to the cabins every year. Rough financial budgeting for recommended option shows that the total cost for the system period of 20 years, will be about 900 000 NOK. The total cost for today's solution is 1 400 000 NOK. The results of this thesis shows that seasonal storage of solar energy can be a sustainable energy system at Olavsbu, as well as profitably on the basis of an economic perspective.

# SYMBOLLISTE

Symbol	Forklaring	Enhet
$AM$	Air Mass	-
$A$	Areal	$m^2$
$A_r$	Tverrsnittsareal til rør	$m^2$
$A_i$	Areal til bygningselement	$m^2$
$A_\alpha$	Aktivt solfangerareal	$m^2$
$b_0$	Parameter tilknyttet korreksjonsfaktoren, $K_\eta$	-
$c_{luft}$	Luftens varmekapasitet per volum	$Wh/(m^3K)$
$c_p$	Spesifikk varmekapasitet	$J/(kgK)$
$c_{pv}$	Volumetrisk spesifikk varmekapasitet	$J/(m^3K)$
$D_r$	Hydraulisk diameter	$m$
$E$	Energitetthet	$kWh/lm^3$
$f$	Friksjonsfaktor	-
$fm$	Fastmasseprosent til brensel	%
$F$	Fuktighet i brensel	-
$g$	Tyngdeakselerasjon	$m/s^2$
$G$	Innstrålingstetthet	$W/m^2$
$G_s$	Solarkonstanten	$W/m^2$
$G_\eta$	Gjenvinningsgrad til brønnpark	%
$h$	Konveksjonskoeffisienten	$W/(m^2K)$
$h_i$	Høyde til væske i punkt $i$	$m$
$H$	Varmetransportkoeffisienten	$W/K$
$H_D$	Direkte varmetransmisjonstap til det fri	$W/K$
$H_E$	Effektiv brennverdi for brensel	$kWh/kg$
$H_g$	Varmetap mot grunnen	$W/K$
$H_{inf}$	Infiltrasjonsvarmetap	$W/K$
$H_N$	Nedre brennverdi for brensel	$kWh/kg$
$H_U$	Varmetransmisjon til uoppvarmede soner i bygget	$W/K$
$H_V$	Ventilasjonsvarmetap	$W/K$
$H_{pe}$	Dynamisk varmetransportkoeffisient	$W/K$
$k$	Varmeledningsevne	$W/(mK)$
$K_\eta$	Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel	-
$l$	Luftomsetning	$m^3/(m^3h)$
$L$	Lengde	$m$
$L_D$	Dybden til borehull	$m$
$m$	Masse	$kg$
$\dot{m}$	Massestrøm	$kg/s$

Symbol	Forklaring	Enhet
$p_f$	Friksjonstap	Pa
$\Delta p$	Trykkforskjell	Pa
$P_{inn}$	Innstrålt effekt på en flate	W
$P_v$	Effekt levert til varmemediet	W
$P_p$	Pumpeeffekt	W
$q_v$	Volumstrøm	m <sup>3</sup> /s
$Q$	Varmeenergi	J
$Q_{g,i}$	Varmetap til grunnen per måned $i$	kWh
$Q_i$	Varmetap per måned $i$	kWh
$\dot{Q}_{cond}$	Konduksjon	W
$\dot{Q}_{rad}$	Stråling	W
$\dot{Q}_{1-2}$	Konveksjon	W
$r$	Radius	m
$r_k$	Kondensasjonsvarmen for vanndamp	kWh/kg
$R$	Varmemotstand til materialer	m <sup>2</sup> K/W
$Re$	Reynolds tall	-
$R_T$	Total varmemotstand til en konstruksjon	m <sup>2</sup> K/W
$t_i$	Timer i måned $i$ delt på 1000 for omregning til kWh	kWh
$T$	Temperatur	K, °C
$T_a$	Lufttemperatur	K, °C
$T_{i,i}$	Innetemperatur for måned $i$	K, °C
$T_m$	Middeltemperatur i solfanger	K, °C
$T_o$	Omgivelsestemperatur	K, °C
$T_{si}$	Temperatur i innløp til solfanger	K, °C
$T_{su}$	Temperatur i utløp til solfanger	K, °C
$T_{u,i}$	Lufttemperatur for måned $i$	K, °C
$\hat{T}_u$	Amplitudevariasjonen i årsmiddeltemperatur ute	K
$\Delta T$	Temperaturdifferanse	K
$U$	Varmegjennomgangskoeffisienten	W/m <sup>2</sup> K
$U_i$	Varmegjennomgangskoeffisienten for bygningselement $i$	W/m <sup>2</sup> K
$\bar{v}$	Gjennomsnittlig strømningshastighet	m/s
$V$	Volum	m <sup>3</sup>
$V_0$	Opprinnelig volum	m <sup>3</sup>
$\alpha$	Diffusjon	m <sup>2</sup> /s
$\alpha_s$	Solhøyde	°
$\beta$	Helningsvinkel	°
$\beta_v$	Volumutvidelseskoeffisienten	K <sup>-1</sup>
$\gamma$	Asimutvinkelen	°



<b>Symbol</b>	<b>Forklaring</b>	<b>Enhet</b>
$\varepsilon$	Emissivitet	-
$\epsilon$	Ruhetsfaktor	m
$\zeta$	Støttapskoeffisienten	-
$\eta$	Virkningsgrad	-
$\eta_p$	Virkningsgrad til pumpe	-
$\theta$	Innfallsvinkel	°
$\theta_z$	Senitvinkel	°
$\nu$	Kinematisk viskositet	m <sup>2</sup> /s
$\mu$	Dynamisk viskositet	kg/(ms)
$\rho$	Tetthet	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_{basis}$	Basisdensiteten	kg/fm <sup>3</sup>
$\rho_i$	Tetthet til væske i punkt $i$	kg/m <sup>3</sup>
$\sigma$	Boltzmanns konstant	W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )

# INNHOLDSFORTEGNELSE

<b>Forord</b> .....	II
<b>Sammendrag</b> .....	III
<b>Abstract</b> .....	IV
<b>Symbolliste</b> .....	V
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	VIII
<b>1 Innledning</b> .....	1
1.1 Motivasjon .....	1
1.2 Problemstilling .....	1
1.3 Olavsbu.....	2
1.4 Litteratur .....	3
1.5 Oppgavens struktur.....	4
<b>2 Generell teori</b> .....	5
2.1 Varmeoverføring .....	5
2.2 Solenergi .....	6
2.3 Strømningsteknikk .....	9
<b>3 Teknologi og anvendelse</b> .....	12
3.1 Varmeoverføring.....	12
3.2 Forbrenning av trevirke.....	15
3.3 Solenergi .....	16
3.4 Sesonglagring av energi .....	20
3.5 Produksjon av elektrisk energi.....	26
<b>4 Ressursgrunnlag</b> .....	27
4.1 Berggrunn.....	28
4.2 Bygningsfysikk .....	28
4.3 Meteorologi- og innstrålingsdata.....	29
4.4 Systemvæske.....	30
4.5 PVsyst.....	33
<b>5 Metode</b> .....	34
5.1 Systemløsninger for Olavsbu .....	34
5.2 Energiforbruk .....	36
5.3 Solenergi .....	37
5.4 Sesonglagring av energi .....	41
5.5 Strømningsteknikk .....	42
<b>6 Resultater</b> .....	47
6.1 Energibehov .....	47
6.2 Solenergi .....	50
6.3 Sesonglagring av energi .....	53
6.4 Strømningsteknikk .....	58
<b>7 Forslag til energiløsning for Olavsbu</b> .....	61

7.1	Forslag 1: Solfangere i kombinasjon med brønnpark .....	61
7.2	Forslag 2: Solfangere kombinert med akkumulatortank som Varmelager.....	64
<b>8</b>	<b>Diskusjon</b> .....	<b>68</b>
8.1	Systemløsninger .....	68
8.2	Energibehov .....	68
8.3	Solenergi .....	68
8.4	Sesonglagring av energi .....	69
8.5	Strømningsteknikk .....	70
8.6	Forslag til energiløsning for Olavsbu.....	71
8.7	Anbefalinger .....	72
<b>9</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>74</b>
<b>10</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>75</b>
<b>11</b>	<b>Vedlegg</b> .....	<b>79</b>
	Vedlegg A – Solceller .....	80
	Vedlegg B – Termoelektrisk generator (TEG).....	82
	Vedlegg C – Detaljerte resultater for energibehov .....	83
	Vedlegg D – Detaljerte resultater fra simulering i PVsyst.....	85
	Vedlegg E – Plantegninger av Olavsbu .....	92

# 1 INNLEDNING

## 1.1 MOTIVASJON

Solfangere montert på tak kan benyttes til å høste solenergi til oppvarming av bolig. Solfangere har høy virkningsgrad, noe som gjør dette til en effektiv, fornybar energikilde. En utfordring knyttet til denne typen oppvarming er at variasjonen i energibehovet gjennom året ikke samsvarer med variasjonen i innstrålt energi. Dette er motivasjonen for å se på muligheten for et energisystem hvor solfangere kombineres med varmelagring i berggrunnen. Et slikt system muliggjør sesonglagring av solenergi og dermed tilgang til fornybar energi for oppvarming gjennom hele året.

Målet for oppgaven er å se på i hvilken grad et nytt energisystem kan forsyne en gitt turistforeningshytte (DNT-hytte), Olavsbu, med tilstrekkelig solenergi til å holdes varm i driftsperioden. Energisystemet vil i hovedsak bestå av solfangere installert på hyttetaket og en brønnpark som skal tjene som sesonglager for solvarme. Systemet muliggjør lagring av varme levert av solfangerne i sommerhalvåret slik at solenergi kan brukes til oppvarming av hytta i vinterhalvåret. I dag benytter et stort antall av DNTs hytter vedovner til oppvarming. Dette krever tilførsel av ved og resulterer i klimagassutslipp. I tillegg til å være uavhengig av strømmettet, vil det nye energisystemet kreve mindre vedlikehold enn dagens energiløsning, være lydløst og klimanøytralt. I et samfunnsperspektiv vil resultater fra denne oppgaven være nyttige for å vurdere muligheten for å etablere tilsvarende energisystem for andre hytter og boliger.

## 1.2 PROBLEMSTILLING

Gjennom denne oppgaven skal innstrålt energi på taket til Olavsbu - øvre hytte kartlegges og videre brukes til beregninger av forventet høsting av solenergi. Innstrålt solenergi bestemmes ved hjelp av simuleringsprogrammet PVsyst. Dette vil legge grunnlag for dimensjonering av en brønnpark for lagring og gjenvinning av termisk energi. Resultater gir et estimat på hvor mye energi et slikt nytt energisystem vil kunne forsyne Olavsbu med. Resultatene fra beregninger vil benyttes til å presentere et forslag til en energiløsning ved Olavsbu som baserer seg på solfangere kombinert med brønnpark. For å undersøke om det er mulig å oppnå en solenergidekning på 100 % uten brønnpark, presenteres det i tillegg en energiløsning som baserer seg på solfangere kombinert med en akkumulatortank for varmelager. Forslagene vil sammenlignes med dagens løsning og videre danne grunnlaget for vurdering av anbefalt energiløsning for Olavsbu.

*Problemstilling: Undersøke muligheten for et bærekraftig energisystem for Olavsbu der energibehovet dekkes av solenergi.*

### Sentrale elementer i oppgaven

- Forventet energiforbruk i bygget
- Innstrålt energimengde på hyttetaket
- Anslag over utforming av brønnpark og dens lagringsevne for energi
- Forslag til driftssystem for anlegget

### 1.3 OLAVSBU

Olavsbu er en turistforeningshytte midt i Jotunheimen og anses som et sentralt knutepunkt for turgåere. Med sin beliggenhet midt mellom Leirvassbu, Gjendebu, Fondsbu og Skogadalsbøen er Olavsbu DNT Oslo og Omegn sin mest besøkte selvbetjeningshytte. Olavsbu består av to hytter, øvre og nedre, som tilsammen rommer 52 sengeplasser. I løpet av 2014 hadde Olavsbu 3050 overnattinger.



**Figur 1:** *Olavsbu på sommerstid.*

Ved å gjøre et grovt overslag på energimengden et nytt energisystem kan levere til Olavsbu, ser vi nytteverdien av denne masteroppgaven.

I dag varmes hyttene opp ved bruk av vedovn. Kjente tall for vedforbruket og grove energiberegninger, viser at Olavsbu har et energiforbruk på om lag 21 000 kWh. Videre viser tallfestede priser for ved og frakt, at dagens energiløsning for Olavsbu koster DNT Oslo og Omegn 70 000 kr i året, noe som tilsvarer 1 400 000 kr over en 20 års-periode.

På taket til Olavsbu – øvre hytte kan det installeres et solfangeranlegg på 120 m<sup>2</sup> med et aktivt areal på 100 m<sup>2</sup>. Solfangerne installeres på den sydvest-vendte delen av taket for å høste inn mest mulig solinnstråling. Forventet solinnstråling på taket til øvre hytte er foreløpig ukjent. Et konservativt overslag er på 80 000 kWh. Med en forventet virkningsgrad på 50 %, vil solfangerne kunne levere om lag 40 000 kWh til brønnparken. Gjenvinningsgraden til brønnparken antas å være 40 % basert på erfaringer fra tilsvarende prosjekter. I et scenario der halvparten av energien høstet fra solfangerne benyttes direkte og halvparten lagres, vil tilgjengelig energi være lik 28 000 kWh.

Beregningene ovenfor viser at energisystemet har potensiale til å dekke langt over energiforbruket til Olavsbu. Det er knyttet stor usikkerhet til tallene, spesielt til forventet gjenvinningsgrad og overslaget over hvor mye energi solfangerne kan forventes å høste. Denne masteroppgaven vil legge vekt på beregninger for innhøstet energi. Her vil innstrålt energi på hyttetaket i løpet av året være av stor betydning. Faktorer som påvirker innstrålt energi er solens bane gjennom året, plassering av solfangerpanelene (orientering og helningsvinkel) og objekter (fjell, snø, trær) som skygger for innstråling.

## 1.4 LITTERATUR

Lagring av termisk energi i borehull har vist gode resultater for sesonglagring av energi i storskala-anlegg (Sibbitt og McClenahan, 2015a). Noen systemer bruker varmpumper for å øke temperaturen ut fra parken, mens andre systemer bruker varmen direkte. Teknologien blir brukt til å lagre spillvarme eller kulde fra industri og til sesonglagring av solenergi. Ved sesonglagring av solenergi er det vanlig å benytte solfangere til høsting av solenergien.

Interessen for solfangere i kombinasjon med borehull startet allerede på slutten av 70-tallet (Kjellsson, 2009). Teknologien er blitt benyttet for å øke virkningsgraden til varmpumper i borehull for uthenting av grunnvarme. Ett av de første brønnparksystemene for lagring av varme er et pilotprosjekt i Luleå, Sverige. Brønnparken med sine 121 borehull og med en dybde på 65 meter omfattet et volum på 120 000 m<sup>3</sup> og oppnådde en maksimumtemperatur på 65 ° C (Sanner and Knoblich, 1998). Systemet opererte som lager for spillvarme fra industri fra 1983 til 1989 der det i perioder var avhengig av varmpumper for å øke effektuttaket fra brønnparken. Gjenvinningsgraden for systemet ble beregnet til å være 50 – 60 % (Banks, 2008). Sverige har vært et foregangsland i forskningen på solfangere i kombinasjon med borehull, der motivet i hovedsak har vært å øke virkningsgraden til varmpumper for uthenting av grunnvarme. Flere universiteter (Lund Inst. of Tech, Luleå tekniska universitet, Uppsala Universitet) har tilført viktig litteratur på ulike områder innen arbeidsfeltet; responstestmetoder i borehull (Gehlin, 2002), analyser av ytelsen til ulike kollektorer til bruk i borehull (Westin, 2012), og ytelsen til varmpumpeanlegg ved bruk av brønnparker (Kjellsson, 2009, Nordell, 2004).

The International Energy Agency's (IEA) Solar heating and cooling programme opprettet i 2011 et prosjekt, Task 45, med mål å hente inn bred internasjonal kunnskap om storskala solvarmeanlegg. Prosjektet ble avsluttet desember 2014 der resultatet er en serie med publiserte tekniske faktaark. Faktaarkene berører et bredt spekter av tema, med alt fra retningslinjer for kollektorinstallasjoner, anbefalinger av materialer for sesonglagring av solenergi og retningslinjer for simulering av storskala kollektorfelt (Nielsen, 2015).

Det er først i de senere årene kombinasjonen av solfangere og borehull for lagring av solenergi har kommet på banen. I 2014 var det identifisert åtte storskalsystem for sesonglagring av solenergi, tre i Tyskland og én i Sverige, Danmark, Canada, Finland og Nederland (Sibbitt og McClenahan, 2015a). Drake Landing Solar Community i Alberta, Canada, er interessant å trekke frem. Systemet består av solfangere i kombinasjon med en brønnpark med 144 borehull med en dybde på 37 meter. Nabolaget på 52 hus er selvforsynt med solenergi til oppvarming, og systemet oppnådde etter tre års drift en gjenvinningsgrad på 64 % (Sibbitt mfl., 2012).

I Norge har interessen for solfangere i kombinasjon med borehull vært økende. I 2004 publiserte Norges geologiske undersøkelse (NGU) en rapport, «*Grunnvarmekartlegging i Asker og Bærum*» (Midtømme et al, 2004), med formål å presentere geologisk informasjon og vise hvordan denne informasjonen kan benyttes til å vurdere bruk av grunnvarme. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) har utgitt flere mastergrader innen grunnvarmesystemer. Vistnes (2011) har gjennom oppgaven «*Grunnvannsbevegelse: forskning og praksis for energibrønner med lukket kollektor*» undersøkt virkninger grunnvannsbevegelse kan ha på energibrønner med lukket kollektor. Prestgaard (2014) har undersøkt fire mulige kilder for tilførsel av energi til borehull der hun konkluderer med at platesolfangere er den mest

effektive. I 2009 gjorde Olsen en analyse av oppvarmingssystemer for yrkesbygg med bergvarmepumpe og solfangere. Gjennom simuleringer ble det vist at ved å kombinere bergvarmepumpe med solfangere er det mulig å redusere nødvendig antall borehullmeter.

Det foreligger lite litteratur rundt solfangere i kombinasjon med borehull av mindre skala der det ikke benyttes bergvarmepumpe. I 2015 skrev Helliesen en masteroppgave ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) der det ble gjennomført en mulighetsstudie for solvarmet bolig med lagring av energi i grunnen. Han konkluderte med at systemet kan nå en effekt- og energidekning på 100 %. Våren 2016 er det prosjektert et testanlegg ved NMBU for sesonglagring av solenergi til boliger. Anlegget, som er planlagt å stå ferdig sommeren 2016, består av et solfangeranlegg tilknyttet en kjegleformet energibrønn av 20 borehull med en overflatediameter på tre meter og et aktivt volum på 2000 m<sup>3</sup>. Anlegget vil være et viktig bidrag for undersøkelser av forventet gjenvinningsgrader for mindre anlegg.

## 1.5 OPPGAVENS STRUKTUR

Kapittel 1 tar for seg motivasjon for valg av tema, problemstilling og bakgrunn for oppgaven, samt litteratur om sesonglagring av energi.

Kapittel 2 tar for seg generell teori innenfor fagfeltene oppgaven berører. Sentralt for oppgaven er mekanismer for varmeoverføring, solinnstråling og strømningsmekanikk.

Kapittel 3 tar for seg teknologi og anvendelse av teori presentert i kapittel 2 for beregninger av varmetap gjennom konstruksjoner, omdannelsen av innstrålt energi til termisk varme i solfangeranlegg og anvendelse av berggrunnen som energilager.

Kapittel 4 beskriver ressursgrunnlaget for området Olavsbu ligger i, samt programvaren PVsyst som anvendes for simulering av innstråling i området.

Kapittel 5 tar for seg metoden som er benyttet i oppgaven. Først presenteres systemløsninger som legger grunnlag for beregningene. Videre presenteres metoder for beregning av energibehov i hyttene, innstrålt energi i området samt dimensjonering av anlegget.

Kapittel 6 presenterer og kommenterer resultatene i oppgaven. Videre vil diskusjon rundt resultater legge grunnlaget for valg av løsninger i oppgaven.

Kapittel 7 presenterer to forslag til energiløsninger for Olavsbu ut ifra resultater presentert i kapittel 6. Forslagene beskriver og legger fram grove økonomiske budsjett for valgte løsninger.

Kapittel 8 oppsummerer og diskuterer viktige resultater i oppgaven, samt presenterer anbefalinger.

Kapittel 9 oppsummerer de viktigste konklusjonene.

## 2 GENERELL TEORI

### 2.1 VARMEOVERFØRING

Overføring av termisk energi skjer ved tre mekanismer: Stråling, konduksjon og konveksjon (Datta, 2002).

**Stråling** er transport av termisk energi som elektromagnetiske bølger. Alt materie med temperatur over det absolutte nullpunkt (-273,15 °C) emitterer strålingsenergi.

**Konduksjon** er transport av termisk energi gjennom molekylær interaksjon. Molekyler med høy energi overfører energi til molekyler med lavere energi.

**Konveksjon** er transport av termisk energi som et resultat av bevegelse av mediet.

Alle legemer emitterer elektromagnetiske bølger, stråling. Strålingseffekten er sterkt avhengig av legemets temperatur og beskrives ved Stefan Boltzmanns lov:

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon \sigma A (T^4 - T_o^4) \quad [W] \quad (1)$$

der  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} [W/(m^2K^4)]$  er Boltzmanns konstant,  $\varepsilon$  er legemets emissivitet,  $A [m^2]$  og  $T [K]$  er henholdsvis legemets areal og temperatur og  $T_o [K]$  er omgivelsestemperaturen.

Emissivitet er definert som forholdet mellom energi et legeme sender ut i form av elektromagnetisk stråling og energien et tilsvarende svart legeme med samme temperatur ville ha sendt ut. **Tabell 1** viser emisjonsevnen til noen utvalgte materialer.

**Tabell 1:** Ulike materialers emisjonsevne

Materiale	Emissivitet, $\varepsilon$ *
Svart legeme	1,00
Vann	0,95
Salt	0,43
Granitt	0,45
Aluminiumsfolie	0,03

\*Verdier er hentet fra The Engineering Toolbox

Varmeoverføring ved konduksjon beskrives av Fouriers lov:

$$\dot{Q}_{cond} = -kA \frac{dT}{dx} \quad [W] \quad (2)$$

hvor  $\dot{Q}_{cond} [W]$  er varmeoverføringsraten ved konduksjon,  $A [m^2]$  er arealet til overføringsområdet normalt på x-retningen varmen overføres,  $k [W/(mK)]$  er varmeledningsevnen til materialet og  $T [K]$  er temperaturen i posisjon  $x$  (Datta, 2002). Fouriers lov viser at varmeoverføring ved konduksjon er proporsjonal med materialets varmeledningsevne og temperaturgradienten i materialet.



Varmeoverføring ved konveksjon over en overflate er gitt ved:

$$\dot{Q}_{1-2} = hA(T_1 - T_2) \quad [\text{W}] \quad (3)$$

hvor  $\dot{Q}_{1-2}$  [W] er varmeoverføringsraten mellom punkt 1 og 2,  $h$  er konveksjonskoeffisienten [ $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ ],  $A$  [ $\text{m}^2$ ] er varmeoverføringsarealet (normalt på retningen varmen overføres),  $(T_1 - T_2)$  [K] er temperaturdifferansen mellom overflaten og væsken (Datta, 2002).

## 2.2 SOLENERGI

### SOLINNSTRÅLING

Solen er kilden til alt liv på jorden. Denne gigantiske stjernen forsyner oss med gratis energi som utnyttes til alt fra varme til matproduksjon. Potensialet for bruk av sollys som kilde til energiproduksjon er langt fra utnyttet. I Norge gir sollys 1500 ganger mer energi enn energibehovet (Andersen, 2008).

De nær fikserte romlige forholdene mellom solen og jorden resulterer i at jorden mottar en konstant energimengde fra strålingen emittert fra solen. Solarkonstanten,  $G_S$ , er definert som gjennomsnittlig effekt fra solen som treffer atmosfærens overflate (Duffie og Beckman, 2013):

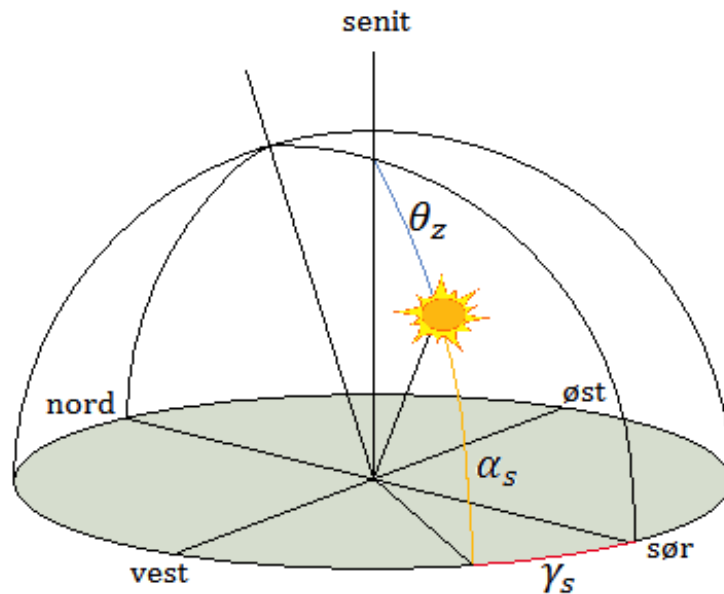
$$G_S = 1367 \text{ W}/\text{m}^2$$

De geometriske forholdene mellom en flate på jordoverflaten og solinnstrålingen kan beskrives ved hjelp av vinkler. For å bestemme innstrålt energi på en lokalitet vil disse geometriske sammenhengene være nyttige. Noen av disse vinklene er illustrert i **Figur 2: Horisontalplanet med senitvinkel  $\theta_z$ , asimutvinkel  $\gamma$  og solhøyde  $\alpha_s$**  (Romundstad, 2014).

**$\alpha_s$ , solhøyde** er vinkelen mellom horisontalplanet og solens posisjon.

**$\theta_z$ , senit** er vinkelen mellom vertikalen vinkelrett på flaten og solens posisjon.

**$\gamma$ , asimut** er vinkelen i horisontalplanet mellom horisontens sørpunkt og en gitt lokalitet. På figuren er solens asimutvinkel illustrert, vinkelen mellom horisontens sørpunkt og solens posisjon.



**Figur 2:** Horizontalplanet med senitvinkel  $\theta_z$ , asimutvinkel  $\gamma$  og solhøyde  $\alpha_s$  (Romundstad, 2014).

I atmosfæren vil innstrålingen svekkes av to fenomener (Duffie & Beckman, 2013):

**Spredning** av strålingen forårsaket av at strålingen interagerer med luftmolekyler, vann (damp og dråper) og støvpartikler.

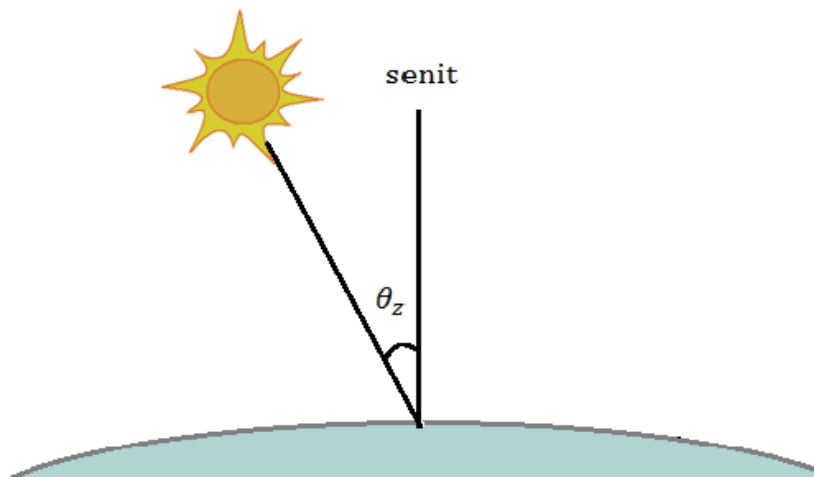
**Absorpsjon** av stråling av ozon ( $O_3$ ), vann ( $H_2O$ ) og karbondioksid ( $CO_2$ ).

Stråling som treffer jordoverflaten kan deles inn i to kategorier: Direkte og diffus. Direkte stråling betegner stråling fra solen som treffer jordoverflaten uten å ha blitt spredt i atmosfæren. Diffus stråling betegner stråling som har interagert med molekyler i atmosfæren eller legemer ved jordoverflaten og dermed har mindre energi enn direkte stråling fra solen (Store norske leksikon, 2013).

Direkte og diffus stråling utgjør til sammen total innkommende stråling på jordoverflaten fra solen. Hvor stor andel av strålingen som er diffus, avhenger av strålenes bane gjennom atmosfæren. Andelen masse av atmosfæren som direkte stråling må passere i forhold til massen den passerer når solen står i senit, betegnes som Air Mass (AM) (Duffie og Beckman, 2006).

Air Mass kan beskrives ved følgende sammenheng for senitvinkler  $\theta_z$  opp til om lag  $70^\circ$ .

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad [-] \quad (4)$$



**Figur 3:** Air Mass (AM) er gitt ved strålingens veilengde gjennom atmosfæren relativt til den korteste veilengde når solen står i senit.  $\theta_z$  er senitvinkelen.

## ALBEDO

Albedo er et mål for evnen flater har til å reflektere stråling, og er definert som andelen av innfallende lys som blir spredd diffust (Store norske leksikon, 2013). **Tabell 2** viser albedoverdier for ulike typer overflater samt skyer i atmosfæren.

**Tabell 2:** Albedoverdier for ulike typer overflater samt skyer i atmosfæren.

Overflate	Albedo
Svart jord	0,10
Tørr, grå jord	0,35
Dyrket mark	0,20
Skog	0,15
Vann	0,06
Nysnø	0,90
Gammel, skitten snø	0,40
Skyer	0,30 – 0,80

Total innstråling på en flate vil i stor grad være avhengig av skylaget i atmosfæren og dekket på jordoverflaten i området. Et tykt skylag vil ha høy albedo og dermed redusere andelen direkte stråling. Den totale innstrålte effekten reduseres. I områder med nysnø vil stråling bli reflektert i overflaten og bli spredd igjen. Dette øker diffus stråling på anlegget og dermed den totale innstrålte effekten.

## 2.3 STRØMNINGSTEKNIKK

### LAMINÆR OG TURBULENT STRØMNING

Strømning av væske deles inn i to hovedtyper: Laminær og turbulent. Laminær strømning karakteriseres ved at væskestrømmen i stor grad beveger seg i fartsretningen hvor partiklene beveger seg strømlinjet, mens for turbulent strømning beveger partiklene seg i baner hvor partiklene kan ha hastighetskomponenter normalt på strømningsretningen (Fox mfl., 2010).

Reynolds' tall brukes for å angi om en væskestrøm er laminær eller turbulent. Reynolds tall,  $Re$ , er et dimensjonsløst tall og er definert som:

$$Re = \frac{\bar{v}D_r}{\nu} = \frac{\rho\bar{v}D_r}{\mu} \quad [-] \quad (5)$$

hvor  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] er væskens tetthet,  $\bar{v}$  [m/s] er væskestrømmens gjennomsnittlige hastighet,  $D_r$  [m] er hydraulisk diameter og,  $\nu$  [m<sup>2</sup>/s] er væskens kinematiske viskositet,  $\mu$  [kg/(ms)] er væskens dynamiske viskositet (Fox mfl., 2010).

$Re < 2300$ : Laminær

$2300 < Re < 3000$ : Overgangsfase, laminær/turbulent

$Re > 3000$ : Turbulent

Hydraulisk diameter avhenger av hvilken konstruksjon væsken strømmer gjennom. For sirkulære rør er hydraulisk diameter lik rørets indre diameter. Tetthet og kinematisk viskositet er egenskaper som vil kunne variere med væskens temperatur.

### TRYKKTAP OG VÆSKESIRKULASJON

Masseflyten til en væske i et rør kan beskrives som

$$\dot{m} = \rho\bar{v}A_r \quad [\text{kg/s}] \quad (6)$$

hvor  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] er tettheten til væsken,  $\bar{v}$  [m/s] er væskens gjennomsnittlige strømningshastighet og der  $A_r$  [m<sup>2</sup>] er tverrsnittstarealet til røret (Fox mfl., 2010).

Massebalansen for en væske i et rør kan dermed beskrives ved følgende formel:

$$\rho_{inn} A_{r,inn} \bar{v}_{inn} = \rho_{ut} A_{r,ut} \bar{v}_{ut} \quad [\text{kg/s}] \quad (7)$$

Trykkforskjell mellom to punkter i en væske ved hydrostatisk likevekt kan beskrives ved formelen (Fox mfl., 2010):

$$\Delta p = g \sum_i \rho_i h_i \quad [\text{Pa}] \quad (8)$$

der  $g$  [ $\text{m/s}^2$ ] er tyngdeakselerasjonen,  $\rho$  [ $\text{kg/m}^3$ ] er væskens tetthet og  $h$  [ $\text{m}$ ] er høydeforskjellen mellom punktene i væsken.

Friksjonstapet til en væskestrøm i et rør kan beskrives av Darcy-Wiscbach-ligningen (Fox mfl., 2010):

$$p_f = f \frac{\rho \bar{v}^2 L}{2 D_r} \quad [\text{Pa}] \quad (9)$$

der  $f$  er væskens friksjonsfaktor,  $\rho$  [ $\text{kg/m}^3$ ] er tettheten og  $\bar{v}$  [ $\text{m/s}$ ] er væskens gjennomsnittlige strømningshastighet,  $L$  [ $\text{m}$ ] er lengden til røret og  $D_r$  [ $\text{m}$ ] er hydraulisk diameter.

Darcy-Wiscbach friksjonsfaktor  $f$  er en funksjon av Reynoldstallet og relativ ruhet. For laminær strømning hvor  $Re < 2000$  kan vi se bort fra relativ ruhet og friksjonsfaktoren er definert som

$$f = \frac{64}{Re} \quad [-] \quad (10)$$

For turbulente strømninger med ru overflate benyttes Colebrooks empiriske formel (11) for å kartlegge friksjonsfaktoren. Det er vanlig å benytte et *Moody diagram* som viser plott av Colebrooks formel (Fox mfl., 2010).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} + \frac{\epsilon/D_r}{3,72} \right) \quad [-] \quad (11)$$

der  $\epsilon$  [ $\text{m}$ ] er ruhetsfaktoren til røret væsken strømmer gjennom. I hydraulisk glatte rør, der Reynolds tall ligger mellom 4000 og 100 000 er ruhetsfaktoren lik null og friksjonsfaktoren beskrevet ved følgende formel

$$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad [-] \quad (12)$$

Idet væskestrømmen i rør opplever retningsendringer, oppstår det støttap. Det oppstår dermed ytterligere trykktap i systemet forårsaket av turbulensøkningen. Eksempel på retningsendringer er endring i rørdiameter, bends og ventiler.

Støttap beregnes ved følgende formel:

$$\Delta p = \zeta \frac{\rho \bar{v}^2}{2} \quad [\text{Pa}] \quad (13)$$

der støttapskoeffisienten  $\zeta$  er avhengig av rørdelens utforming (Zijdemans, 2014).

En væskes tetthet varierer som følge av temperaturendringer. Denne tetthetsendringen gir opphav til en volumendring som uttrykkes ved formelen

$$dV = \beta_v dTV_0 \quad [\text{m}^3] \quad (14)$$

der den termiske utvidelseskoeffisienten  $\beta_v$  [ $\text{K}^{-1}$ ] er avhengig av væskens temperatur.  $V_0$  [ $\text{m}^3$ ] er det opprinnelige volumet til væsken, før tetthetsendringen.

## 3 TEKNOLOGI OG ANVENDELSE

### 3.1 VARMEOVERFØRING

#### VARMEMOTSTAND OG VARMEGJENNOMGANG

Varmestrøm gjennom et materiale bestemmes av varmemotstanden,  $R$ . Varmemotstanden avhenger av materialenes tykkelse og ledningsevne, og for et homogent sjikt er varmemotstanden gitt ved

$$R = \frac{d}{k} \quad [\text{m}^2\text{K}/\text{W}] \quad (15)$$

Hvor  $d$  [m] er tykkelsen på sjiktet og  $k$  [W/mK] er materialets varmeledningsevne (Edvardsen og Ramstad, 2014).

$U$  angir samlet varmegjennomgang gjennom en konstruksjon. Denne er definert som den inverse av total varmemotstand for en konstruksjon,  $R_T$ .

$$U = \frac{1}{R_T} \quad [\text{W}/\text{m}^2\text{K}] \quad (16)$$

hvor den totale varmemotstanden  $R_T$  [m<sup>2</sup>K/W] er summen av varmemotstandene til hvert sjikt i konstruksjonen (Edvardsen og Ramstad, 2014).

#### VARMETAPSTALL OG VARMETAPSBUDSJETT

Varmetransportkoeffisienten,  $H$ , for en bygning brukes for å bestemme det totale varmetapet gjennom bygningen inkludert varmetapet fra ventilasjon og luftlekkasjer (Edvardsen og Ramstad, 2014). Den totale varmetransportkoeffisienten er beskrevet som:

$$H = H_D + H_U + H_g + H_V + H_{inf} \quad [\text{W}/\text{K}] \quad (17)$$

hvor:  $H_D$  = direkte varmetransmisjonstap til det fri.

$H_U$  = varmetransmisjon til uoppvarmede soner i bygget

$H_g$  = varmetap mot grunnen

$H_V$  = ventilasjonsvarmetap

$H_{inf}$  = infiltrasjonsvarmetap

NS 3031, *Beregninger av bygningers energiytelse Metode og Data*, gir en fullstendig anvisning for beregning av varmetransportkoeffisienten (Standard Norge, 2007).

Her vil kun direkte varmetransmisjonstap og tap knyttet til ventilasjon og infiltrasjon bli gjennomgått.

Det direkte varmetransmisjonstapet, uten hensyn til kuldebroer, er gitt ved:

$$H_D = \sum_i U_i A_i \quad [\text{W/K}] \quad (18)$$

der  $U_i$  [W/m<sup>2</sup>K] er varmegjennomgangskoeffisienter for bygningsselementer  $i$  beregnet ved formel (16) og  $A_i$  [m<sup>2</sup>] er det totale arealet av bygningsselementene beregnet som innvendig areal.

Et viktig bidrag til energiforbruk i bygninger er luftomsetningen hvor store varmetap er knyttet til ventilasjon og luftlekkasjer. **Figur 4** illustrerer luftomsetning beregnet for et småhus i trondheimsområdet under fyringssesongen, avhengig av lekkasjetall og ventilasjonsanlegg. Ventilasjons- og infiltrasjonsvarmetap ( $H_V$  og  $H_{inf}$ ) kan derfor forenklet beregnes ved å bruke luftomsetningen gitt i **Figur 4**.

$$H_V + H_{inf} = c_{luft} l V \quad [\text{W/K}] \quad (19)$$

der  $c_{luft} = 0,33$  [Wh/m<sup>3</sup>K] er luftens varmekapasitet per volum,  $l$  [m<sup>3</sup>/(m<sup>3</sup>h)] er bygningens luftomsetning og  $V$  [m<sup>3</sup>] er oppvarmet luftvolum.

Totale varmetap for en bygning for måned  $i$  beregnes ved formelen:

$$Q_i = (H_D + H_U + H_V + H_{inf})(T_{i,i} - T_{u,i})t_i + Q_{g,i} \quad [\text{kWh}] \quad (20)$$

der  $T_{i,i} - T_{u,i}$  [K] er temperaturredifferansen mellom utsiden og innsiden av bygningen og  $t_i$  er timer i måned  $i$  delt på 1000 for omregning til kWh.  $Q_{g,i}$  er varmetapet til grunnen gitt ved

$$Q_{g,i} = t_i \left[ H_g (\bar{T}_i - \bar{T}_u) + H_{pe} \hat{T}_u \cos \left( 2\pi \frac{i-1-\beta}{12} \right) \right] \quad [\text{kWh}] \quad (21)$$

hvor:  $\bar{T}_{i,i} - \bar{T}_{u,i}$  [K] er differansen i årsmiddeltemperatur inne og årsmiddeltemperatur ute

$H_g$  er stasjonær varmetransportkoeffisient, i W/K

$H_{pe}$  er dynamisk varmetransportkoeffisient, i W/K

$\hat{T}_u$  er amplitudevariasjonen i årsmiddeltemperatur ute, i K

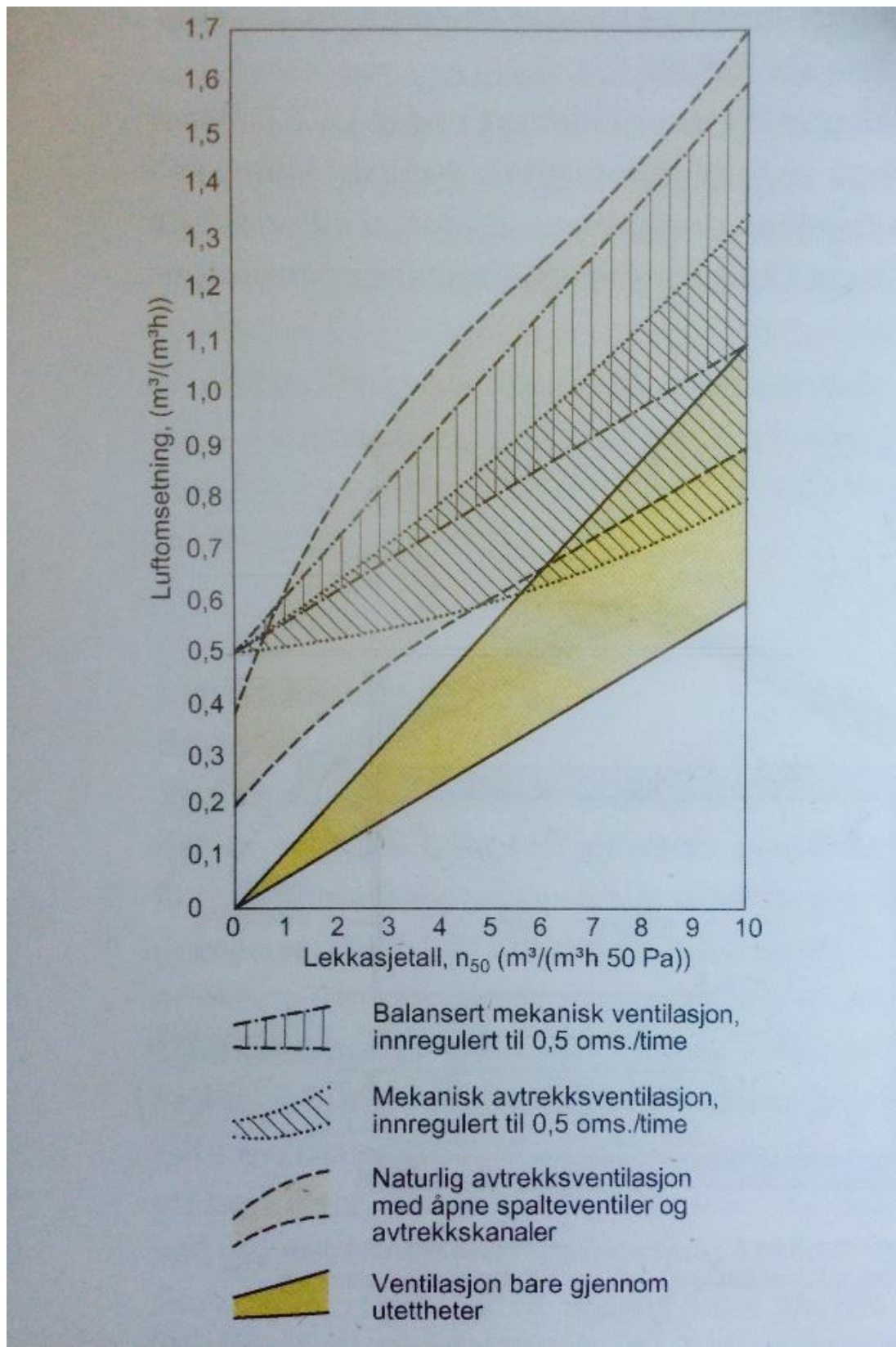
$\beta$  er faseforskjellen mellom utetemperatur og varmetap, settes til to måneder for grunn og én måned for kjeller.

$t_i$  er timer i måned  $i$  delt på 1000 for omregning til kWh

Videre kan varmetapet til grunnen, uten hensyn til amplitudevariasjonen i årsmiddeltemperatur ute, forenklet beskrives ved formelen:

$$Q_{g,i} = H_g (\bar{T}_i - \bar{T}_u) t_i \quad [\text{kWh}] \quad (22)$$





**Figur 4:** Gjennomsnittlig luftomsetning avhengig av lekkasjetall og ventilasjonsanlegg. Figuren er basert på beregninger for et småhus i trondheimområdet gjennom en fyringssesong. Figur er hentet fra Sintefs håndbok «Trehus» side 400 (Edvardsen og Ramstad, 2014). Eksempelvis vil luftomsetningen i et hus med mekanisk avtrekksventilasjon og lekkasjetall lik 3, være på mellom 0,65 og 0,80  $\text{m}^3/(\text{m}^3\text{h})$ .

## VARMEAVGIVELSESMETODER

Det benyttes i dag to ulike metoder for distribusjon av varme til boligbygg tilknyttet solfangere. Disse er radiatorer og gulvvarme (Stene, 2006).

### GULVVARME

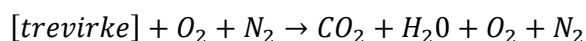
Tradisjonelt har radiatorer blitt benyttet som varmeavgivelsesmetode, men til oppvarming av boligbygg er det i dag gulvvarme, konvektorer, eller en kombinasjon av radiatorer og gulvvarme som dominerer. Gulvvarme gir en jevn tilførsel av varme, og temperaturen i bygget føles høyere enn ved bruk av tradisjonelle panelovner.

### RADIATORER

Varme avgitt fra radiatorer avhenger av radiatorens areal og differansen mellom gjennomsnittstemperaturen i væskestrømmen i radiatoren og romtemperaturen. En fordel med radiatoren er at den, i tillegg til å avgi jevn tilførsel av varme, er rask å regulere. Dermed er radiatoren et godt alternativ til bruk på rom hvor det er ønskelig med store temperaturforskjeller over et kort tidsrom, eksempelvis soverom. Radiatoren krever høyere temperatur på væskemediet enn gulvvarmeanlegget grunnet mindre overføringsareal.

## 3.2 FORBRENNING AV TREVIRKE

Ved forbrenning av trevirke, vil trevirket reagere med luft og danne H<sub>2</sub>O og CO<sub>2</sub>. For en fullstendig forbrenning, støkiometrisk, er luftoverskuddet  $\lambda = 1$ . For å oppnå en effektiv forbrenning er det nødvendig med et luftoverskudd,  $\lambda > 1$ . Dermed vil de brennbare gassene rekke å reagere med oksygenatomer og danne CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>O før de slipper ut i kjelen og pipen. Ved forbrenning med luftoverskudd, har vi reaksjonsligningen:



Den effektive brennverdien  $H_E$  til trevirke kan beregnes ved følgende formel (Eija, 2009):

$$H_E = H_N(1 - F) - r_k F \quad [\text{kWh/kg}] \quad (23)$$

der  $H_N$  er nedre brennverdi for brenselet,  $F$  er fuktigheten i brenselet og  $r_k$  er kondensasjonsvarmen for vanndamp,  $r_k = 0,6789 \text{ kWh/kg}$ . Ferskt trevirke har en fuktighetsandel på 50 – 60 % (Eija, 2009). Fuktighetsandelen reduseres ved tørking av brenselet. Tørr ved har en fuktighetsandel på 14 – 20% (Enova, 2016).

Energitetthet gitt i kWh per løskubikkmeter beregnes ved formelen:

$$E = H_E \rho_{\text{basis}} f m \quad [\text{kWh/lm}^3] \quad (24)$$

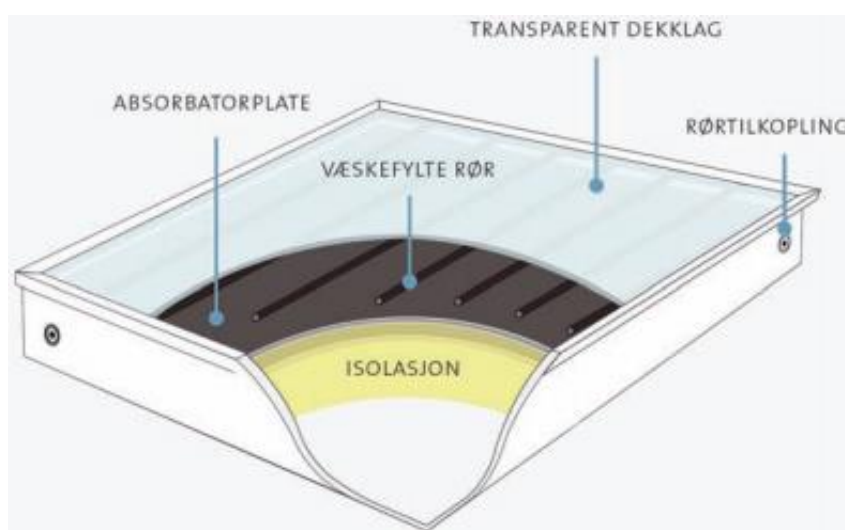
der  $\rho_{\text{basis}}$  [kg/fm<sup>3</sup>] er basisdensiteten (kg tørrstoff / fm<sup>3</sup> ukrympet volum) og  $f m$  [%] er fastmasseprosenten til brenselet (Belbo og Gjølsjø, 2008).

Virkningsgraden til vedovner varierer mellom 50 % og 80 % avhengig av alder og type (Enova, 2016).

### 3.3 SOLENERGI

#### PLANE SOLFANGERE

Solfangere kan deles inn i to hovedtyper: plane solfangere og solfangere med vakuumsrør. En solfanger har som mål å omforme strålingsenergi til termisk energi. Vakuumsrørsolfangere har høyere virkningsgrad enn plane solfangere, men er som oftest dyrere, skjørere, krever i større grad vedlikehold og er avhengig av stabile miljøforhold (Chen, 2011). Med bakgrunn i dette vil denne masteroppgaven ta utgangspunkt i bruk av plane solfangere.



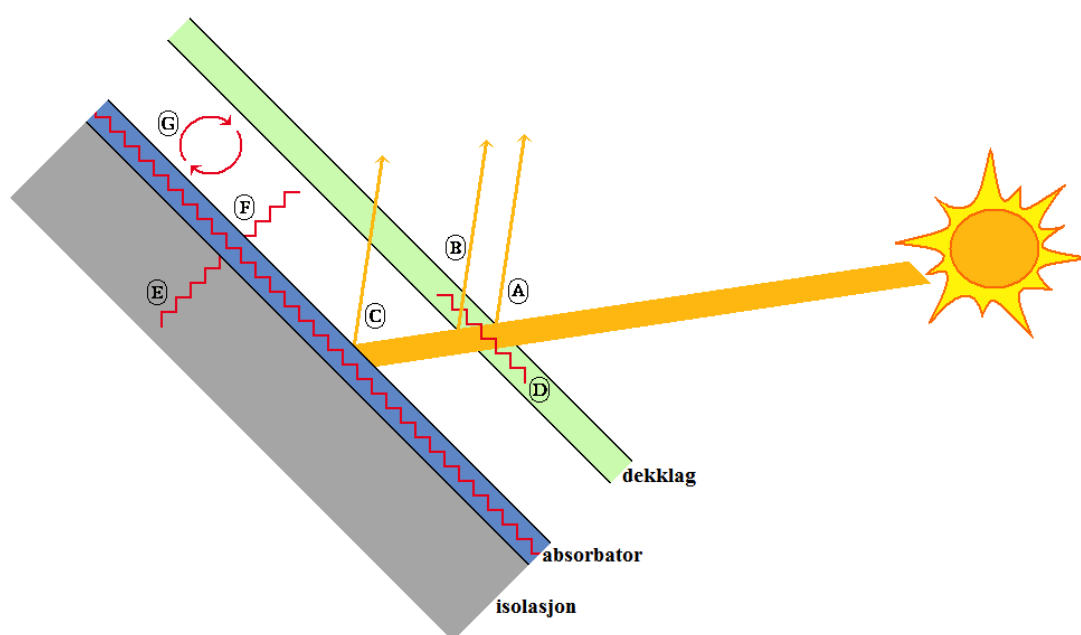
**Figur 5:** Illustrasjon av oppbygging av en plan solfanger (Andresen, 2008).

**Figur 5:** viser et snitt av en plan solfanger. Plane solfangere består i hovedsak av en absorberende plate med væskefylte rør, isolasjon og dekklag. Det mest sentrale elementet er absorberende. Absorberende har som oppgave å absorbere mest mulig av sollyset og er derfor laget av et mørke, absorberende materialer.

Det vanligste er å bruke kopperplater som absorberende. De fleste plane solfangere har også et dekklag og et isolasjonslag som har som funksjon å øke solfangerens effektivitet. Valg av dekk- og isolasjonslag har betydning for solfangerens egenskaper. Dekklaget består som oftest av plast eller glass, men kan også være laget av andre lavemitterende belegg eller transparente isolasjonsmaterialer (Andersen, 2008). Funksjonen til isolasjonslaget er å redusere varmetap i solfangeren, mens dekklagets funksjon er å slippe inn den kortbølgede solstrålingen og sørge for at langbølget varmestråling forblir i solfangeren. Er det ønskelig med et dekklag som reduserer varmetapet ytterligere, vil det gå på bekostning av transmisjonsegenskapene og vil derfor kunne påvirke virkningsgraden.

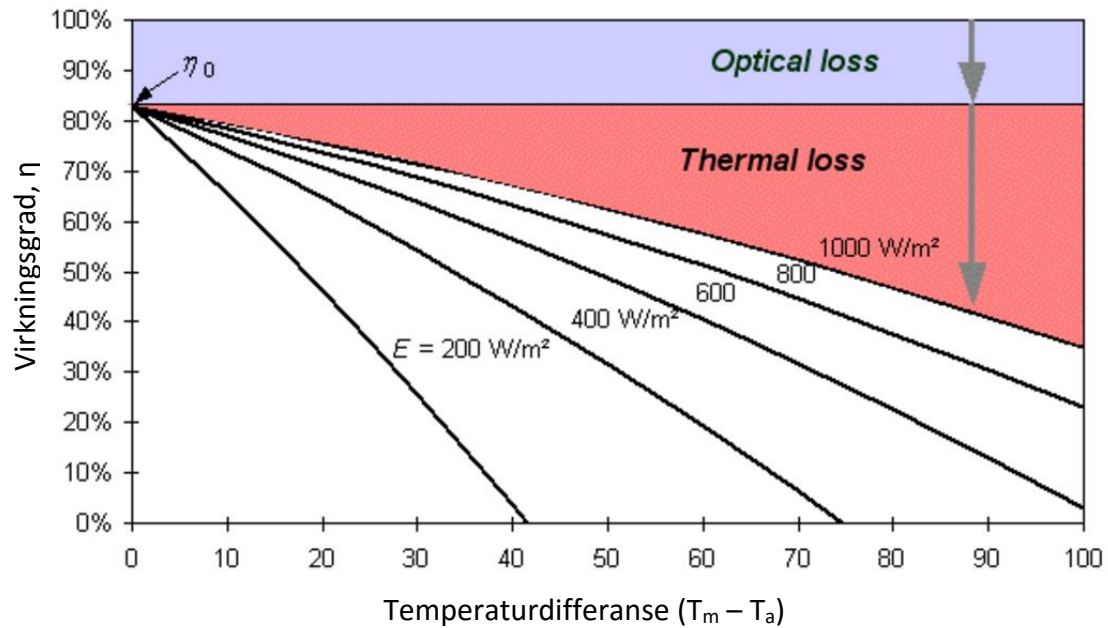
## TAPSAKTORER

Energien levert til arbeidsmediet avhenger av solfangerens optiske og termiske tap. Optiske tap omfatter refleksjonstap til dekklaget og absorbatoren samt absorpsjonstap i dekklaget. For en plan solfanger vil en andel av den innstrålte solenergien reflekteres på overflaten av dekklaget, en andel reflekteres på vei ut av dekklaget og en andel reflekteres på overflaten av absorbatoren. I tillegg vil noe stråling absorberes i dekklaget. Termiske tap er en samlebetegnelse på varmeledning gjennom isolasjonen på baksiden, strålingstap og konveksjonstap i luftgapet mellom absorbatoren og dekklaget. **Figur 6** illustrerer tap for en plan solfanger.



**Figur 6:** Tap for en plan solfanger (Romundstad, 2014). A og B illustrerer refleksjonstap til dekklaget, henholdsvis i overflate og underlag. C illustrerer refleksjonstap på overflaten av absorbatoren. D, E og F illustrerer konveksjonstap i dekklaget, i luftgapet mellom dekklaget og absorbatoren, samt i absorbatoren og isolasjonen på solfangerens bakside.

De optiske tapene avhenger av materialvalg for dekklag og absorbator, mens de termiske tapene i stor grad avhenger av temperaturredifferansen mellom absorbatoren og omgivelsene. **Figur 7** viser en typisk virkningsgradskurve for en plan solfanger med innstråling normalt på solfangeren. Virkningsgraden er avhengig av temperaturredifferansen mellom middeltemperaturen til absorbator og omgivelsestemperaturen ( $T_m - T_a$ ). Figuren viser at virkningsgraden øker med reduksjon i temperaturredifferansen samt med innstrålt effekt på solfangeren.



**Figur 7:** Eksempel på virkningsgradskurve for plan solfanger. Figuren er hentet fra Volker Quaschnig (Quaschnig, 2004).

Refleksjonstapet til dekklaget øker med innfallsvinkelen. Dette fenomenet bygger på Fresnels lover som omhandler transmisjon og refleksjon i grensesnittet mellom to ulike materialer med forskjellige brytningsindekser,  $n$ . Fresnels lover kan benyttes til å beregne lys som effektivt treffer solfangeren. Beregningene involverer multirefleksjonskalkulasjoner og kan dermed bli svært omfattende. I praksis brukes en korreksjonsfaktor for innfallsvinkelen (eng: incidence angle modifier, IAM). Dette er en parametrisert tilnærming som kun inneholder en parameter,  $b_0$  (Kreith og West, 1997):

$$K_{\eta} = 1 + b_0 \left( \frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad [-] \quad (25)$$

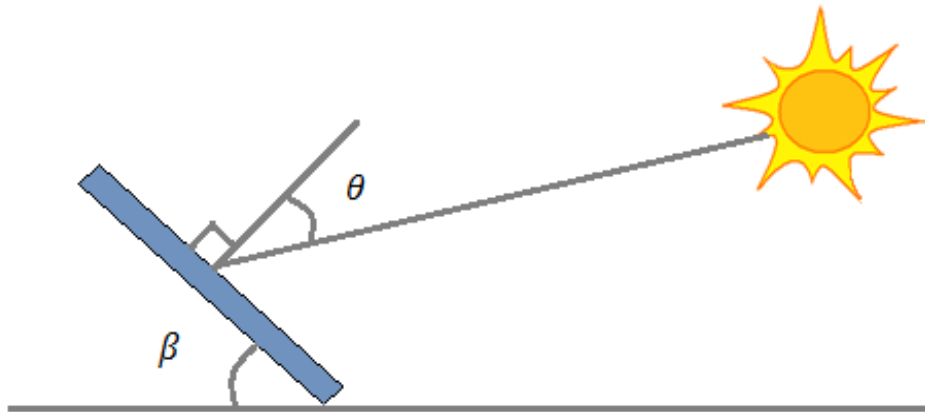
der  $K_{\eta}$  er korreksjonsfaktoren for innfallsvinkelen  $\theta$  til innstrålt lys. Når solfangeren står normalt på innfallende lys, vil korreksjonsfaktoren være lik 1, Verdien er tilnærmet lik 1 for innfallende lys med innfallsvinkler  $> 60^\circ$ . For vinkler  $< 60^\circ$  nærmer  $K_{\eta}$  seg raskt 0. Koeffisienten  $b_0$  varierer for ulike dekklag. For solfangermoduler med ett lags dekklag er akseptert verdi for  $b_0$  lik 0,1 (Kreith og West, 1997).

## BEREGNING AV ENERGIPRODUKSJON

Ved installering av solfangeranlegg, vil den optimale vinkelen mellom anlegget og horisontalplanet være den der panelet fanger opp mest innstrålt energi gjennom året. Med hensyn på vedlikehold og plassbesparelse, vil det for fritidsboliger være gunstig å installere panelene direkte på taket, og panelene får dermed samme helningsvinkel som taket.

Geografien og klimaet i anleggsområdet spiller en viktig rolle med tanke på skyggelegging av anlegget. For områder med snøfall, vil bratt helningsvinkel bidra til at snø ikke legger seg på anlegget og dermed hindre skyggetap. Anleggets orientering i forhold til himmelretningene,

kalles asimutvinkelen. Asimutvinkelen er vinkelen langs horisonten i horisontalplanet illustrert i **Figur 2**. På nordlige halvkule er solbanens høyeste punkt i sør, og det vil dermed være størst innstråling på anlegget om det er orientert mot sør.



**Figur 8:** Sentrale vinkler for en skrå flate i horisontalplanet. Figuren er inspirert av Romundstad (2014).  $\beta$  er vinkelen til flatenormalen i forhold til horisontalplanet og  $\theta$  er vinkelen til solinnstrålingen i forhold til flatenormalen.

Innfallsvinkelen  $\theta$  er vinkelen mellom normalen til modulen og solinnstrålingen illustrert i **Figur 8**. Den innstrålte effekten vil reduseres med faktoren  $\cos \theta$  ved økende innfallsvinkel  $\theta$ . Mottatt effekt  $P_{inn}$  [W] på en flate med areal  $A$  [m<sup>2</sup>] kan dermed beregnes ved følgende formel:

$$P_{inn} = G A \cos \theta \quad [W] \quad (26)$$

der  $G$  [W/m<sup>2</sup>] svarer til innstrålingstettheten på en flate der skyggelegging fra horisonten, albedoeffekter, korreksjonsfaktor for innfallsvinkelen samt skyggelegging fra nære objekter er tatt hensyn til.

Virkningsgraden  $\eta$  til solfangeren er forholdet mellom avgitt effekt til varmemediet  $P_v$  [W] og innstrålt effekt  $G$  [W/m<sup>2</sup>] på det aktive arealet  $A_\alpha$  [m<sup>2</sup>] til anlegget.

$$\eta = \frac{P_v}{G A_\alpha} \quad [-] \quad (27)$$

For solfangeren vil levert effekt til varmemediet  $P_v$  være differansen mellom varmeopptaket i solfangeren og varmetapet. Den leverte effekten kan også beskrives ut i fra massestrømmen, spesifikk varmekapasitet og temperaturforskjellen på mediet inn ( $T_{si}$ ) og ut ( $T_{su}$ ) av solfangeren (Andersen, 2008).

$$P_v = G A_\alpha - P_{tap} = \dot{m} c_p (T_{su} - T_{si}) \quad [W] \quad (28)$$

Temperaturen på arbeidsmediet som strømmer ut av solfangeren kan beskrives ved å kombinere formel (27) og (28):

$$T_{su} = T_{si} + \frac{\eta G A_{\alpha}}{m c_p} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (29)$$

Energiproduksjonen til solfangeranlegg avhenger av virkningsgraden til solfangerne som er anvendt, innstrålt energi på anlegget og det aktive arealet til anlegget. Når anleggets innstrålte effekt og anleggets virkningsgrad er kjent, kan anleggets teoretiske energiproduksjon for måned  $i$  beregnes.

$$Q = \eta P_{inn} t_i \quad [\text{kWh}] \quad (30)$$

hvor  $\eta$  er solfangerens virkningsgrad,  $P_{inn}$  er mottatt effekt på det aktive arealet  $A_{\alpha}$ , og  $t_i$  [kh] er antall timer i måneden  $i$  dividert med 1000 for omforming til kWh.

Den faktiske energiproduksjonen avviker fra teoretisk beregnet produksjon. Forholdet mellom faktisk og teoretisk beregnet energi kalles systemets Performance Ratio. Denne kvalitetsfaktoren varierer mellom 0 – 100 % der et anlegg som oppnår en Performance Ratio på om lag 80 % anses som godt. Faktorer som begrenser anleggets Performance Ratio (SMA Solar Technology AG, 2002):

#### Miljøfaktorer

- Modulens temperatur
- Innstrålt energi og effekttap
- Skygning

#### Andre faktorer

- Måleperiode
- Effekttap i komponenter tilknyttet PV-anlegget (inverter og ledninger)

## 3.4 SESONGLAGRING AV ENERGI

### GEOTERMISK LAGRING

Et mediums evne til å lagre varme betegnes som spesifikk varmekapasitet,  $C_p$ , og defineres som mengden varme som er lagret i mediet per Kelvin (Banks, 2012). Varme nødvendig for å endre temperaturen til en viss mengde av et medium, kan beskrives ved (Banks, 2012):

$$Q = m c_p \Delta T \quad [\text{J}] \quad (31)$$

Der  $m$  [kg] er massen til volumet som er ønskelig å betrakte,  $c_p$  [J/kgK] er mediets spesifikke varmekapasitet og  $\Delta T$  [K] er temperaturendringen til volumet.

Evnen til å lagre energi over tid er avhengig av mediets termiske diffusivitet. Termisk diffusivitet angir raten en varmpuls forplanter seg i en medium på, og er bestemt av forholdet mellom termisk varmeledningsevne og volumetrisk spesifikk varmekapasitet (Banks, 2012):

$$\alpha = \frac{k}{c_p \rho} = \frac{k}{c_p \rho} \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad (32)$$

der  $\alpha$  [ $\text{m}^2/\text{s}$ ] er termisk diffusivitet,  $k$  er [ $\text{W}/(\text{mK})$ ] termisk varmeledningsevne,  $c_{pv}$  [ $\text{J}/(\text{m}^3\text{K})$ ] er volumetrisk spesifikk varmekapasitet,  $c_p$  [ $\text{J}/\text{kgK}$ ] er spesifikk varmekapasitet og  $\rho$  [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] er tettheten til mediet.

**Tabell 3** viser termiske egenskaper for ulike medium.

**Tabell 3: Termiske egenskaper til utvalgte medium.**

	Termisk ledningsevne [ $\text{W}/(\text{mK})$ ]*	Volumetrisk varmekapasitet [ $\text{MJ}/(\text{m}^3\text{K})$ ]*	Termisk diffusivitet [ $\text{mm}^2/\text{s}$ ]
<b>Steiner</b>			
<b>Kull</b>	0,3	1,8	0,1
<b>Sandstein</b>	2,0 – 6,5	2,0 – 2,1	1,0 – 3,1
<b>Gneis</b>	2,5 – 4,5	2,1 – 2,6	1,2 – 1,7
<b>Granitt</b>	3,0 – 4,0	1,6 – 3,1	1,3 – 1,9
<b>Kvarts</b>	5,5 – 7,5	1,9 – 2,7	2,9 – 2,8
<b>Andre</b>			
<b>Leire</b>	0,9 – 1,1	3,0 – 3,6	0,3 – 0,4
<b>Luft</b>	0,024	0,00129	18,6
<b>Is</b>	1,7 – 2,0	1,9	0,9 – 1,1
<b>Aluminium</b>	204	2,5	81,6

\*Verdier for termisk ledningsevne og volumetrisk varmekapasitet er hentet fra Banks (2012).

## BRØNNPARK

Brønnparker kan benyttes til ulike formål tilknyttet termisk energi (kjøling, lagring eller uthenting av energi). Denne masteroppgaven tar for seg en brønnpark for lagring av termisk energi. Brønnparken består av et nettverk av borehull som fungerer som varmevekslere og som til sammen utgjør et sylindrisk volum i berggrunnen.

Ved lagring av varme i brønnparker er det ønskelig at varmepulsen skal forplante seg i mediet rundt borehullene og samtidig lagres i berggrunnen. Berggrunn har høy volumetrisk spesifikk varmekapasitet og lav termisk diffusivitet. Dette er egenskaper som egner seg godt for lagring av energi. For brønnparksystemer der borehull tar imot høye effekter, kreves det at ledningsevnen er tilstrekkelig til å lede effekten tilført borehullet til omkringliggende bergvolum og ikke blir med opp av borehullet igjen. Samtidig ønskes det lav diffusivitet slik at energien lagres i berggrunnen og ikke tapes ut fra brønnparkvolumet. Ønsket om lav termisk diffusivitet, krever at ledningsevnen er lav i forhold til volumetrisk varmekapasitet.



I det du tilfører termisk energi til en brønnpark med et lukket kollektorsystem, vil temperaturen utvikle seg over en periode på flere år inntil det oppnås en stabil tilstand. Stabil tilstand er her definert som situasjonen der årlig tilført energi er lik summen av energiuttak og tap av varme til omgivelsene. For simulering av temperaturutviklingen i brønnparker finnes det flere tilgjengelige programmer (Banks, 2012): Earth Energy Designer (Sverige), Ground Loop Heat Exchanger Professional (USA) og Ground Loop Design (USA). For å minimere tap fra brønnparken, vil det være ufordelaktig å plassere parken i områder med stor gjennomstrømming av grunnvann. Det er dermed ønskelig at berggrunnens hydrauliske konduktivitet er lav, eller at grunnvannet i området har en lav hydraulisk gradient (Banks, 2012).

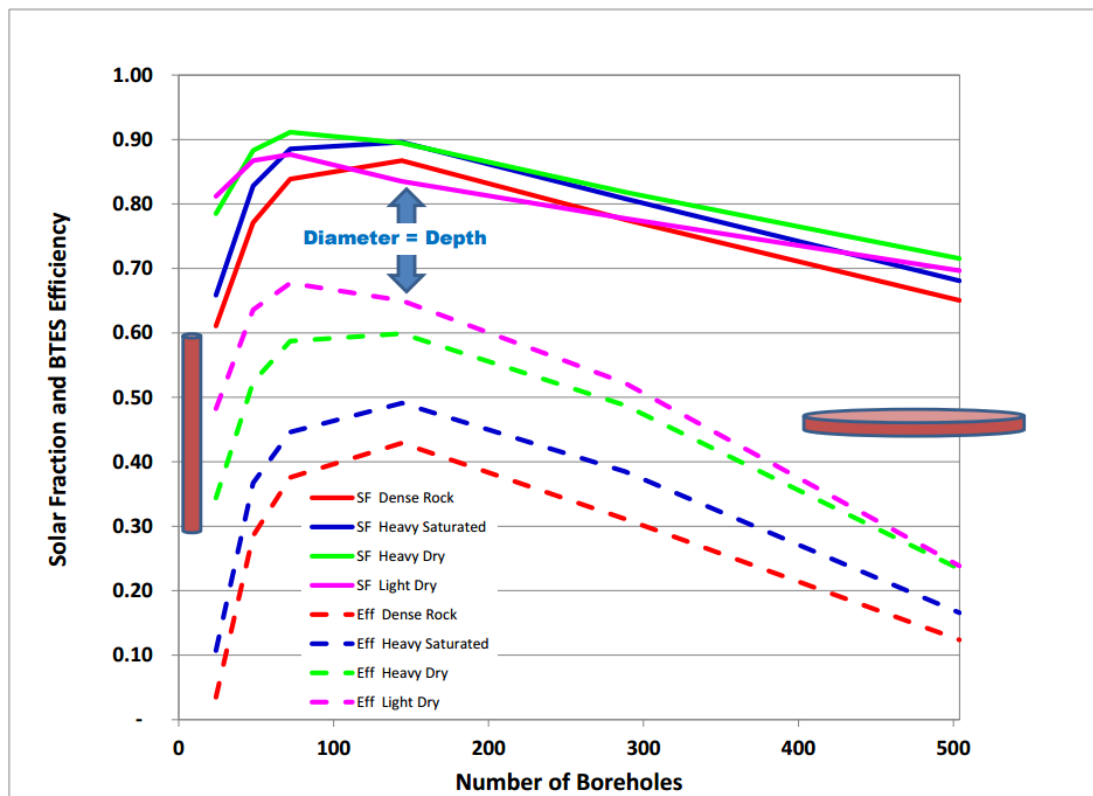
Det totale lageret,  $Q$ , til en brønnpark med en sylindrisk matrise av borehull med dybde  $L_D$  og effektiv matriseradius  $r$  er gitt ved formelen (Banks, 2012):

$$Q = \rho V c_p \Delta T = C_{pv} L_D \pi r^2 \Delta T \quad [J] \quad (33)$$

der  $c_{pv}$  er den volumetriske spesifikke varmekapasiteten til berggrunnen og  $\Delta T$  er den gjennomsnittlige temperaturendringen til berggrunnen som omfattes av brønnparken. Det totale lageret,  $Q$ , er mengden varme lagret i brønnparken. Det totale lageret vil i løpet av året variere grunnet tap fra brønnparken til omgivelsene og uttak av termisk energi.

Energitalpet til brønnparken kan uttrykkes ved Fouriers lov (formel 2), der  $\Delta T$  er temperaturdifferansen mellom brønnparkvolumet og omkringliggende berggrunn. Av formelen ser vi at tap fra brønnparken vil øke lineært med temperaturdifferansen. Det vil derfor være hensiktsmessig å differere temperaturen innad i brønnparken, der borehull med høy temperatur plasseres i midterste ring av borehull, og temperaturen er lavere for borehull i utenforliggende ringer. En andel av energien tilført brønnparken vil tjene til å øke temperaturen i brønnparken. Energiandelen som kan hentes opp fra brønnparken i løpet av et år, blir dermed lik energien tilført brønnparken minus energitalp til omgivelsene og energi til økning av brønnparkens temperatur. Denne andelen er i denne masteroppgaven definert som brønnparkens gjenvinningsgrad,  $G_\eta$ .

The International Energy Agency (IEA) har utført en omfattende undersøkelse for å kartlegge hvordan brønnparkens form og berggrunnstype påvirker gjenvinningsgraden til brønnparken og systemets totale ytelse (Sibbitt og McClenahan, 2015b). Det ble gjennomført over 200 detaljerte simuleringer i programmet TRNSYS der parameterne berggrunnstype og form på brønnpark varierte. Resultatet, oppsummert i **Figur 9**, viser at berggrunnstype er av mindre betydning for systemets ytelse for diameter/dybde-forhold (aspect ratio) over 0,3, og at systemets ytelse er størst for diameter/dybde-forhold mellom 0,3 og 3,0. Dette forklares med at jo større evne berggrunnen har til å lagre energi, jo mindre tilført effekt vil berggrunnen ta opp. All energimengden produsert i solfangeranlegget vil ikke kunne bli levert til brønnparken grunnet berggrunnens lave ledningsevne. Gjenvinningsgraden har dermed liten betydning for systemets totale ytelse.



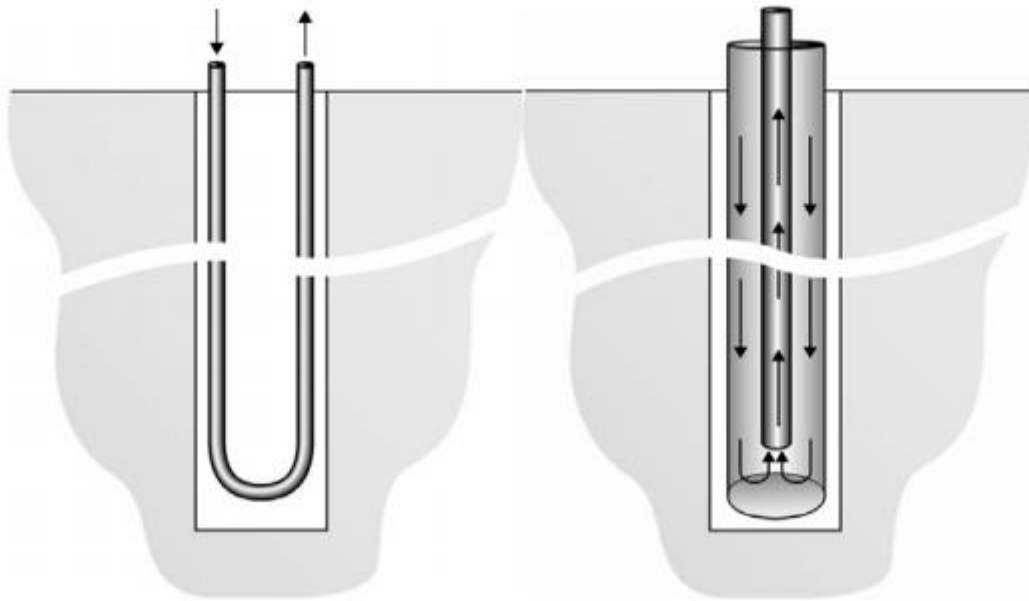
**Figur 9:** Brønnparkens ytelse ble målt som solandelen i et energisystem prosjektert for å møte energibehovet ved Drake Landing (se neste underkapittel). Energimengden levert til brønnparkene i simuleringene, tilsvarer energimengden levert til parken ved Drake Landing. Videre vil uttak av parken bli målt som andelen av energibehovet, og er i figuren definert som solandelen (eng: Solar Fraction). Heltrukne linjer er solandelen og stiplede linjer er årlig gjenvinningsgrad for brønnparken for ulike berggrunnstyper. I hver simulering er lengden på borehullene den samme (144), men antall borehull og dermed overflateareal varierer (Sibbitt & McClenahan, 2015b).

## KOLLEKTORER

I borehullene settes det inn kollektorer hvor systemvæsken sirkulerer. Det er ønskelig med høy termisk motstand mellom tur- og returstrømmen og lav termisk motstand mot berggrunnen.

Vanligvis består kollektorer av plastmaterialer, ofte polyeten, noe som sikrer god termisk kontakt mellom rørene og berggrunnen. UV-stråling kan bryte ned kollektormaterialene. Plastprodusenter skilter med en levetid for kollektorslanger som blir eksponert for lys, på 50 år. I en brønnpark hvor ikke lys slipper til, og systemvæsken er tilpasset kollektormaterialet, er forventet teknisk levetid til brønnen anslått å være over 100 år (Stykket i Sanden, 2014, side 56)

Kollektorer kan deles inn i to hovedtyper, U-rør og koaksiale rør, der det hittil har vært U-rør som har dominert til bruk i borehull. **Figur 10** illustrerer prinsippet for disse kollektorene.



**Figur 10:** Illustrasjon av de to hovedtypene innen kollektordesign, U-rør og koaksiale rør (Gehlin, 2002).

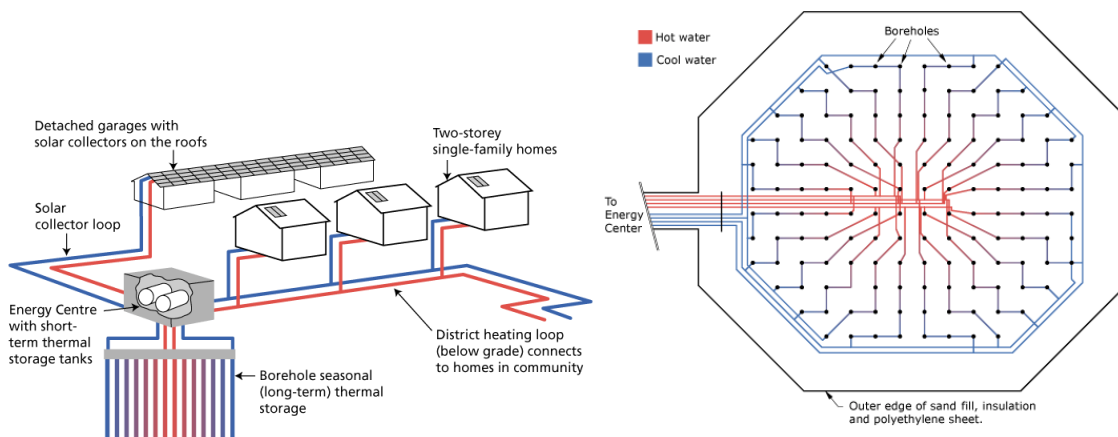
Den enkle U-rørskollektoren består av et enkelt rør formet som en U hvor både nedadgående og oppadgående strøm vekselvirker med berggrunnen og bidrar til varmeoverføring. Brønnen blir fylt med fyllmasse for å redusere den termiske motstanden mellom rørene og berggrunnen. Det har vært vanlig å benytte enkle U-rør i borehullene, men interessen for bruk av doble U-rør (to U-rør i borehullene) for å redusere den termiske motstanden mot berggrunnen, øker (Gehlin, 2002).

Koaksiale rør, også kalt rør-i-rør-kollektor, er karakterisert ved at varmeveksling kun skjer i enten nedadgående eller oppadgående strøm. Strømretningen kan endres mellom tilførsel og uthenting av varme fra brønnen. Det indre røret er ofte termisk isolert for å unngå termisk kortslutning mellom ned- og oppstrøm i kollektoren (Gehlin, 2002). En fordel med koaksial kollektor er den lave termiske motstanden mellom bergvegg og kollektorvæske.

#### DRAKE LANDING SOLAR COMMUNITY (DLSC)

«Drake Landing Solar Community» er et eksempel på et storskala-anlegg for geotermisk lagring av solenergi. Anlegget befinner seg i Okotoks i Alberta, Canada og består av et nabolag på 52 hus. Energisystemet dekker 90 % av varmebehovet (Drake Landing Solar Community, 2016).

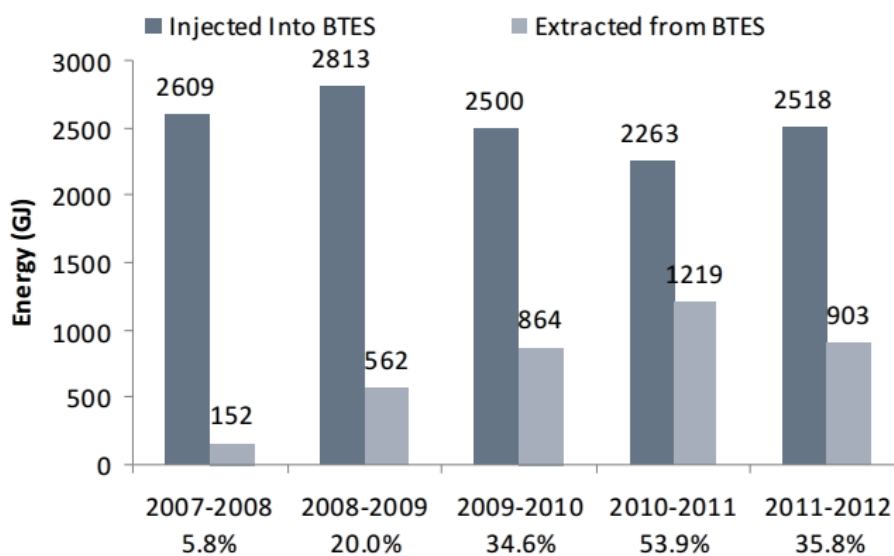
Drake Landing består av fem hovedkomponenter: Solfangere, et energisenter for korttidslagring av energi, en brønnpark, et distribueringsystem for varmen fra brønnpark til boliger og energieffektive boligbygg. 800 flatplatesolfangere dekker et garasjebygg tilknyttet nabolaget. Solfangerne dekker et areal på om lag 2 900 m<sup>2</sup> og høster om lag 700 000 kWh i løpet av et år. Brønnparken består av 144 borehull med U-rørs kollektorer. Brønnparken er 37 meter dyp og dekker et område på 35 meter i diameter. Berggrunnen i brønnparken vil ved tilførsel fra energi av solfangerne, nå en temperatur på 80 °C.



**Figur 11:** Illustrasjon av anlegget og det geotermiske lageret ved Drake Landing (Drake Landing, 2016)

Sibbit et al produserte i 2012 en rapport hvor de analyserte ytelsen til systemet ved Drake Landing etter å ha operert i fem år.

**Figur 12** viser beregnet gjenvinningsgrad for systemet for hvert år. I løpet av perioden 1. juli 2013 til 1. juli 2014, ble 2067,3 GJ energi levert til brønnparken og 1372,5 GJ hentet ut igjen. Dette gir en gjenvinningsgrad på 64 % (Leidos Canada, 2014).



**Figur 12:** Gjenvinningsgraden til brønnparken ved Drake Landing for hvert av de første fem årene i drift (Sibbit et al, 2012).

## 3.5 PRODUKSJON AV ELEKTRISK ENERGI

### SOLCELLER

Solceller kan benyttes til produksjon av elektrisk energi i frittstående energisystem. Solceller omdanner solenergi til elektrisk energi. Kort forklart skjer dette ved at sollys treffer en dopet halvleder og strålingsenergien fra sola omformes til elektrisk energi. Solcellen har ingen bevegelige deler, den er lydløs og når den først er installert, genererer den strøm uten utslipp av klimagasser. Solcellens egenskaper i kombinasjon med økt søkelys på fornybare energikilder, har resultert i at solceller har fått en betydelig rolle i energimarkedet. Det forventes en markant økning av strøm generert fra solceller, opp mot 500 TWh i 2020 (IEA, 2015). Vedlagt ligger en teknisk beskrivelse av solceller og anvendelser av disse (Vedlegg A). I frittstående energisystem vil også andre alternativer kunne benyttes for produksjon av elektrisk energi. Vedlagt ligger en teknisk beskrivelse av termoelektrisk generator (TEG) for generering av strøm (Vedlegg B).

### KRAFTELEKTRONIKK I FRITTSTÅENDE HYBRIDANLEGG

Denne masteroppgaven ser på muligheten for et frittstående energisystem tilknyttet Olavsbu. Et slikt system er avhengig av riktig bruk av kraftelektronikk for optimal drift.

### REGULATOR

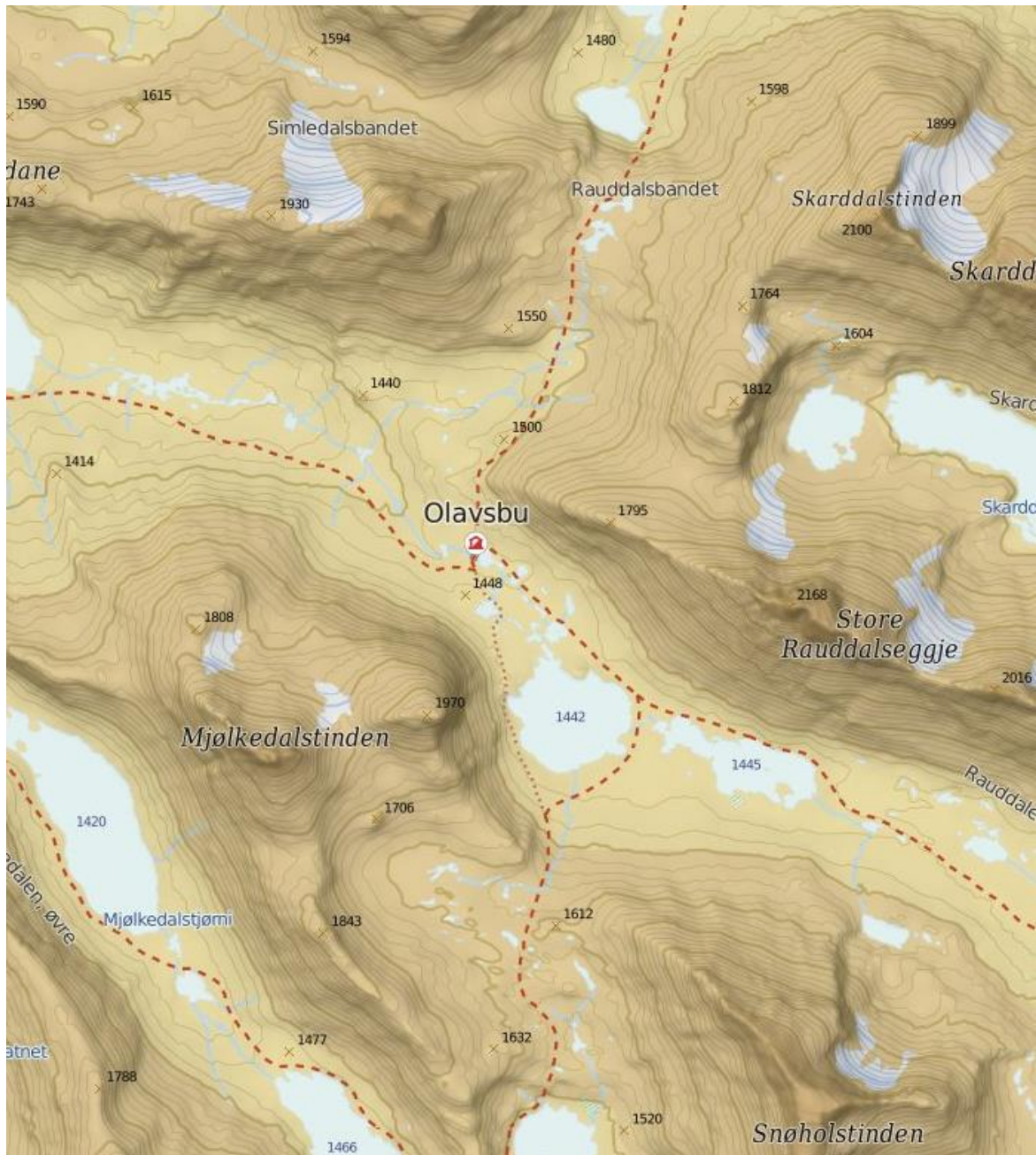
Et energisystem som benytter batteri som lager for solcellestrøm, vil ha behov for en regulator for å sikre optimal drift. Regulatorens oppgave er å forhindre overlading av batteriet og sikre en sikker strømforsyning. Regulatoren vil i tillegg kunne være utstyrt med en lastregulator som kobler ut forbruk før batteriet utlades, samt Maximum Power Point Tracking (MPPT) for optimal drift av et PV-anlegg. MPPT er en funksjon som sørger for at solcellemodulene alltid leverer maksimal effekt med hensyn til Maximum Power Point (MPP). Se Vedlegg A for teori om MPP.

### OMFORMER

Omformeren har som oppgave å kontrollere effektflyten mellom en elektrisk kilde og en last og sørger dermed for at lastens behov for strøm, spenning og frekvens blir dekket. For å minimere effekttapet, implementeres ulike omformere for ulike driftssystem. I mindre energisystem der det antas at det kun er behov for likestrøm, eksempelvis fritidsboliger, vil en DC-DC- omformer gi minst effekttap.

## 4 RESSURSGRUNNLAG

Olavsbu ligger midt i Jotunheimen i Luster kommune i Sogn- og Fjordane. Hytta ligger på 1440 m.o.h. i et område omringet av fjell. **Figur 13** viser et kartutsnitt av området rundt Olavsbu.



**Figur 13:** Kart over området rundt Olavsbu.

## 4.1 BERGGRUNN

Olavsbu ligger i et område av pyroksengranitt, en bergart sammensatt av gneis med gabbroid til kvartsmangerittisk sammensetning (NGU, 2016). Det er ikke blitt foretatt berggrunnsprøver i området og data for berggrunnens egenskaper er derfor ikke tilgjengelige. Egenskapene til gneis er presentert i **Tabell 4: Egenskaper til gneis (Banks, 2012, Sintef, 2016)**

**Tabell 4: Egenskaper til gneis (Banks, 2012, Sintef, 2016)**

<b>Termisk varmeledningsevne, k</b>	2,5 – 4,5 W/(mK)
<b>Tetthet, ρ</b>	2600 – 3000 kg/m <sup>3</sup>
<b>Spesifikk varmekapasitet, C<sub>p</sub></b>	0,75 kJ/(kgK)
<b>Volumetrisk varmekapasitet, C<sub>pv</sub></b>	2,1- 2,6 MJ/(m <sup>3</sup> K)
<b>Termisk diffusivitet</b>	1,2 – 1,7 mm <sup>2</sup> /s

## 4.2 BYGNINGSFYSIKK

Olavsbu – nedre hytte ble bygd på 1950- og 1970-tallet der midtre del er påbygd i 2011. Olavsbu - øvre hytte ble bygd på 1970-tallet der noen deler, blant annet gulvet, er byttet ut i senere tid. Begge hyttene er isolert med mineralull i vegger, gulv og tak. Etter samtale med Tormod Aurlien, professor innen byggeteknikk på Ås, er ledningsevnen for mineralullen antatt å være 0,04 W/mK. Vinduene er av type Rørosvindu med 3-lags energiglass og har en oppgitt U-verdi på 1,1 W/m<sup>2</sup>K. I hyttene er det installert veggventiler som utgjør ventilasjonssystemet. Ventilene er teipet igjen vinterstid for å unngå at snø fyker inn.

**Tabell 5** og **Tabell 6** viser data for hytta nødvendig for beregning av energitap. Informasjon om byggene er hentet av Thomas With, byggeteknisk ansvarlig hos DNT Oslo og Omegn. Vedlagt (Vedlegg E) ligger plantegninger for bygningene.

**Tabell 5: Isolasjonsinformasjon med tilhørende varmeledningsevner for Olavsbu – nedre.**

<b>Bygningselement</b>	<b>Isolasjon</b>	<b>Ledningsevne [W/mK]</b>
<b>Vegg</b> -Østre og vestre	10 cm	0,04
<b>Tak</b> -Østre og vestre	10 cm	0,04
<b>Gulv</b> -Østre og vestre	10 cm	0,04
<b>Vegg</b> -Midtre	15 cm	0,04
<b>Tak</b> -Midtre	20 cm	0,04
<b>Gulv</b> -Midtre	0,6 cm	0,04

**Tabell 6:** Isolasjonsinformasjon med tilhørende varmeledningsevner for Olavsbu – øvre.

Bygningselement	Isolasjon	Ledningsevne [W/mK]
Vegg	10 cm	0,04
Tak	15 cm	0,04
Gulv	15 cm	0,04

### 4.3 METEROLOGI- OG INNSTRÅLINGSDATA

Nærmeste værstasjon til Olavsbu ligger ved Sognefjellshytta, 18 km i luftlinje fra Olavsbu. Sognefjellshytta ligger i et åpent fjellandskap 1410 m.o.h. Andre kolonne i **Tabell 7** viser gjennomsnittlige middeltemperaturer for hver måned i perioden 1996-2016 på Sognefjellshytta. Data er hentet fra databasen eklime.net, som er et prosjekt i regi av Meteorologisk institutt (eklima.net, 2016).

**Tabell 7:** Middeltemperaturer for oppgitt måned hentet fra værstasjon Sognefjellshytta.

Måned	Middel- temperatur [°C]
Januar	-9,1
Februar	-9,1
Mars	-7,9
April	-3,9
Mai	0,0
Juni	3,9
Juli	1,9
August	1,5
September	2,3
Oktober	0,3
November	1,4
Desember	0,6

Nærmeste værstasjon til Olavsbu med tilgjengelig innstrålingsdata er Løken. Innstrålingsdata er hentet fra databasen Landbruksmeteorologisk tjeneste, som er et prosjekt i regi av Bioforsk (*Landbruksmeteorologisk tjeneste, 2016*). Løken ligger 527 m.o.h., seks mil i luftlinje sør-øst for Olavsbu i Oppland fylke. I denne masteroppgaven er det blir benyttet innstrålingsdata for perioden 1. januar 2015 – 31. desember 2015. Landskapet omkring en værstasjon kan ha påvirket registreringen av innstrålingsdata. Fjell og objekter kan gi skygge samt være kilder til lokal skydannelse. Området rundt Løken er preget av skog og åkrer, og landskapet er generelt mer åpent enn området Olavsbu ligger i.

Underlaget rundt Olavsbu gjennom året vil påvirke albedoverdien og dermed innfallende stråling på hyttetaket. **Tabell 8** viser data for snødybde i området rundt Olavsbu hentet fra datatjenesten seNorge som er et samarbeidsprosjekt mellom Meteorologisk institutt, Norges



vassdrags- og energidirektorat og Kartverket (seNorge, 2016). Olavsbu ligger i et område uten vegetasjon der underlaget er dominert av berg og stein. Albedoverdier i høyre kolonne er vurdert ut ifra **Tabell 2** i kapittel 2.2.

**Tabell 8:** Snødybde og albedoverdier i området rundt Olavsbu for oppgitt måned.

Snødybde er oppgitt i centimeter og er beregnet ut ifra data fra 1971 til 2015 (seNorge, 2016).

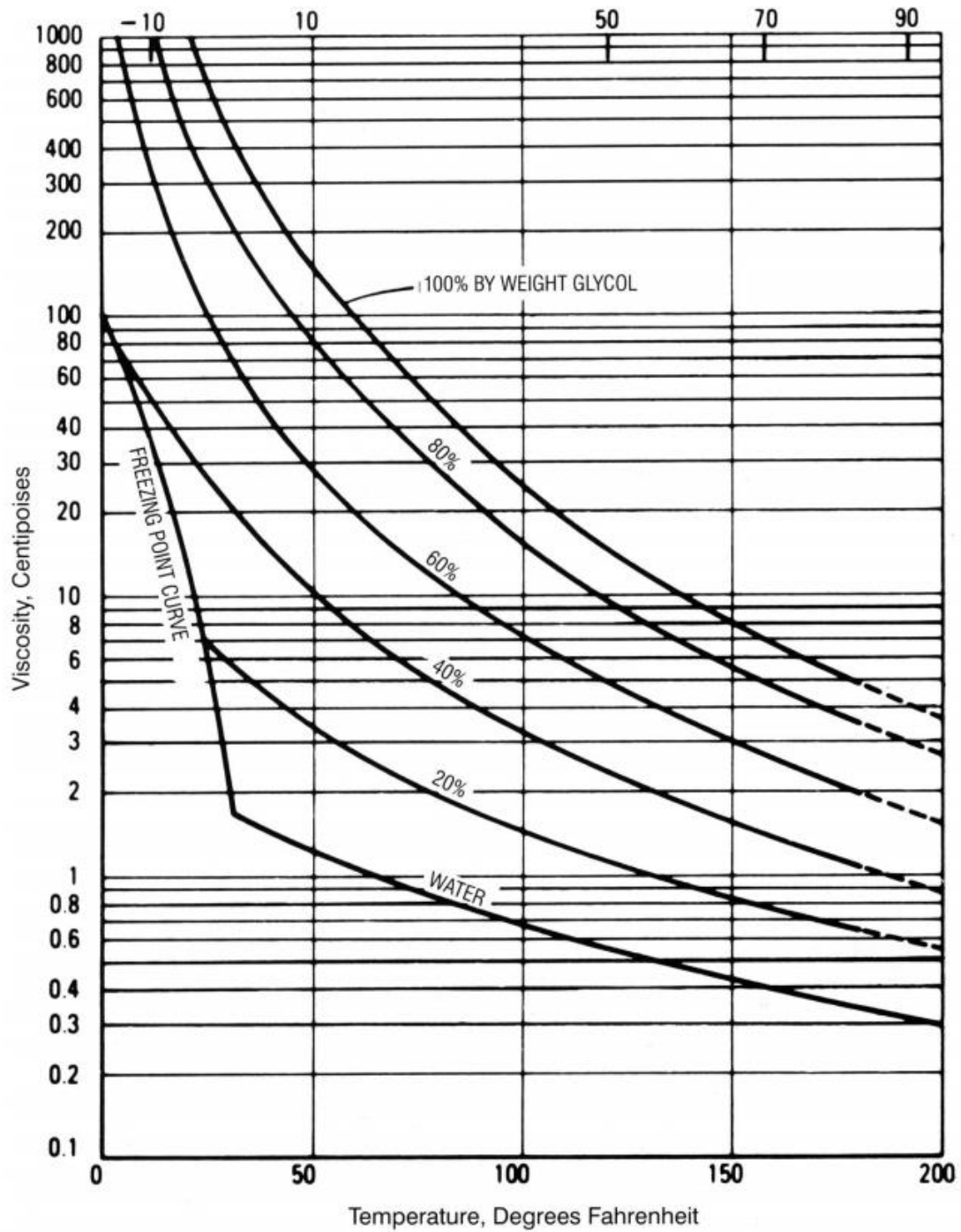
Måned	Snødybde [cm]	Albedo
<b>Januar</b>	150-200	0,9
<b>Februar</b>	150-200	0,9
<b>Mars</b>	150-200	0,7
<b>April</b>	150-200	0,7
<b>Mai</b>	150-200	0,4
<b>Juni</b>	50-100	0,4
<b>Juli</b>	Under 25	0,3
<b>August</b>	Barmark	0,3
<b>September</b>	Barmark	0,3
<b>Oktober</b>	Barmark	0,3
<b>November</b>	25-50	0,9
<b>Desember</b>	50-100	0,9

#### 4.4 SYSTEMVÆSKE

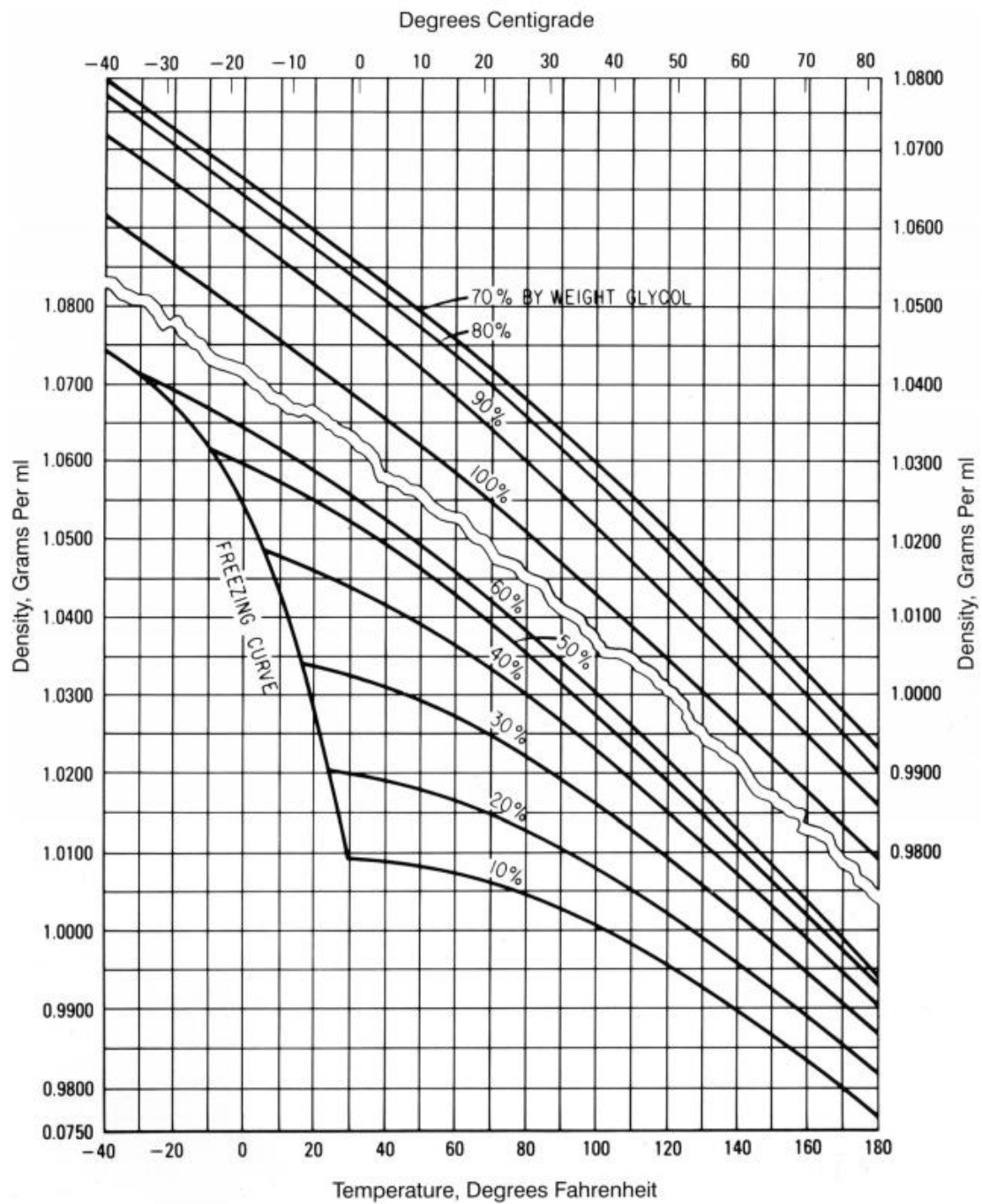
I denne masteroppgaven anvendes monopropylenglykol som systemvæske i beregningen, både i solfangeranlegg og i brønnparken. Valg av systemvæske er gjort ved kartlegging av gitte fysiske egenskaper for ulike væsker:

- Frysepunkt
- Flammepunkt
- Kokepunkt
- Miljø- og helsepåvirkning

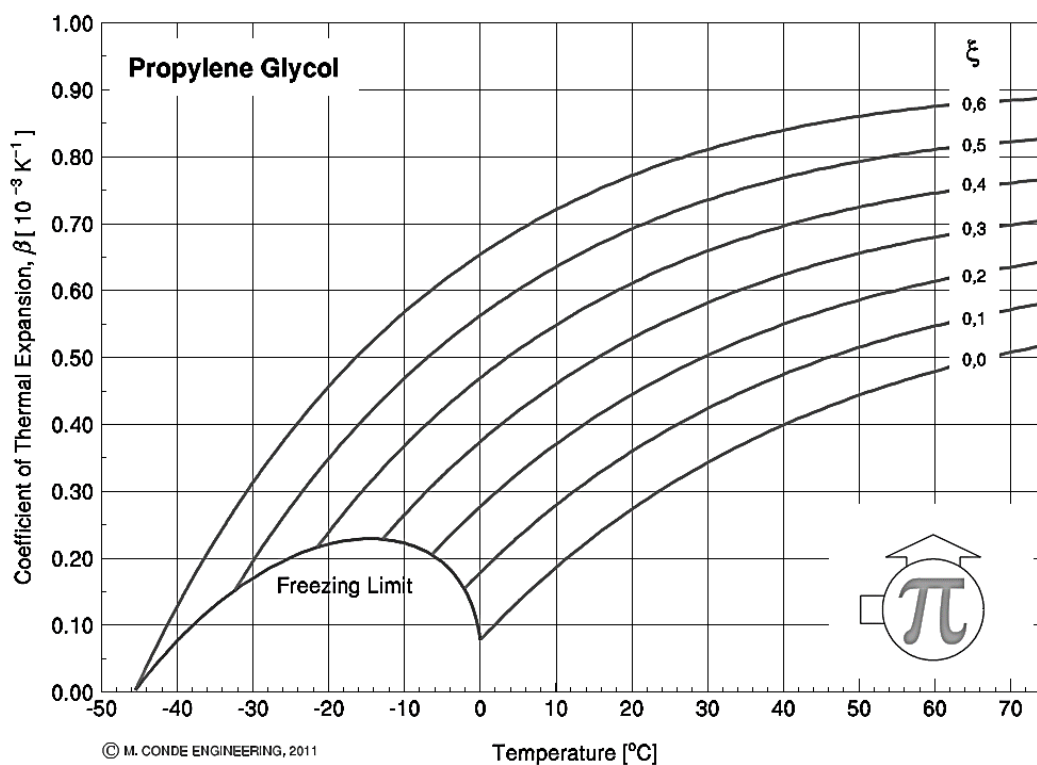
Monopropylen er en væske som anses som miljø- og helsevennlig. For monopropylenglykol med en konsentrasjon på 40 %, er frysepunkt, kokepunkt og flammepunkt på henholdsvis -20 °C, 188 °C og 114 °C (Kemetyl, 2012). Disse egenskapene gjør monopropylenglykol godt egnet som systemvæske for hele systemet. Det lave frysepunktet gjør solfangeranlegget kan være i drift store deler av året. **Figur 14** og **Figur 15** viser viskositet- og tetthetsdiagram for monopropylenglykol. **Figur 16** viser et diagram av tetthetsgradienten til ulike løsninger av monopropylenglykol.



**Figur 14:** Viskositetsdiagram for monopropylenglykol. Diagram er hentet fra nettstedet til The Dow Chemical Company (2016a).



**Figur 15:** Tetthetsdiagram for monopropylenglykol. Diagram er hentet fra nettstedet til The Dow Chemical Company (2016b).



**Figur 16:** Utvidelseskoeffisienten til ulike løsninger av monopropylenglykol. Diagram er hentet fra M. Conde Engineering (2011).

## 4.5 PVSYST

PVsyst er en programvare for simulering og analyse av solcellesystemer. Programmet er utviklet av Dr. André Mermoud ved universitetet i Genève og brukes for å dimensjonere, simulere og estimere produksjon fra solcelleanlegg og analysere PV-systemer (PVsyst, 2016). Programmet har innebygd databaser for klima og meteorologi, databaser med informasjon om ulike komponenter som brukes i et PV-anlegg og generelle verktøy knyttet til simulering av solcelleanlegg.

I denne masteroppgaven vil PVsyst bli benyttet for å kartlegge innstrålt effekt på hyttetaket til Olavsbu. Dette valget er gjort med bakgrunn i de funksjonene PVsyst tilbyr for en detaljert simulering av innstrålt effekt på et gitt geografisk område:

- Geografisk plassering
- Klimadata
- Flatens asimutvinkel
- Albedo per måned
- Korrigeringer for innfallsvinkel (IAM)
- Horisontens innvirkning på innstråling

## 5 METODE

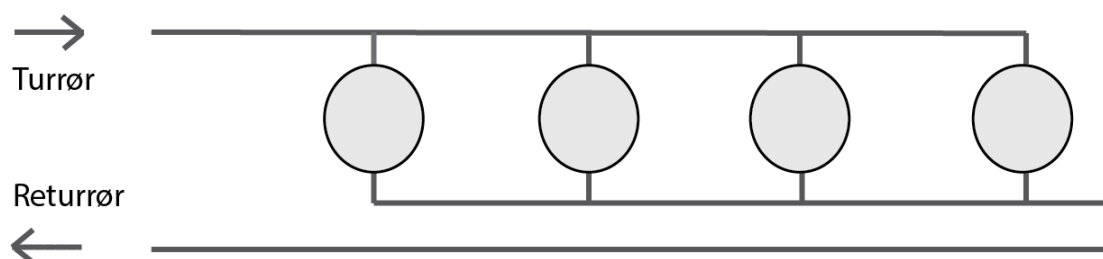
### 5.1 SYSTEMLØSNINGER FOR OLAVSBU

#### ENERGIKILDE OG KOLLEKTOR

I 2014 gjennomførte Una Prestegaard en studie der det ble gjort undersøkelser av mulige kilder som kan tilføre energi til borehull. Av de fire kildene som ble undersøkt (bakkesolfanger, platesolfanger, uteluft og ventilasjonsluft), konkluderer studien med at platesolfangere er den mest effektive (Prestegaard, 2014). Det er antatt at solfangere montert på hyttetaket til øvre hytte vil kunne produsere et overskudd på sommeren som er nok til å varme hyttene på vinterhalvåret. Bakgrunnen for antakelsen er hyttas orientering mot sør-vest og informasjonen om at hyttetakene ved Olavsbu holder seg snøfrie gjennom året. I oppgaven er det valgt å bruke solfangermoduler fra ASV Solar for beregninger av dimensjoner og kostnadskalkyler. Valget falt på disse modulene da de kommer i små moduler som er enkle å frakte og montere. Andre solfangermoduler vil kunne fungere som alternativ, da med forbehold om endringer i anleggsdimensjoner, produsert energi og total kostnad for energisystemet. I en numerisk analyse av koaksiale rør og U-rør konkluderer Rasmus Westin (2012) med at koaksiale rør er mer effektive kollektorer enn de tradisjonelle U-rørene. I denne oppgaven brukes derfor koaksiale rør som kollektor i brønnparken.

#### VARMEAVGIVELSESMETODE OG RØRSYSTEM

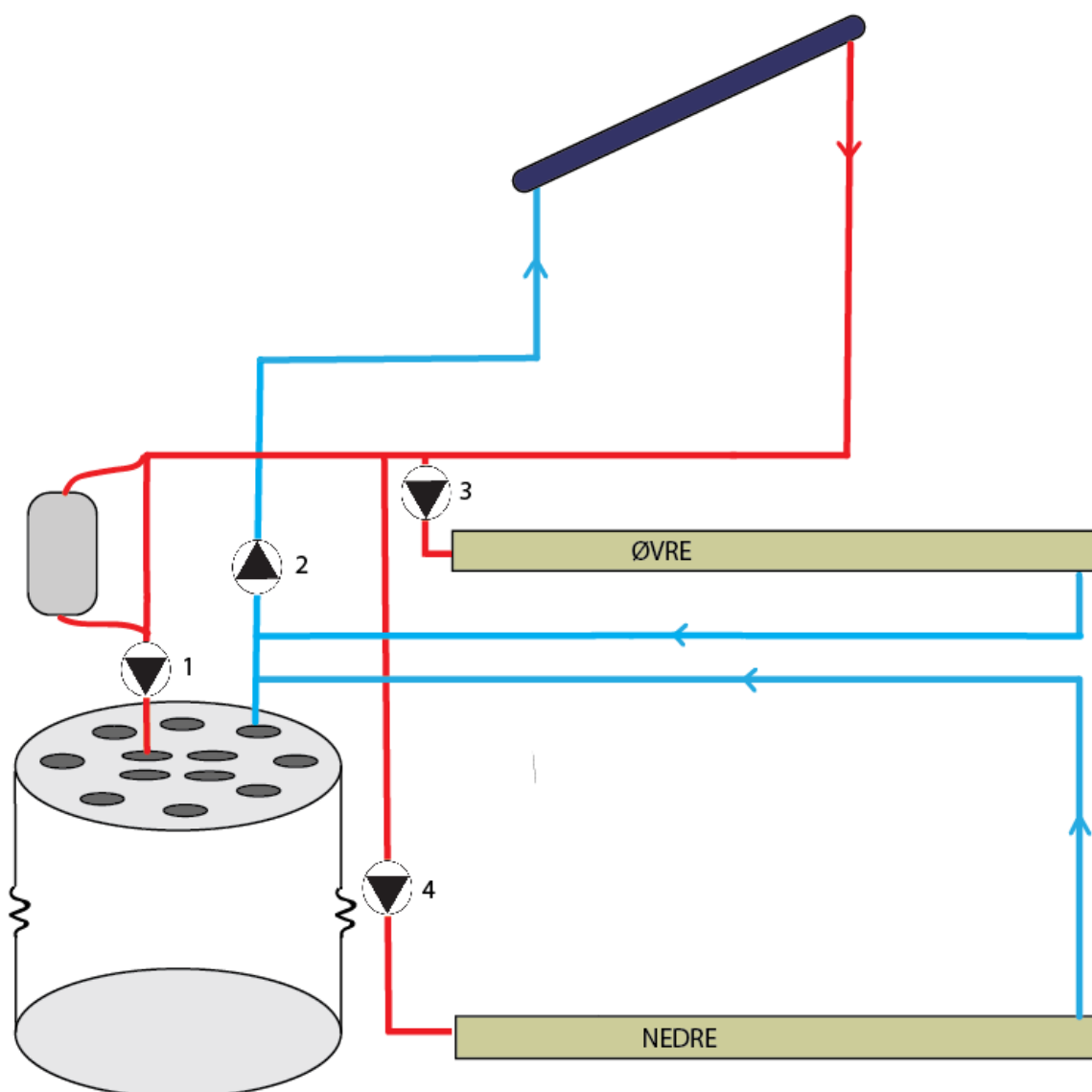
Valg av varmeavgivelsesmetode ble tatt med hensyn på å minimere friksjonstap i rørene. Av de to vannbårne varmeavgivelsesmetodene presentert i teorien, er det minst friksjonstap knyttet til gulvvarmeanlegg. En utfordring knyttet til gulvvarmeanlegg, er at vedlikehold av anlegget potensielt sett kan medføre å rive opp gulv i hyttene. Dette vil også være nødvendig ved installering av gulvvarmeanlegget. Gulvvarmeanlegg anses likevel som best egnet i hytteanlegget ved Olavsbu på grunn av de lavere friksjonstapene, samt at temperaturen på turvannet kan være lavere siden flaten som avgir varme er større. Dessuten oppleves varme gulv som mer behagelig og tillater lavere temperatur i rommet. Både i rørsystemet mellom borehull i brønnparken og i hyttegulvene, benyttes det torørs-anlegg med vendt retur. I et slikt rørsystem vil borehullet/gulvvarmerørssløyfen med kortest turrør få lengst returrør. Denne løsningen gir lik rørlengde for hver rørsøyfe og dermed tilnærmet likt friksjonstap gitt at volumstrømmen i hver gren er tilnærmet lik. Prinsippet er illustrert i **Figur 17**.



**Figur 17:** Illustrasjon av torørs-anlegg med vendt retur.

## DRIFT AV SYSTEMET

Denne masteroppgaven har sett på et energisystem som vil anvende frostvæskeblanding, monopropylenglykol 40 %, for varmeoverføring. Dette muliggjør kjøring av systemet ved temperaturer ned til  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Når anlegget er i drift, vil fire sirkulasjonspumper regulere volumstrømmen i rørene for optimal drift. **Figur 18** viser plassering av pumpene i systemet. Solfangeranlegget vil kun driftes i hyttens åpningstider og dermed stå tomt i de kaldeste månedene med minst innstrålt energi. Solfangeranlegget samt rør til og fra brønnparken tømmes for væske som renner ned i en drainbacktank som er isolert og plassert ved brønnparken. Gulvvarmerørsløyfene vil alltid stå med væske. I vintermånedene, ved stengt hytte, vil det kun tilføres varme til gulvvarmerørene ved utetemperaturer under  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dette for å unngå at væsken i rørene fryser. Energibehov i vintermånedene vil dermed være svært lave. **Figur 18** illustrerer en forenklet skisse av foreslått systemløsning på Olavsbu.



**Figur 18:** Enkel skisse av energisystemet ved Olavsbu. Figuren illustrerer brønnparken, solfangeranlegget og gulvflatene til øvre og nedre hytte samt rørsystem og pumper i systemet. Blå linjer illustrerer rør med kald væskestrøm, rød illustrerer rør med varm væskestrøm.

## 5.2 ENERGIFORBRUK

### DAGENS ENERGIFORBRUK

Per i dag er det fyring av bjørkeved i vedovn som dekker oppvarmingsbehovet på Olavsbu. Energibruk gjennom året kartlegges ved å beregne energi fra forbrenning av ved. Bjørkeved har en nedre brennverdi,  $H_N$ , på 5,17 kWh/kg og basisdensitet,  $\rho_{basis}$ , på 510 kg/m<sup>3</sup>. Fastmasseprosenten ( $fm$  %) til bjørkeved er mellom 0,62 og 0,67 (Belbo og Gjølsvø, 2008). Effektiv brennverdi ble beregnet ved å bruke formel (23), og denne brukes i videre til beregning av energitettheten (formel 24). I beregningene er det antatt en fuktighetsandel for veden på 17 %.

Over fireårsperioden 2007 – 2010 hadde Olavsbu et forbruk på i gjennomsnitt 351 sekker à 60 liter ved per år. En sekk ved tilsvarer 0,06 løskubikkmeter (lm<sup>3</sup>). Det finnes ikke tallmateriale som kan sortere forbruket på øvre og nedre hytte, men DNT anslår at ⅔ av forbruket er tilknyttet øvre hytte. For beregning av energi til oppvarming av hytta, antas det at ovnenes virkningsgrad er på 65 %. Dette er en rimelig antakelse med hensyn til ovnenes alder (ca 40 – 55 år).

### ENERGIBEHOV FOR ULIKE SCENARIER

Driftssituasjonen til Olavsbu varierer fra år til år og gjennom åpningsperioden. Gjennom samtaler med Tor Martin Stenseng, driftsansvarlig for selvbetjente hytter i DNT Oslo og Omegn, har et eksempelår blitt kartlagt for beregning av energibehov. Det er antatt at hyttene har besøkende gjester hver helg under åpningstiden, samt hele påskeuken. Denne masteroppgaven har tatt for seg fire scenarier for energibehovet ved Olavsbu. I hvert scenario vil hyttene ha en basistemperatur under åpningstiden 14. februar til 14. oktober, og en høyere temperatur ved besøk på hyttene. Besøkende på Olavsbu vil skru på en bryter for endring av temperatur ved ankomst. **Tabell 9** viser temperaturene for de forskjellige scenariene.

**Tabell 9:** *Temperaturscenarier ved Olavsbu.*

	Basistemperatur	Besøkstemperatur
<b>Scenario 1</b>	8 °C	18 °C
<b>Scenario 2</b>	12 °C	20 °C
<b>Scenario 3</b>	10 °C	18 °C
<b>Scenario 4</b>	10 °C	15 °C

Energibehovet er beregnet ved bruk av formel (20). Total varmetransport i hyttene er beregnet ved å bruke formel (16) og (17). Mål til bruk i beregningen er hentet fra arealtegninger av hyttene, se Vedlegg E. Siden byggene er forholdsvis gamle og ligger i et område hvor det ikke er registrerte klimadata, er det utfordrende å beregne eksakte verdier for varmetapet. Etter samtale med Tormod Aurlien er det gjort en del antakelser som la grunnlaget for beregninger av varmetapet til byggene:

- Vi ser kun på tap fra deler av hytta som det er ønskelig skal være oppvarmet. Tap til uoppvarmede soner er beregnet som direkte tap til det fri ( $H_D$ ).

- Øvre hytte samt vestre og østre del av nedre hytte, er plassert på påler. Varmetap mot grunnen ( $H_g$ ) for disse bygningsdelene er beregnet som direkte tap til det fri ( $H_D$ ), formel (18).
- Midtre del av nedre hytte har isolert såle mot grunnen. Ved beregning av varmetap mot grunnen ( $H_g$ ) er det ikke tatt hensyn til amplitudevariasjoner i årsmiddeltemperaturen, og varmetapet beregnes ut ifra formel (22).
- Lekkasjetallet,  $n_{50}$ , antas å være  $4 \text{ h}^{-1}$ . Dette er en rimelig antakelse for eldre bygg i vindfulle områder.

Ventilasjons- og infiltrasjonsvarmetap ( $H_v$  og  $H_{inf}$ ) ble beregnet ved hjelp av formel (19) der luftomsetningen ( $l$ ) ble kartlagt ved bruk av **Figur 4**.

- Lukket ventil (februar, mars, april og oktober):  $l = 0,4 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$ .
- Åpen ventil (mai, juni, juli, august og september):  $l = 1,0 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$ .

Energibæreren i systemet har et frysepunkt på i underkant av  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ . I vinterhalvåret når solfangeranlegget ikke er i drift og hytta er stengt, vil gulvvarmeanleggene i hytta fremdeles stå med energibærer i rørsystemet. For å unngå at energibæreren når frysepunktet, vil det hentes energi fra brønnparken for dager der temperaturen i hytta nærmer seg  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Temperaturdata fra Sognefjellshytta (eklima, 2016) viser at temperaturen har ligget under  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$  i 16 døgn i løpet av den siste tiårsperioden. Energibehov for å sikre at energibæreren ikke fryser i perioden hytta er stengt, ble beregnet ved bruk av formel (20). Følgende antakelser er gjort:

- Temperaturen i hytta ligger under  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$  et døgn i januar, november og desember.
- Ønsket energibebehov i hytta er  $-17 \text{ }^\circ\text{C}$ . Lufttemperatur ute er  $-23 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Tap i hytta ble beregnet som tap mot det fri ( $H_D$ ) ved bruk av formel (18).
- Luftomsetningen ble kartlagt ved bruk av **Figur 4** for lukket ventil til å være  $l = 0,4 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$ .

### ENERGIBEHOV TIL TØRKEROM

Ved beregning av energibehov til tørkerom ble det benyttet tilsvarende metode som for energibehov til hyttene. Det er her antatt at tørkerommene skal oppnå en temperatur på  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  ved besøk på hyttene. For god tørking er det behov for god gjennomstrømning. Det er derfor antatt at ventilene på tørkerommene er åpne gjennom hele åpningsperioden.

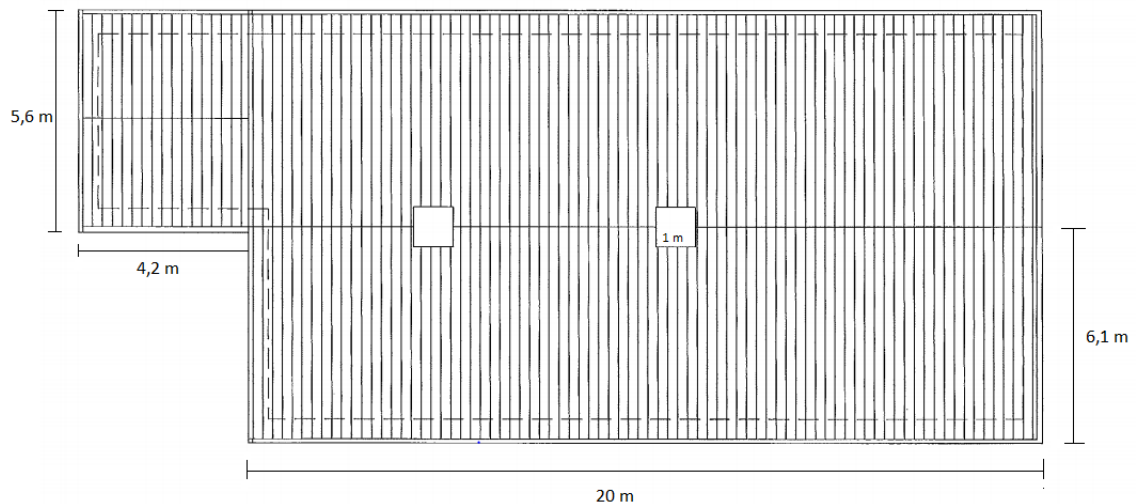
## 5.3 SOLENERGI

### UTFORMING AV SOLFANGERANLEGG

**Figur 19** gir en oversikt over dimensjonene av hyttetaket til Olavsbu. Solfangeranlegget installeres på hovedbygget. Pipene på hyttetaket er  $1 \text{ m} \times 1 \text{ m}$  og reduserer takbredde tilgjengelig for solfangere med  $0,5 \text{ m}$ . Tilgjengelig takareal for solfangeranlegget blir da:

$$\begin{aligned} &\text{Tilgjengelig areal} \\ &= \text{lengde} \times \text{bredde} \\ &20 \text{ m} \times 5,6 \text{ m} = 112 \text{ m}^2 \end{aligned}$$





**Figur 19:** Takplan, Olavsbu – øvre hytte tegnet av arkitektkontoret Borgen og Bing Lorentzen A/S (2009).

Solfangermodulene til ASV Solar har dimensjonene 218 cm x 60 cm. Modulene monteres i rekker med 24 cm mellomrom for plass til rør mellom rekkene. Hver rekke opptar ytterligere 10 cm til beslag. På hyttetaket til øvre hytte vil det kunne installeres åtte rekker med åtte moduler i hver rekke. Anleggets opptatte areal blir da:

$$\begin{aligned}
 A &= \text{bredde} \times \text{lengde} \\
 &= [(0,60 \text{ m} \times 8) + 0,10 \text{ m}] \times [(2,18 \text{ m} \times 8) + (0,24 \text{ m} \times 7)] \\
 &= 4,90 \text{ m} \times 19,12 \text{ m} \\
 &= 93,69 \text{ m}^2 \approx 94 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

Videre er det effektive arealet til solfangeranlegget:

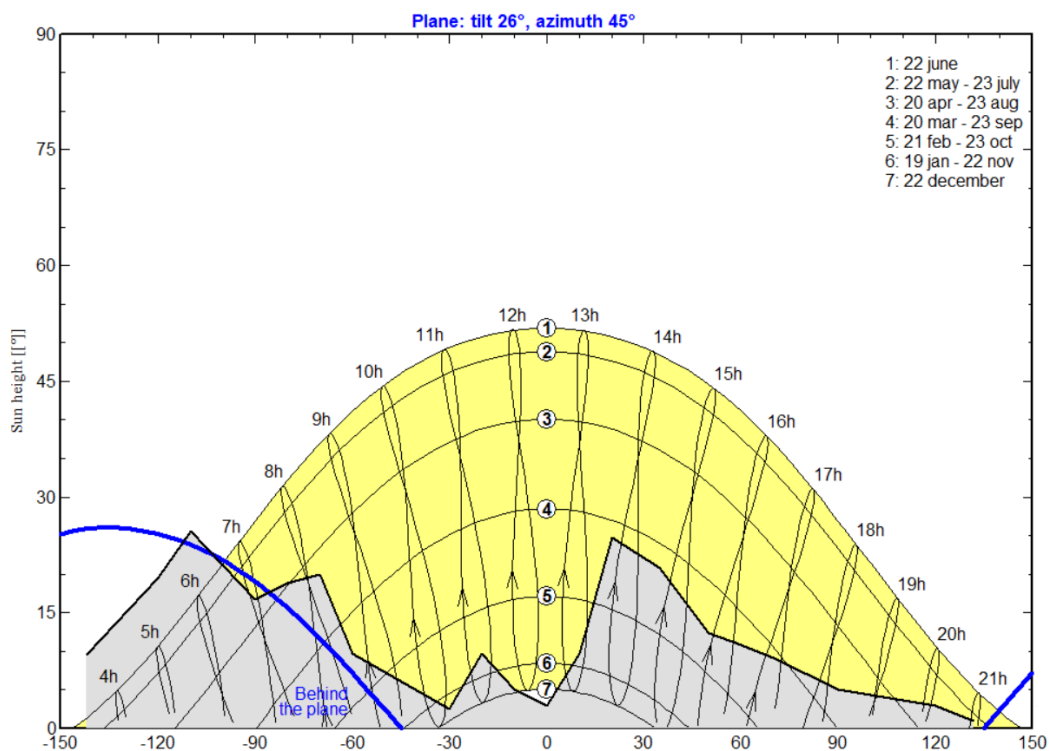
$$\begin{aligned}
 A_{\alpha} &= (0,60 \text{ m} \times 2,18 \text{ m}) \times 64 \\
 &\approx 1,31 \text{ m}^2 \times 64 \\
 &\approx 84 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

**Figur 20** viser en illustrasjon av et solfangeranlegg fra ASV Solar med fire rekker med åtte moduler i hver rekke.



**Tabell 10:** Verdier for kartlegging av horisonten ved Olavsbu.

Objekt i landskapet	Asimutvinkel [°]	Høyde i fht Olavsbu [°]
Store runddalseggje	-120	19,5
	-110	25,6
	-90	16,7
	-80	18,8
	-70	20
	-60	9,7
	-30	2,5
Snøholstinden	-20	9,7
	-10	5,1
	0	3,0
Mjølkedalstinden	10	9,7
	20	24,7
	35	20,8
	50	12,4
	60	10,8
	70	9,1
	90	5,1
	110	3,0



**Figur 21:** Horisonten ved Olavsbu gjennom året, illustrert ved 12 datoer. Innstråling bak den blå linjen svarer til solinnstråling i horisonten som kommer inn på sidene og bak hyttetaket og som dermed ikke kan nyttiggjøres. Omkring 20° - 30° asimutvinkel, ruver Mjølkedalstinden og utgjør den største kilden til skyggelegging av hyttetaket.

## 5.4 SESONGLAGRING AV ENERGI

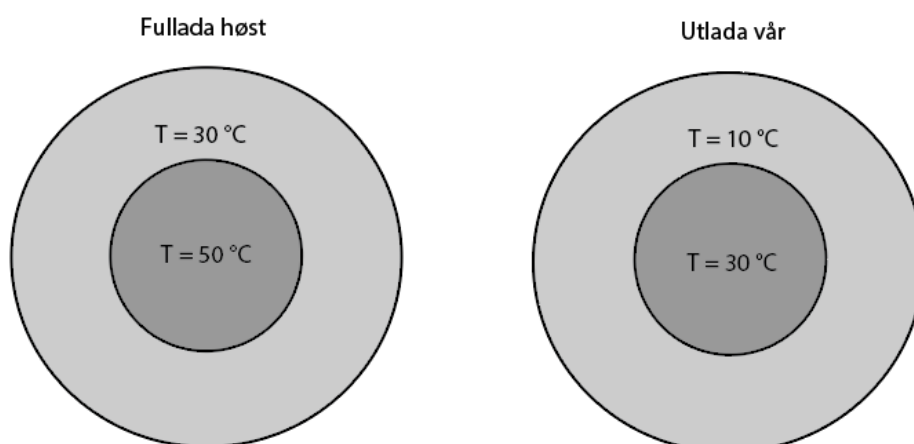
### GJENVINNINGSGRAD

Brønnparkens dimensjoner avhenger av mengden energi som er ønskelig å lagre gjennom året. Videre vil tap av energi fra brønnparken gjennom året bestemme hvor stor andel av energien som gjenvinnes. I denne masteroppgaven er det antatt at brønnparkens gjenvinningsgrad er 40 %. Dette er en konservativ antakelse dersom vi sammenligner med brønnparker i drift i dag, men ved lagring av energi på størrelse med energimengden som er ønskelig på Olavsbu, er det rimelig å forvente en større prosentandel tap gjennom året.

Klimaet spiller også en vesentlig rolle for gjenvinningsgraden. Olavsbu ligger i et område med lave månedsmiddeltemperaturer, noe som vil øke tapet sammenlignet med en brønnpark i varmere klima. Olavsbu ligger på 1440 m.o.h. i et fjellområde uten vegetasjon. Gjennomsnittlig månedlig middeltemperatur varierer mellom  $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$  og  $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Det kalde klimaet vil påvirke de øverste lagene i berggrunnen samt øke  $\Delta T$  mellom brønnparkvolumet og overflaten. Dette øker varmefluksen til overflaten.

### BRØNNPARKDIMENSJONER

Brønnparkens dimensjoner ble beregnet for scenario 1. Valg av scenario ble gjort på bakgrunn av ønsket energisituasjon for hyttene fra DNT Oslo og Omegn. Ved å bruke formel (33), ble brønnparkens volum beregnet. Parken ble dimensjonert for å lagre en andel av tapet gjennom året i tillegg til energibehovet som kreves i vintermånedene før solinnstrålingen dekker behovet igjen. Dette ble gjort for å sørge for at energilageret raskt oppnår driftstemperatur, samt sikre at brønnparkens volum rommer den energimengden som til enhver tid er i parken. Energi som skal lagres i parken gjennom året, ble antatt å være energi levert til lageret minus tre fjerdedeler av tapet. Dette tilsvarer 40 % av energimengden levert til parken samt en fjerdedel av tapene. Brønnparken ble dimensjonert for å tillate en temperaturdifferanse mellom høst og vår på 20 K. Verdier for tetthet,  $\rho$ , og volumetrisk spesifikk varmekapasitet,  $C_p$ , er hentet fra **Tabell 11**. **Figur 22** viser en illustrasjon av parkens temperaturutvikling gjennom året etter at varmeoverføringen i parken har stabilisert seg og parken har oppnådd driftssituasjon.



**Figur 22:** Temperaturutvikling i brønnparken gjennom året.

Videre ble parkens dybde bestemt for et ønsket diameter/dybde-forholdet mellom 0,3 – 3,0. Antall borehull som er nødvendig, ble bestemt ved at hvert borehull har ansvar for 4 m<sup>2</sup>. For å redusere behovet for isolering av brønnparkens overflate, er det valgt å flytte det aktive volumet fem meter under overflaten ved å isolere de fem første meterne ned i borehullet og å benytte et fem meter langt rør som returrør.

## 5.5 STRØMNINGSTEKNIKK

### EFFEKTBEHOV

Frostvæskeblandingen vil sirkulere i solfangeranlegget og brønnsystemet og oppta og avgi termisk energi. Når et medium får tilført energi, endres også mediets viskositet, varmekapasitet og tetthet og påvirker dermed mediets strømningssegenskaper. På sommeren vil systemvæsken få tilført termisk energi i solfangeren, og tettheten synker. Det vil da være behov for pumpeeffekt for å levere den varme væsken ned i brønnhullet og presse den kalde væsken opp. På vinteren har vi motsatt situasjon, der vi ønsker varmt vann med lav tetthet opp av brønnen og kaldt vann med høyere tetthet ned i brønnen. I en slik situasjon vil behovet for pumpeeffekt være avhengig av tetthetsendringen væsken opplever i brønnen og friksjonstapet væsken opplever i rørene. Kartlegging av fysiske egenskaper nødvendig for beregning av strømningsforhold i systemet, er gjort ved bruk av **Figur 14** og **Figur 15** og verdier er listet opp i **Tabell 11**.

**Tabell 11:** Fysiske egenskaper til monopropylenglykol, 40 %

Temperatur [°C]	Dynamisk viskositet, μ [mg/ms]	Tetthet, ρ [kg/m <sup>3</sup> ]	Spesifikk varmekapasitet, c <sub>p</sub> [kJ/kgK]*
20	5	1032	3780
25	4	1030	3785
30	3	1026	3790
35	2,5	1024	3800
40	2,1	1020	3820
45	2	1016	3840
50	1,8	1014	3850
55	1,6	1009	

\* The Dow Chemical Company (2016c)

Dimensjoner av rør i ASV Solars solfangere samt rør til gulvvarmeanlegget brukt til beregninger av trykktap for systemet, er listet opp i **Tabell 12**. Rørdimensjonene er valgt i samråd med Wilhelm Huus-Hansen.

Beregning av støttap krever kjente verdier for støttapskoeffisientene til rørdelene i systemet. Da disse ikke er kjente for situasjonen i denne oppgaven, er det gjort en forenkling der vi antar at tap i rørsløyfer med et stort antall bender (her: rørsløyfer til gulvanlegg og i solfangeranlegg) dobles i forhold til beregnede tap for rette rør. Videre antar vi neglisjerbare støttap tilknyttet tur/retur-rør i systemet.

**Tabell 12: Dimensjoner av rør i systemet**

	Indre diameter [mm]	Ytre diameter [mm]
<b>Modulrør</b>	12,0	16,5
<b>Tur/retur-rør</b>	22,0	28,0
	26,0	30,0
<b>Gulvvarmerør</b>	16,0	20,0
	18,0	22,0

### SOMMERSITUASJON

Det er i denne masteroppgaven blitt gjennomført strømningsberegninger for den situasjonen der det er forventet størst trykktap i systemet: Ved maksimal innstrålt effekt og liten temperturdifferanse mellom væskestrøm inn og ut av solfangeranlegget. Maksimal innstrålt effekt på solfangeranlegget i 2015 fant sted 10. juli 2015 kl 13.00 da anlegget mottok 917 Wh/m<sup>2</sup>, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig effekt på 917 W/m<sup>2</sup>. Ved å bruke **Figur 7** ble virkningsgraden antatt å være 0,7 noe som gir oss en maksimum innstrålt effekt per solfangerrekke à 8 moduler (formel 26):

$$P_{v,max} = 642 \frac{W}{m^2} (8 \times 1,31 m^2) = 6717 W$$

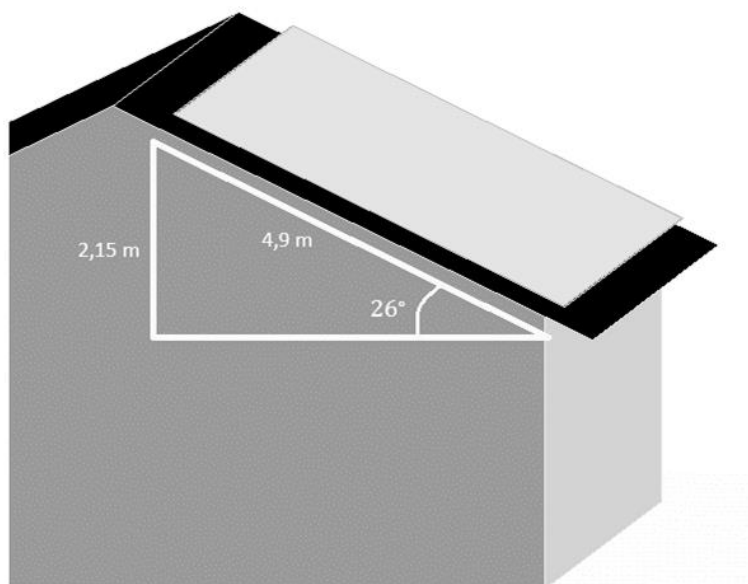
Ved å kombinere formel (6) og (28) får vi et uttrykk for gjennomsnittlig strømningshastighet i solfangerrørene som er nødvendig for å oppta innstrålt effekt på anlegget:

$$\bar{v} = \frac{P_{v,max}}{\rho A_r c_p (T_{su} - T_{si})} \quad [m/s] \quad (34)$$

Det ble gjennomført fire ulike beregninger for sommersituasjonen. Målet var å se i hvilken grad rørenes diameter, væsketemperaturer i solfangeranlegget samt energibehov i hyttene spiller inn på trykktapet og dermed effektbehovet i systemet.

- 1) **Ekstremisituasjon** ( $\Delta T=10$ ,  $R = 22mm/16mm$ ,  $T_{inne} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Temperaturdifferanse mellom væske inn og ut av solfangerrekken ( $T_{su} - T_{si}$ ) = (50 °C – 40 °C) = 10 °C / 10 K. Tur/retur-rør med indre diameter på 22 mm, gulvvarmerør med indre diameter på 16 mm. Temperaturdifferanse mellom væske inn og ut av gulvvarmeanlegg ( $T_{su} - T_{si}$ ) = (50 °C – 20 °C) = 30 °C / 30 K. Effektbehov i hyttene skal møte en innetemperatur på 18 °C.
- 2) **Økt rørdiameter** ( $\Delta T=10$ ,  $R = 26mm/18mm$ ,  $T_{inne} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Indre rørdiameter økes til 26 mm for tur/retur-rør og 18 mm for gulvvarmerør.
- 3) **Redusert effektbehov** ( $\Delta T=10$ ,  $R = 22mm/16mm$ ,  $T_{inne} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Effektbehovet i hyttene reduseres til å møte en temperatur i hyttene på 15 °C.
- 4) **Økt  $\Delta T$  over solfanger** ( $\Delta T=30$ ,  $R = 22mm/16mm$ ,  $T_{inne} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Temperaturdifferanse mellom væske inn og ut av solfangerrekken ( $T_{su} - T_{si}$ ) = (60 °C – 30 °C) = 30 °C / 30 K

Hastigheten i modulrørene ble beregnet ved bruk av formel (34). Verdier for tetthet og spesifikk varmekapasitet for monopropylenglykol 40 % ved ulike temperaturer er hentet fra **Tabell 11**. Tverrsnittsarealet til modulrørene er beregnet ved å bruke indre diameter til rørene. Videre ble Reynolds tall, friksjonskoeffisienten og dermed trykktap i rørene beregnet ved å bruke formel (5), formel (10), formel (12) og formel (9). Trykktap i modulrørene med hensyn til høydeforskjell, ble beregnet ved å bruke formel (8) der høydeforskjellen til modulrekken er beregnet til 2,15 m (se **Figur 23**).



**Figur 23:** Beregning av høydeforskjell i solfangeranlegget.

Hastigheten i tur- og returrør til solfangerne for sommersituasjonen ble beregnet ut fra massebalanse mellom væske i modulrør og væske tur-retur-rør. Omgjøring av formel (7) gir et uttrykk for hastigheten i tur- og returrør.

$$\bar{v}_{ut} = \frac{\rho_{inn} A_{r,inn} \bar{v}_{inn}}{\rho_{ut} A_{r,ut}} \quad [\text{m/s}] \quad (35)$$

I røret opp til modulrekken ble hastigheten beregnet med tetthetsverdi for monopropylenglykol ved 40 °C, mens hastigheten i returrøret ble beregnet med tetthetsverdi ved 50 °C. Trykktap i tur- og returrør ble videre beregnet ved formel (9), der Reynoldstall og friksjonstallet ble beregnet ved (5), formel (10) og formel (12). Trykktap i røret med hensyn til høydeforskjell ble beregnet ved formel (8), der høyden er antatt å være 10 meter for turrøret mellom brønnparken og nederste del av solfangeranlegget og 12 meter for returrøret fra brønnparken og øverste del av solfangeranlegget.

Beregning av trykktap i rørsystemet tilknyttet gulvarmeanlegget ble beregnet på tilsvarende måte. Effektbehovet i øvre og nedre hytte i juli, beregnet i kapittel 5.2, og temperaturdifferansen mellom væske inn og ut av anleggene, bestemmer volumstrømmen i gulvarmeanleggene. Videre benyttes massebalanse til å beregne volumstrøm i tur- og returrør mellom brønnpark og gulvarmeanleggene. Gjennomsnittlig væskehastighet i rørene ble beregnet ut i fra volumstrømmen og ble brukt til å beregne Reynolds tall og friksjonskoeffisienten (formel (5),

formel (10) og formel (12)) og dermed trykktapet i rørsystemene (formel (9)). Trykktap med hensyn til høydeforskjeller i systemet ble beregnet på tilsvarende måte som for tur/retur-rørene til solfangeranlegget. **Tabell 13** gir en oversikt over rørlengder i rørsløyfen tilknyttet gulvvarmeanleggene. I gulvvarmeanlegget er det prosjektert 100 meter gulvvarmerør per rørsløyfe. Antall rørsløyfer er avhengig av gulvarealet. Det er antatt, i samråd med Wilhelm Huus-Hansen, at det legges 4,5 m gulvvarmerør per kvadratmeter gulvareal som skal varmes opp.

**Tabell 13:** Oversikt over rørlengder i rørsløyvene tilknyttet gulvvarmeanlegget. Verdier er antatte verdier benyttet i beregninger i denne oppgaven.

<b>Øvre hytte</b>	
Rør fra brønnpark til gulvanlegg	10 m
Gulvvarmerør	600 m (6 sløyfer à 100 m)
Rør fra gulvanlegg til brønnpark	40 m
Høydeforskjell	5 m
<b>Nedre hytte</b>	
Rør fra brønnpark til gulvanlegg	40 m
Gulvvarmerør	900 m (9 sløyfer à 100 m)
Rør fra gulvanlegg til brønnpark	70 m
Høydeforskjell	15 m

Formel (36) gir oss et uttrykk for trykkforskjellen mellom væske som strømmer ned i brønnhullet og væske som strømmer opp. Trykkforskjellen ble dermed beregnet ved å se på tetthetsforskjellen til systemvæsken ved samme høyde i brønnhullet:

$$\Delta p = p_{ned} - p_{opp} = (\rho_{ned} - \rho_{opp})gh \quad [\text{Pa}] \quad (36)$$

der  $\rho_{ned}$  [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] er tetthet til væsken som strømmer ned og  $\rho_{opp}$  [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] er tetthet til væske som strømmer opp.

### VINTERSITUASJON

Beregninger av trykktap i systemet i en vintersituasjon er gjort med tilsvarende metode som for sommersituasjonen. Beregninger er gjort for en situasjon der høstet effekt er  $100 \text{ W}/\text{m}^2$ , noe som tilsvarer  $1046 \text{ W}$  per rekke. Det ble gjennomført beregninger for tre ulike scenarier:

- 1) **Ekstremscenario** ( $\Delta T=20$ ,  $R = 22\text{mm}/16\text{mm}$ ,  $T_{inne} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Temperaturdifferanse mellom væske inn og ut av solfangerrekken ( $T_{su} - T_{si}$ ) = ( $40 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) =  $20 \text{ }^\circ\text{C}/20 \text{ K}$ . Tur/retur-rør med indre diameter på  $22 \text{ mm}$ , gulvvarmerør med indre diameter på  $16 \text{ mm}$ . Temperaturdifferanse mellom væske inn og ut av gulvvarmeanlegg ( $T_{su} - T_{si}$ ) = ( $40 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) =  $20 \text{ }^\circ\text{C}/20 \text{ K}$ . Effektbehov i hyttene skal møte en innetemperatur på  $18 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- 2) **Økt rørdiameter** ( $\Delta T=10$ ,  $R = 26\text{mm}/18\text{mm}$ ,  $T_{inne} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Indre rørdiameter økes til  $26 \text{ mm}$  for tur/retur-rør og  $18 \text{ mm}$  for gulvvarmerør.
- 3) **Redusert effektbehov** ( $\Delta T=10$ ,  $R = 22\text{mm}/16\text{mm}$ ,  $T_{inne} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )  
Effektbehovet i hyttene reduseres til å møte en temperatur i hyttene på  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ .



## SIRKULASJONSPUMPE

Sirkulasjonspumpenes oppgave er å balansere trykktapene til væskestrømmen i systemet. Effektbehovet til pumpen er gitt ved

$$P_p = \frac{q_v \Delta p}{\eta_p} \quad [W] \quad (37)$$

hvor  $q_v$  [ $m^3/s$ ] er volumstrømmen til væsken,  $\Delta p$  [Pa] er det totale trykktapet i rørsøyfen og  $\eta_p$  [-] er pumpens totale virkningsgrad. I denne masteroppgaven er pumpenes virkningsgrad antatt å være 0,5. Dette er en rimelig antakelse for sirkulasjonspumper i systemer av denne skala. Mekanisk effekt nødvendig for ønsket strømning i systemet ble beregnet og la grunnlaget for beregning av pumpenes effektbehov.

## ELEKTRISK ENERGI TIL DRIFT AV PUMPE

Til drift av sirkulasjonspumpen er det behov for elektrisk energi. På Olavsbu er det dag fire PV-moduler på hyttetaket til øvre hytte, to 180 W-moduler for drift av et komposteringsanlegg tilknyttet toalett på øvre hytte, og to 160 W-moduler som drifter LED-belysning i hyttene. For lagring av strøm er det installert en batteribank i tilknytning til 160 W-modulene. Batteribanken består av fire batteri à 220 Ah. Resultater fra beregninger av effektbehov i systemet bestemmer størrelsen på utvidet PV-anlegg og batteribank på Olavsbu. Det legges til grunn at energi produsert av modulene tilknyttet dagens komposteringsanlegg gjøres tilgjengelige til drift av pumper.

## DRAINBACKTANK

I de månedene hyttene er stengt, vil solfangeranlegget tømmes og væsken oppbevares i en drainbacktank. Volumet til tanken avhenger av væskevolum i rørsøyfen tilknyttet solfangeranlegget samt væskens volumendring med hensyn på temperatur. Rørdimensjoner benyttet til beregning av væskevolum i systemet, er presentert i **Tabell 14**. Det antas at systemvæskens gjennomsnittlige temperatur varierer mellom 10 °C til 50 °C. Volumendring med hensyn på temperaturendring ble beregnet ved bruk av formel (14), der volumutvidelseskoeffisienten for monopropylenglykol 40 % ble kartlagt ved bruk av **Figur 15**. I beregningene er gjennomsnittlig verdi for volumutvidelseskoeffisienten benyttet. Den er antatt å være 0,65  $K^{-1}$ .

**Tabell 14:** Rørdimensjoner for beregning av væskevolum i systemet.

	Indre diameter, D [mm]	Tverrsnittsareal, $A_r$ [mm <sup>2</sup> ]	Rørlengde, l [m]
Solfangerrør	12	0,11	640
Tur/retur solfangeranlegg	26	0,53	110
Gulvvarmerør	18	0,25	1500
Tur/retur gulvvarmerør	26	0,53	160
Brønnpark	75	4,42	276
Rør mellom brønner	26	0,53	50

## 6 RESULTATER

### 6.1 ENERGIBEHOV

#### DAGENS ENERGIFORBRUK

Effektiv brennverdi for bjørkeved ble beregnet til å være 4 kWh/kg. Det gir en energitetthet for stablet ved på 1326 kWh/lm<sup>3</sup>. Hver sekk med ved (60 l) gir 80 kWh ved forbrenning. Olavsbu har dermed, ved en forbrenning av 361 sekker ved, et energiforbruk på 28 750 kWh. Ved bruk av vedovner med virkningsgrad på 65 % vil hyttene nytte om lag 19 000 kWh til oppvarming.

#### Energiforbruk (nyttiggjort energi) fordelt på hyttene:

Øvre hytte: 7 600 kWh

Nedre hytte: 11 400 kWh

Totalt: 19 000 kWh

Beregningene er basert på gjennomsnittlig mengde ved forbrent i løpet av en fireårsperiode og gir et bilde på mengden energi nødvendig for oppvarming av bruksrom til det komfortnivået vedfyring gir, samt til tørking av tøy på hyttene. I beregningene er det gjort antakelser for fuktighetsandelen til veden og virkningsgraden til vedovnene på hyttene. Disse antakelsene skaper rom for usikkerhet i resultatet. Virkningsgraden til vedovner varierer mellom 50 % og 80 % avhengig av type og alder. Fuktigheten til tørr ved varierer mellom 14 % og 20 %. I oppgaven er det antatt at vedovnene har en virkningsgrad på 65 % og at brenselet har en fuktighetsandel på 17 %. Med hensyn på vedovnenes alder og vedlagerets forhold, er dette rimelige antakelser. Avvik fra beregninger til faktisk energiforbruk vil derfor ikke være av betydelig størrelse. Med en virkningsgrad på 80 % og fuktighetsandel på 14 %, vil totalt energiforbruk komme på om lag 25 000 kWh. Beregningen viser hvilken effekt utskiftning av vedovner og bedre forhold for vedlagring har på vedforbruket.

#### ENERGIBEHOV FOR ULIKE SCENARIER

**Tabell 15** presenterer resultater fra beregning av energibehovet på hyttene ved de ulike scenariene. Månedsverdier ligger vedlagt (Vedlegg C).

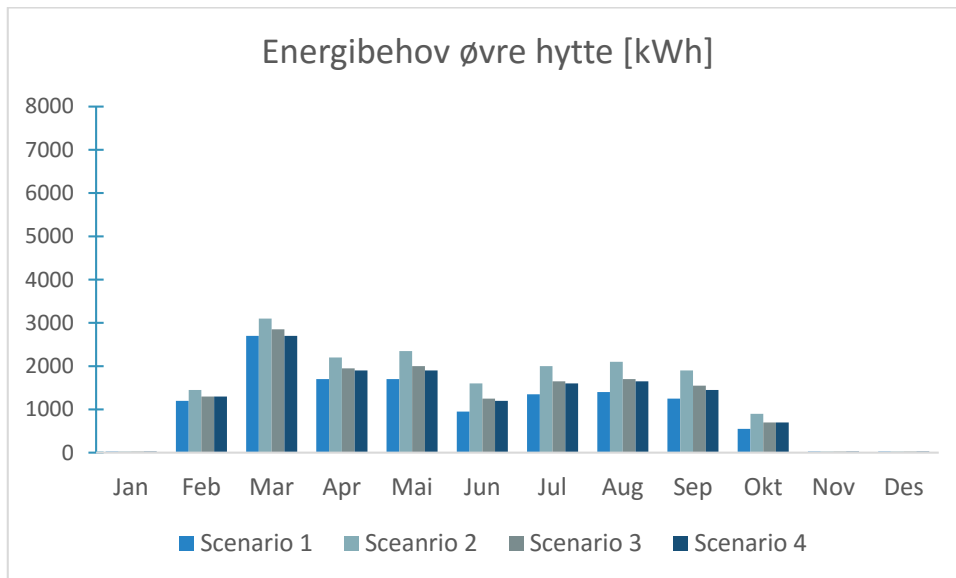
**Tabell 15:** Totalt energibehov for Olavsbu per år ved ulike energiscenarier

	<b>Energibehov [kWh]</b>
<b>Scenario 1</b> (8 °C, 18 °C)	34 000
<b>Scenario 2</b> (12 °C, 20 °C)	46 000
<b>Scenario 3</b> (10 °C, 18 °C)	39 400
<b>Scenario 4</b> (10 °C, 15 °C)	37 700

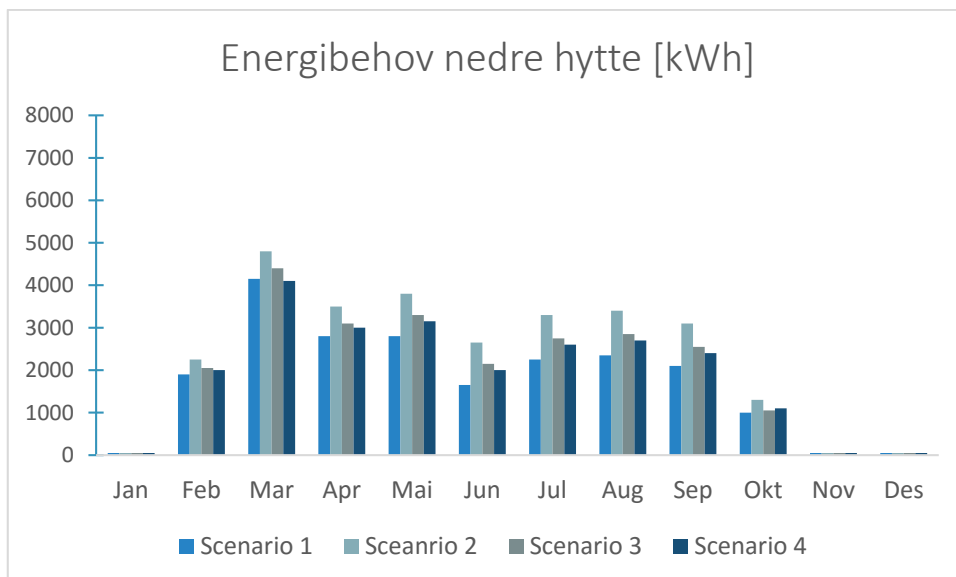
Energibehovet beregnet for de fire ulike scenariene undersøkt i denne oppgaven, er betraktelig mye høyere enn dagens beregnede energibruk, fra 77 % høyere for scenario 1 til 140 % høyere for scenario 2. Differansen skyldes først og fremst at alle scenariene legger til grunn høy komfort

i hyttene. Den gjennomsnittlige temperaturen i hyttene er dermed høyere for de presenterte scenariene enn for dagens situasjon, og følgelig vil det beregnede energibehovet være større.

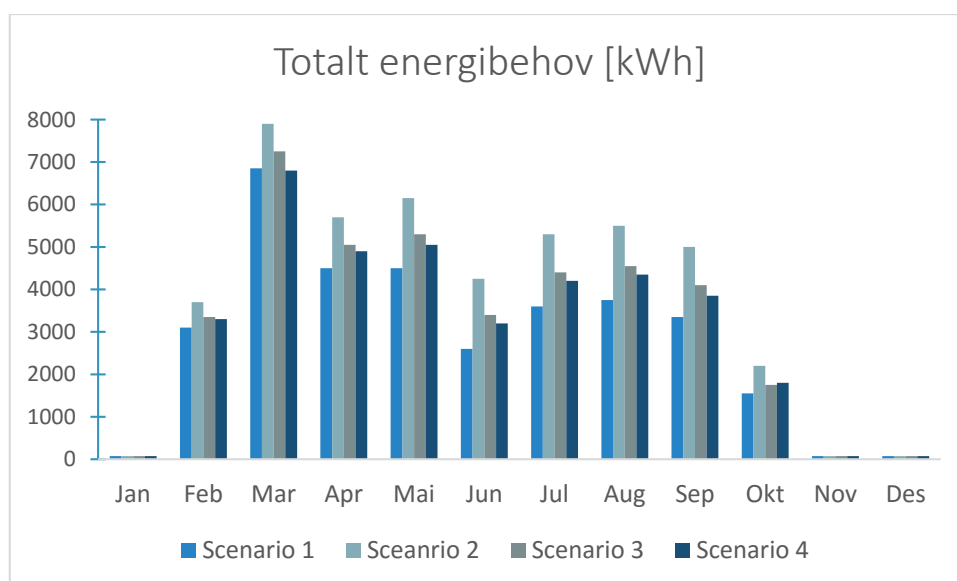
**Figur 24**, Figur 26 viser resultater fra beregning av månedlig energibehov for de ulike scenariene. Valg av akseverdier er gjort for enkelt å kunne sammenligne energibehovet på de ulike hyttene med det totale energibehovet.



**Figur 24:** Sammenligning av energibehovet for øvre hytte ved de ulike energiscenariene.



**Figur 25:** Sammenligning av energibehovet for nedre hytte ved de ulike energiscenariene.



**Figur 26:** Sammenligning av det totale energibehovet for Olavsbu ved de ulike energiscenariene.

Energitapet til hyttene er beregnet ved bruk av temperaturdata fra værstasjonen på Sognefjellshytta, 18 km nord for Olavsbu. Det vil være lokale klimaforskjeller mellom Sognefjellshytta og Olavsbu som gir seg utslag i temperaturforskjeller mellom lokasjonene. Det kan dermed tenkes at temperaturen ved Olavsbu avviker fra dataene hentet fra Sognefjellshytta. I oppgaven er det benyttet gjennomsnittlige middelveier for hver måned for perioden 1996-2006, noe som reduserer usystematiske variasjoner i temperaturen mellom lokasjonene. Geografisk sett er de to lokasjonene forholdsvis like. Sognefjellshytta med sine 1410 m.o.h. og Olavsbu med sine 1440 m.o.h. ligger begge i områder omringet av fjell. Det er, med bakgrunn i diskusjonen ovenfor, grunn til å tro at temperaturverdier benyttet i oppgaven er tilnærmet like faktiske verdier ved Olavsbu.

#### ENERGIBEHOV TIL TØRKEROM

Beregnet årlig energibehov for å oppnå 30 °C på tørkerommene er presentert i **Tabell 16**.

**Tabell 16:** *Energibehov til tørkerom ved ulike energiscenarier.*

	Energibehov [kWh]
<b>Scenario 1</b> (8 °C, 18 °C)	950
<b>Scenario 2</b> (12 °C, 20 °C)	900
<b>Scenario 3</b> (10 °C, 18 °C)	900
<b>Scenario 4</b> (10 °C, 15 °C)	1000

## 6.2 SOLENERGI

### INNSTRÅLT ENERGI

**Tabell 17** viser resultater fra simulering av solinnstråling på hyttetaket med innstråling- og meteorologidata fra Meteonorm. Innstrålt energi per måned der skygning, albedo og effekten av helningsvinkel på hyttetaket er tatt hensyn til, kan leses i kolonne seks, GlobEff. Den totale energimengden i løpet av et år, er *813 kWh/m<sup>2</sup>*.

**Tabell 17:** Månedlig innstråling på Olavsbu med innstrålingsdata fra Meteonorm\*.

	<b>GlobHor</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobInc</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobHrz</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobIAM</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobEff</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]
<b>Jan</b>	4	6	4	3	3
<b>Feb</b>	17	28	18	16	16
<b>Mar</b>	58	77	67	62	62
<b>Apr</b>	109	132	125	117	117
<b>Mai</b>	167	181	174	162	162
<b>Jun</b>	171	176	168	157	157
<b>Jul</b>	141	142	135	126	126
<b>Aug</b>	88	96	91	85	85
<b>Sep</b>	56	67	62	58	58
<b>Okt</b>	24	30	23	21	21
<b>Nov</b>	6	8	6	5	5
<b>Des</b>	2	4	2	1	1
	<b>843</b>	<b>947</b>	<b>875</b>	<b>813</b>	<b>813</b>

Meteonorm er en database som er innebygd i programmet PVsyst. Meteonorm inneholder meteorologi- og innstrålingsdata fra hele verden og benytter interpoleringsmodeller for å beregne data ut fra datasett fra de tre nærmeste værstasjonene. PVsyst benytter de interpolerte dataene i Meteonorm og tilpasser dataene etter høyde over havet og topologien i området. De tre nærmeste værstasjonene i Meteonorms database som innehar innstrålingsdata, ligger i en radius på 50 mil fra Olavsbu. Beregnede innstrålingsdata benyttet i denne simuleringen vil dermed avvike fra faktisk innstråling på Olavsbu.

**Tabell 18** viser resultater fra simulering av solinnstråling på hyttetaket med innstrålingsdata fra Løken og meteorologidata fra Meteonorm. Den totale energimengden er *1030 kWh/m<sup>2</sup>*.

**Tabell 18:** Månedlig innstråling på Olavsbu med innstrålingsdata fra værstasjonen Løken\*.

	<b>GlobHor</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobInc</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobHrz</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobIAM</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]	<b>GlobEff</b> [kWh/m <sup>2</sup> ]
<b>Jan</b>	4	5	3	3	3
<b>Feb</b>	28	45	32	28	28
<b>Mar</b>	72	101	88	81	81
<b>Apr</b>	137	194	181	170	170
<b>Mai</b>	141	167	160	148	148
<b>Jun</b>	165	185	178	166	166
<b>Jul</b>	146	168	161	151	151
<b>Aug</b>	133	171	163	153	153
<b>Sep</b>	64	94	84	79	79
<b>Okt</b>	35	66	35	33	33
<b>Nov</b>	13	24	17	15	15
<b>Des</b>	4	7	3	3	3
	<b>942</b>	<b>1227</b>	<b>1105</b>	<b>1030</b>	<b>1030</b>

\*Forklaring til **Tabell 17** og **Tabell 18**:

GlobHor svarer til innstrålt energi på et horisontalt plan som ikke skyggelegges

GlobInc svarer til innstrålt energi på et plan med helningsvinkel valgt til 26°

GlobHrz svarer til innstrålt energi på et plan med helningsvinkel valgt til 26° og der skyggelegging fra horisonten er tatt hensyn til.

GlobIAM svarer til innstrålt energi på et plan med helningsvinkel valgt til 26° og der skyggelegging fra horisonten, albedoeffekter samt korreksjonsfaktor for innfallsvinkelen er tatt hensyn til.

GlobEff svarer til innstrålt energi på et plan med helningsvinkel valgt til 26° og der skyggelegging fra horisonten, albedoeffekter, korreksjonsfaktor for innfallsvinkelen samt skyggelegging fra nære objekter er tatt hensyn til.

Lokale forskjeller i topologien til Løken og Olavsbu vil kunne gi forskjeller mellom innstrålt energi. Olavsbu er omringet av fjell som kan gi opphav til lokal skydannelse og dermed skygge for innstrålingen. Innstrålingsdata fra Løken værstasjon anses likevel som det beste datagrunnlaget tilgjengelig for innstråling ved Olavsbu siden dette er den nærmeste værstasjonen. I videre beregninger i denne masteroppgaven benyttes derfor resultater fra simuleringen med innstrålingsdata fra Løken.

Detaljerte resultater fra simuleringene i PVsyst er vedlagt i Vedlegg D.

Ved å bruke resultater fra simuleringen gjennomført med innstrålingsdata fra Løken værstasjon og dimensjoner av solfangeranlegg utformet under kapittel 5.3, kan innstrålt energi på solfangeranlegget beregnes. **Tabell 19** viser innstrålt energi på solfangeranlegget per måned.

**Tabell 19:** Beregnet energiproduksjon fra solfangeranlegget på Olavsbu.

Måned	GlobEff [kWh/m <sup>2</sup> ]	Innstrålt på anlegg [kWh]	Middel- temp (T <sub>o</sub> ) [C°]	ΔT (T <sub>o</sub> - T <sub>m</sub> ) [C°]	Virknings- grad [-]	Høstet per måned [kWh]
Jan	3	250	-9	39	0,55	150
Feb	28	2300	-9	39	0,55	1250
Mar	81	6800	-8	38	0,55	3750
Apr	170	14250	-4	34	0,60	8550
Mai	148	12400	0	30	0,60	7450
Jun	166	13950	4	26	0,65	9100
Jul	151	12600	2	28	0,65	8200
Aug	153	12850	2	28	0,65	8350
Sep	79	6600	2	28	0,65	4300
Okt	33	2700	0	30	0,65	1750
Nov	15	1250	1	29	0,65	800
Des	3	250	1	29	0,65	150
<b>Totalt</b>	<b>1030</b>	<b>86200</b>				<b>53 800</b>

Høstet energi fra solfangeranlegget ble beregnet ved å bruke virkningsgradskurven i **Figur 7**. Virkningsgraden til solfangeranlegg beregnes normalt for innstrålt effekt lik 1000 W/m<sup>2</sup>, men i området rundt Olavsbu vil innstrålt effekt jevnt over være en del lavere. Ideelt sett skulle virkningsgradkurven blitt kartlagt for hver timesverdi i datasettet for innstrålt energi. Videre ville høstet energi blitt beregnet for hver timesverdi. I denne oppgaven er det valgt å forenkle beregningen ved å benytte en antatt virkningsgradskurve for innstrålt effekt på 600 W/m<sup>2</sup> for hele datasettet, samt en gjennomsnittlig middeltemperatur i solfangerne på 30 °C. Gjennomsnittlig innstråling per time ved Løken varierer mellom 1 W/m<sup>2</sup> til 947 W/m<sup>2</sup>, der gjennomsnittlig verdi er på i overkant av 100 W/m<sup>2</sup>. Det er til tross for mye lavere gjennomsnittlig innstrålt effekt, valgt en virkningsgradskurve for innstrålt effekt på 600 W/m<sup>2</sup>. Bakgrunnen for valget er at valg av feil virkningsgrad gir større utslag for høye verdier av innstrålt effekt enn for lave. Virkningsgradskurvene gjør et skift mot lavere virkningsgrader for lavere innstrålt effekt. Eksempelvis vil innstrålt effekt på 900 W/m<sup>2</sup> resultere i 630 W/m<sup>2</sup> produsert effekt for virkningsgrad på 0,7. Endring i virkningsgraden til 0,3 reduserer produsert effekt til 270 W/m<sup>2</sup>. For lave verdier av innstrålt effekt, vil endret virkningsgrad ikke ha like stor innvirkning på resultatet da størrelsen på differansen blir betydelig mindre.

Det vil, med bakgrunn i usikkerhet rundt beregninger og virkningsgradkurve, samt usikkerhet i innstrålingsdata, være usikkerhet i resultatene for produsert energi ved solfangeranlegget. Resultatene gir likevel en god indikator på energimengden et solfangeranlegg ved Olavsbu vil kunne produsere.

## 6.3 SESONGLAGRING AV ENERGI

### ENERGIFORDELING I SYSTEMET

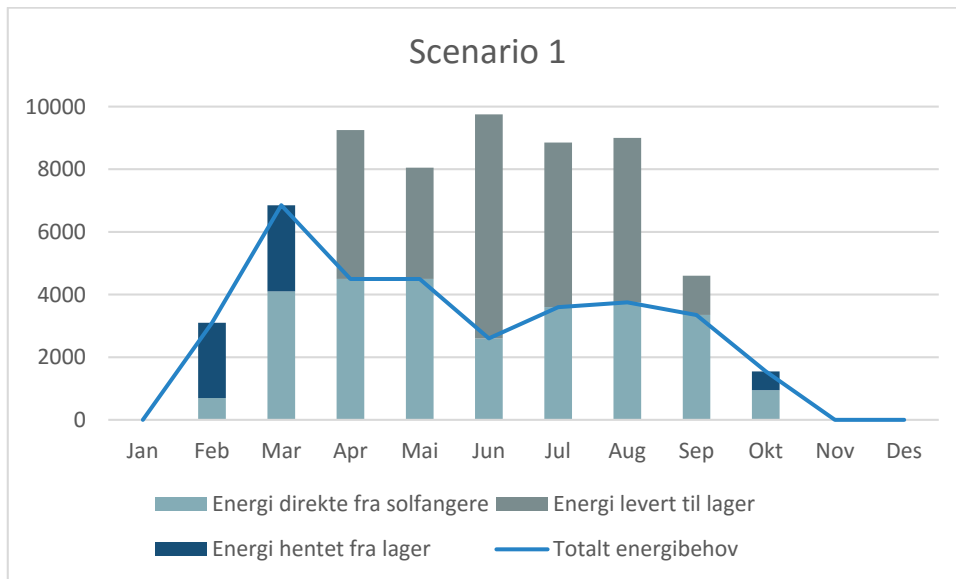
**Tabell 20** og **Figur 27** presenterer foreslått energifordeling i energisystemet ved Olavsbu for scenario 1. **Tabell 21**, **Tabell 22**, og **Tabell 23** og **Figur 28**, **Figur 29** og **Figur 30** presenterer tilsvarende resultater for scenario 2, 3 og 4. Energifordelingen baserer seg på at hyttene nyttiggjør seg energi direkte fra solfangerne. Overskudd av energi leveres til brønnparken som hentes opp igjen for situasjoner der solfangerne ikke kan levere tilstrekkelig energi til å nå energiscenariet som er presentert.

Resultatene viser at gjenvinningsgraden for de ulike scenariene må overskride mellom 27 % og 64 %. Videre i denne oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i energiscenario 1 for beregninger av brønnparkdimensjoner. Dette energiscenariet er valgt ut fra samtaler med driftsansvarlig for selvbetjeningshytter i DNT Oslo og Omegn, Tor Martin Stenseng, samt at det lave kravet til gjenvinning sørger for at hytta vil kunne holde en komforttempertur hele året – basert på 100 % solenergi.

**Tabell 20:** *Energiberegninger for scenario 1 hvor basistemperatur er satt til 8 °C og besøkstemperatur til 18 °C. Scenario 1 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 27 %.*

	Totalt behov [kWh]	Høstet [kWh]	Direkte fra solfangere [kWh]	Leveret til lager [kWh]	Fra lager [kWh]
Jan	75	0	0	0	75
Feb	3100	650	650	0	2450
Mar	6850	3750	3750	0	3100
Apr	4500	8550	4500	4050	0
Mai	4500	7450	4500	2950	0
Jun	2600	9100	2600	6500	0
Jul	3600	8200	3600	4600	0
Aug	3750	8350	3750	4600	0
Sep	3350	4300	3350	950	0
Okt	1550	900	900	0	650
Nov	75	0	0	0	75
Des	75	0	0	0	75
<b>Totalt</b>	<b>34025</b>	<b>51250</b>	<b>27600</b>	<b>23650</b>	<b>6425</b>

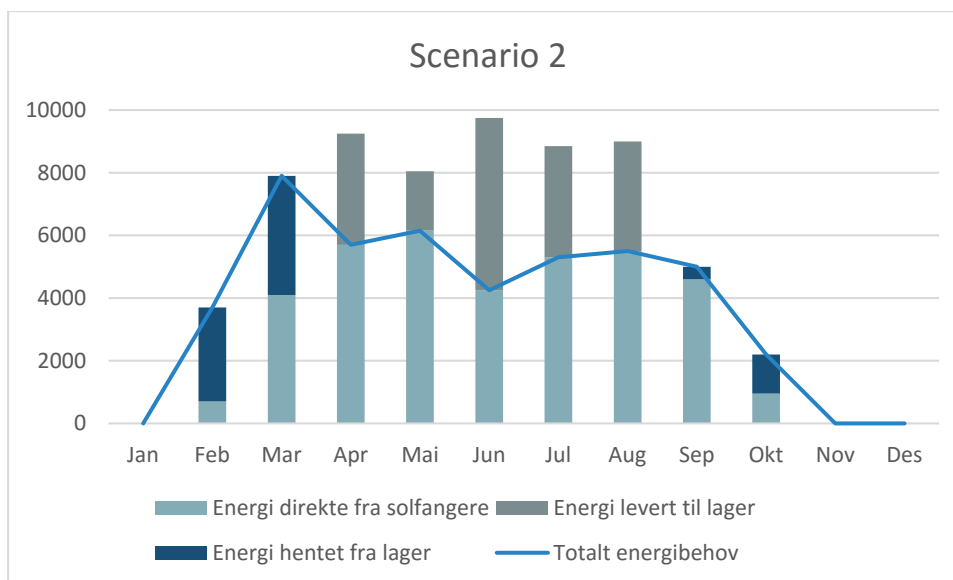




**Figur 27:** Diagrammet viser den månedlige energifordelingen for scenario 1. Det blå feltet viser det totale energibehovet for scenario 1. De grå søylene viser hvor mye energi som blir produsert av solfangerne, de grønngrå søylene viser hvor stor del energi som kan brukes direkte i hyttene, mens de grå søylene er energimengden som blir sendt til lager. De mørkeblå søylene er energien som hentes fra varmelageret til oppvarming.

**Tabell 21:** Energiberegninger for scenario 2 hvor basistemperatur er satt til 12 °C og besøkstemperatur til 20 °C. Scenario 2 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 64 %.

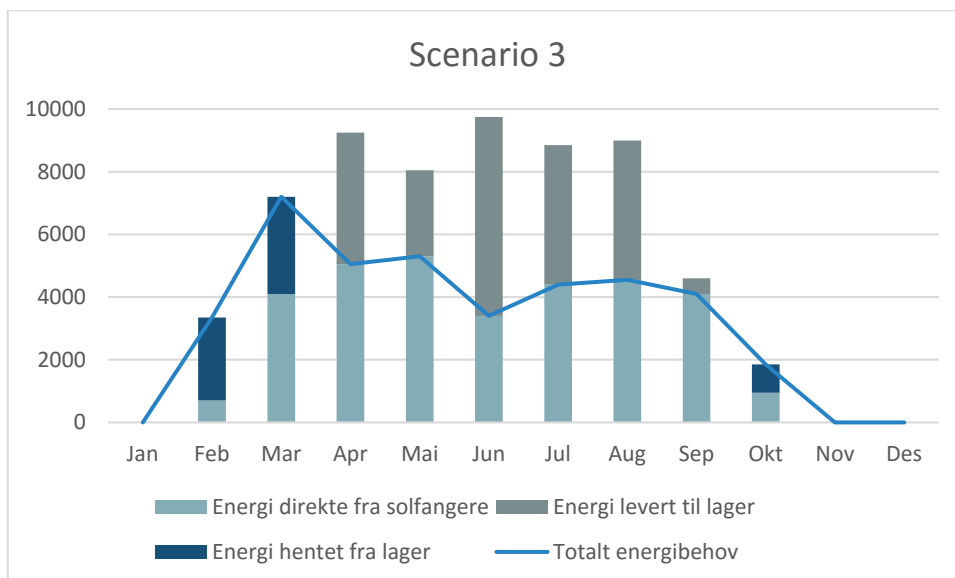
	Totalt behov [kWh]	Høstet [kWh]	Direkte fra solfangere [kWh]	Levert til lager [kWh]	Fra lager [kWh]
Jan	75	0	0	0	75
Feb	3700	650	650	0	3050
Mar	7900	3750	3750	0	4150
Apr	5700	8550	5700	2850	0
Mai	6150	7450	6150	1300	0
Jun	4250	9100	4250	4850	0
Jul	5300	8200	5300	2900	0
Aug	5500	8350	5500	2850	0
Sep	5000	4300	4300	0	700
Okt	2200	900	900	0	1300
Nov	75	0	0	0	75
Des	75	0	0	0	75
<b>Totalt</b>	<b>45925</b>	<b>51250</b>	<b>36500</b>	<b>14750</b>	<b>9425</b>



**Figur 28:** Diagrammet viser den månedlige energifordelingen for scenario 2. Det blå feltet viser det totale energibehovet for scenario 2. De grå søylene viser hvor mye energi som blir produsert av solfangerne, de grønngrå søylene viser hvor stor del energi som kan brukes direkte i hyttene, mens de grå søylene er energimengden som blir sendt til lager. De mørkeblå søylene er energien som hentes fra varmelageret til oppvarming.

**Tabell 22:** Energiberegninger for scenario 3 hvor basistemperatur er satt til 10 °C og besøkstemperatur til 18 °C. Scenario 3 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 38 %.

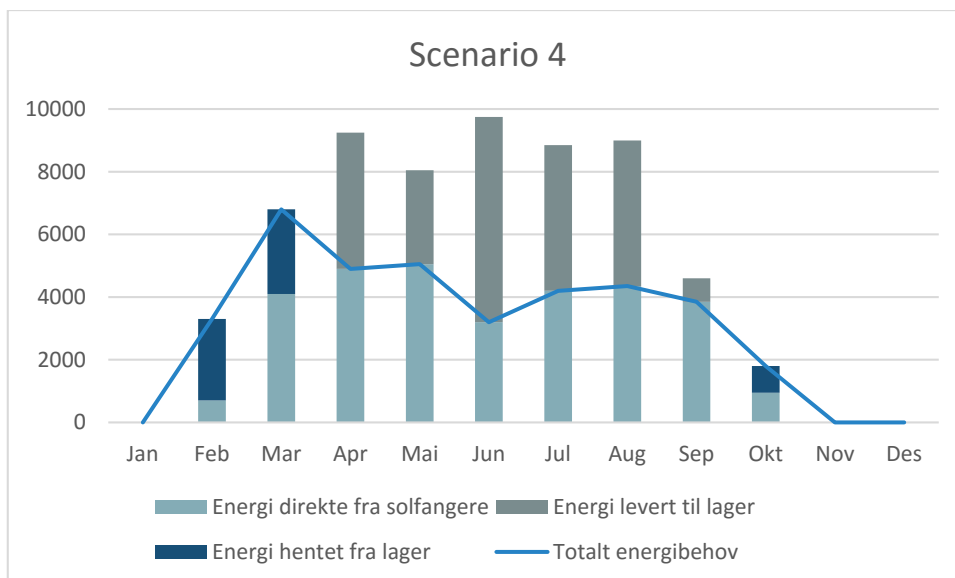
	Totalt behov [kWh]	Høstet [kWh]	Direkte fra solfangere [kWh]	Levert til lager [kWh]	Fra lager [kWh]
Jan	75	0	0	0	75
Feb	3350	650	650	0	2700
Mar	7200	3750	3750	0	3450
Apr	5050	8550	5050	3500	0
Mai	5300	7450	5300	2150	0
Jun	3400	9100	3400	5700	0
Jul	4400	8200	4400	3800	0
Aug	4550	8350	4550	3800	0
Sep	4100	4300	4100	200	0
Okt	1850	900	900	0	950
Nov	75	0	0	0	75
Des	75	0	0	0	75
<b>Totalt</b>	<b>39425</b>	<b>51250</b>	<b>32100</b>	<b>19150</b>	<b>7325</b>



**Figur 29:** Diagrammet viser den månedlige energifordelingen for scenarion 3. Det blå feltet viser det totale energibehovet for scenarion 3. De grå søylene viser hvor mye energi som blir produsert av solfangerne, de grønngrå søylene viser hvor stor del energi som kan brukes direkte i hyttene, mens de grå søylene er energimengden som blir sendt til lager. De mørkeblå søylene er energien som hentes fra varmelageret til oppvarming.

**Tabell 23:** Energiberegninger for scenarion 4 hvor basistemperatur er satt til 10 °C og besøkstemperatur til 15 °C. Scenarion 4 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 33 %.

	Totalt behov [kWh]	Høstet [kWh]	Direkte fra solfangere [kWh]	Lvert til lager [kWh]	Fra lager [kWh]
Jan	75	0	0	0	5
Feb	3300	650	650	0	2650
Mar	6800	3750	3750	0	3050
Apr	4900	8550	4900	3650	0
Mai	5050	7450	5050	2400	0
Jun	3200	9100	3200	5900	0
Jul	4200	8200	4200	4000	0
Aug	4350	8350	4350	4000	0
Sep	3850	4300	3850	450	0
Okt	1800	900	900	0	900
Nov	75	0	0	0	75
Des	75	0	0	0	75
<b>Totalt</b>	<b>37675</b>	<b>51250</b>	<b>30850</b>	<b>20400</b>	<b>6755</b>



**Figur 30:** Diagrammet viser den månedlige energifordelingen for scenarior 4. Det blå feltet viser det totale energibehovet for scenarior 4. De grå søylene viser hvor mye energi som blir produsert av solfangerne, de grønngrå søylene viser hvor stor del energi som kan brukes direkte i hyttene, mens de grå søylene er energimengden som blir sendt til lager. De mørkeblå søylene er energien som hentes fra varmelageret til oppvarming.

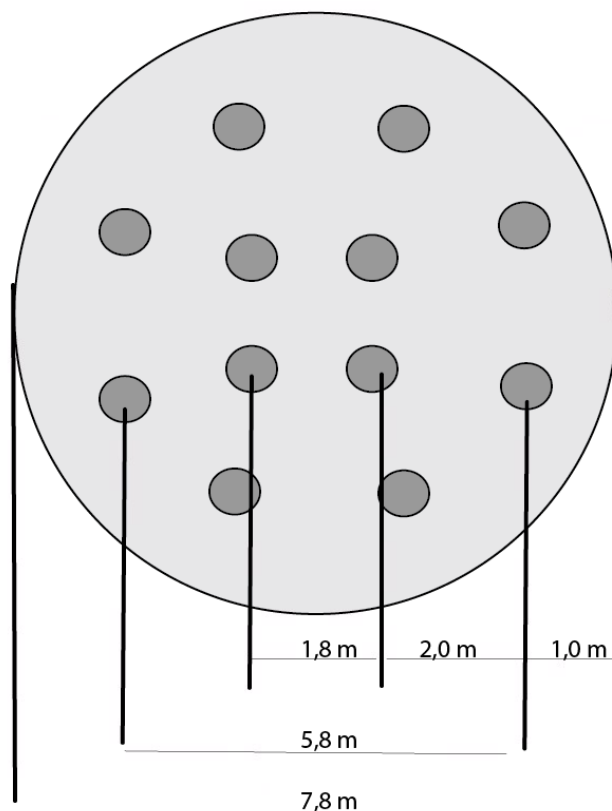
## BRØNNPARKDIMENSJONER

For scenarior 1 er beregnet energi levert til lageret  $8,5 \times 10^{10}$  J. Med en antatt gjenvinningsgrad på 40 % og der det dimensjoneres for at  $\frac{1}{4}$  av tapene lagres, er energimengden som lagres i brønnparken  $4,7 \times 10^{10}$  J. Brønnparkens beregnede dimensjoner er framstilt i **Tabell 24** og **Figur 31**.

**Tabell 24:** Brønn dimensjoner for scenarior 1

Volum [m <sup>3</sup> ]	1100
Dybde [m]	23
Overflateareal [m <sup>2</sup> ]	48
Radius [m]	3,9
Diameter/dybde	0,34

Beregningene legger til grunn at 40 % av energien levert til brønnparken, samt  $\frac{1}{4}$  av tapene skal lagres. Bakgrunnen for å dimensjonere for lagring av tap, er at energimengden i parken på høsten vil være større enn energimengden i parken på våren. Er parken underdimensjonert, vil den ikke kunne lagre all energien, og denne tapes til omkringliggende bergvolum. Siden den antatte gjenvinningsgraden og dermed tap fra parken, er så usikker, er det usikkerhet i presenterte brønnparkdimensjoner. Energiscenarior 1 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 26 %. Med en brønnpark dimensjonert for 60 % tap, er sannsynligheten stor for at brønnparken vil kunne lagre og senere levere en tilstrekkelig energimengde for å nå energikravet i scenarior 1.



**Figur 31:** Brønnparkens aktive overflate er  $47 \text{ m}^2$  og har en diameter på  $7,7 \text{ m}$ . Det antas at hver brønn opptar  $4 \text{ m}^2$ , noe som tilsier 12 brønner. Indre ring består av fire borehull i en firkant med  $1,7 \text{ m}$  mellomrom mellom hver. Ytre ring består av åtte borehull og har en diameter på  $5,7 \text{ m}$ . Det aktive arealet til brønnparken sprer seg en meter utenfor brønnparkens ytre ring av borehull.

Et tiltak som kan gjennomføres for å redusere tap fra parken, er å endre brønnparkens form. I oppgaven er parken dimensjonert som en sylinder. Dimensjoneres parken som en kjeglestump der borehullene orienteres i vinkler ut fra overflaten, vil overflatearealet reduseres og dermed også tapet til overflaten. I dette tilfellet vil brønnens dybde bli dypere enn ved foreslått løsning. Et annet tiltak for å redusere tap til overflaten, er å isolere brønnparkens overflate med eksempelvis halm.

## 6.4 STRØMNINGSTEKNIKK

### EFFEKTBEHOV

**Tabell 25** presenterer resultater fra beregninger av trykktap i energisystemet for en sommersituasjon med maksimal effekt innstrålt på solfangeranlegget og der systemvæsken sirkulerer mellom brønnpark og solfangeranlegg og brønnpark og oppvarmingssystem i hyttene.

**Tabell 25:** Resultat fra trykktaps- og effektbehovsberegninger for de ulike sommerscenariene

Scenario	Totale tap [MPa]	Totalt effektbehov [W]	Pumpeeffekt [W]
<b>1: Ekstremscenario</b> ( $\Delta T=10$ , $R = 16\text{mm}/22\text{mm}$ , $T = 18\text{ }^\circ\text{C}$ )	4,87	1370	2740
<b>2: Økt rørdiameter</b> ( $\Delta T=10$ , $R = 18\text{mm}/26\text{mm}$ , $T = 18\text{ }^\circ\text{C}$ )	4,51	1000	2000
<b>3: Redusert effektbehov</b> ( $\Delta T=10$ , $R = 16\text{mm}/22\text{mm}$ , $T = 15\text{ }^\circ\text{C}$ )	4,82	1360	2720
<b>4: Økt <math>\Delta T</math> over solfanger</b> ( $\Delta T=30\text{ K}$ , $R = 16\text{mm}/22\text{mm}$ , $T = 18\text{ }^\circ\text{C}$ )	0,97	80	160

For ekstremisituasjonen på sommeren der  $\Delta T$  i solfangeranlegget er på  $10\text{ }^\circ\text{C}$  og systemet består av rør med lave rørdimensjoner, er effektbehovet enormt. I en slik situasjon vil det være behov for elektrisk effekt for drift av pumper på i overkant av 2700 W. Olavsbu er ikke tilknyttet kraftnettet og er dermed avhengig av å produsere all elektrisk energi til pumpedrift selv. Dette scenariet krever installasjon av 11 nye PV-moduler à 250 W i tillegg til de to allerede installerte modulene tilgjengelig. Et slikt PV-anlegg vil ta opp et stort areal på hyttetaket til nedre hytte. Ved å redusere rørdimensjoner i gulvanlegg og tur- og returrør, vil effektbehovet som er nødvendig for å drifte pumpene, reduseres til 2000 W. Reduksjon av energibehovet i hyttene til å nå en temperatur på  $15\text{ }^\circ\text{C}$ , gir forholdsvis liten reduksjon i effektbehov til drift av pumpene, fra 2740 W i ekstremisituasjonen til 2720 W. Det mest effektive tiltaket for å redusere effektbehovet, er å øke  $\Delta T$  over solfangeranlegget. Ved å regulere volumstrømmen slik at  $\Delta T$  når  $30\text{ }^\circ\text{C}$ , vil effektbehovet reduseres 160 W. Dette tilsvarer 6 % av effektbehovet i ekstremisituasjonen. For vintersituasjonene er effektbehovet til drift av pumper forholdsvis lavt for de tre situasjonene undersøkt i denne oppgaven, og vil ikke overstige effektbehovet i sommersituasjonen.

**Tabell 26** viser tilsvarende resultater for en vintersituasjon der effektbehovet i hyttene er større og innstrålt effekt på solfangeranlegget er mindre. Vi ser at behovet for mekanisk effekt er betraktelig mye lavere for vintersituasjonen. Samtidig vil produksjon av elektrisk effekt være minst på vinterhalvåret. Det vil være nødvendig med et batteri for lagring av elektrisk energi til perioder hvor innstrålt energi er lav.

**Tabell 26:** Resultat fra trykktaps- og effektbehovsberegninger for de ulike vintersituasjonene

Scenario	Totale tap [MPa]	Effektbehov [W]	Pumpeeffekt [W]
<b>1: Ekstremscenario</b> ( $\Delta T=20$ , $R = 16\text{mm}/22\text{mm}$ , $T = 18\text{ }^\circ\text{C}$ )	0,72	50	100
<b>2: Økt rørdiameter</b> ( $\Delta T=20$ , $R = 18\text{mm}/26\text{mm}$ , $T = 18\text{ }^\circ\text{C}$ )	0,60	30	60
<b>3: Redusert effektbehov</b> ( $\Delta T=20$ , $R = 16\text{mm}/22\text{mm}$ , $T = 15\text{ }^\circ\text{C}$ )	0,66	40	80

## DRAINBACKTANK

**Tabell 27** presenterer volumberegninger av rør og i rørsløyfer og brønnpark. Volum i rørsløyfen tilknyttet solfangeranlegget er 0,14 m<sup>3</sup>/140 l. Volumendringen for systemvæsken forårsaket av temperaturendringer i systemet ble beregnet til å være 0,05 m<sup>3</sup>/ 50 l. Tankens volum må dermed overstige 190 l.

**Tabell 27:** Volum av systemvæske.

	Volum, V	
	[m <sup>3</sup> ]	[l]
Solfangerrør	0,08	80
Tur/retur solfangeranlegg	0,06	60
Gulvvarmerør	0,38	380
Tur/retur gulvvarmerør	0,08	80
Brønnpark	1,22	1220
Rør mellom brønner	0,03	30
<b>Totalt</b>	<b>1,85</b>	<b>1850</b>

Beregnet volum for drainbacktanken er basert på beregnet samlet rørvolum i systemet, samt volum av solfangerrørene. Samlet rørvolum er beregnet ut fra veiledende rørlengder og skaper derfor rom for usikkerhet i resultatet. Det er liten usikkerhet i beregning av volumet tilknyttet rørene i solfangeranlegget da rørdimensjonene er kjente for solfangeren til ASV Solar, benyttet i denne oppgaven. Usikkerheten i beregningene vil derfor være neglisjerbare siden det er rørvolumet tilknyttet solfangeranlegget som spiller den største rollen for tankvolumet.

## 7 FORSLAG TIL ENERGILØSNING FOR OLAVSBU

Systemløsninger presentert i kapittel 5.1 samt resultater presentert i kapittel 6 legger grunnlaget for foreslåtte energiløsninger.

### 7.1 FORSLAG 1: SOLFANGERE I KOMBINASJON MED BRØNNPARK

#### BESKRIVELSE AV FORSLAG

**Beskrivelse av energisystem:** *Solfangeranlegg i kombinasjon med brønnpark for sesonglagring av solenergi. Systemet vil sørge for 100 % soloppvarmet Olavsbu.*

**Solfangeranlegg:** 64 moduler. Totalt høstet energi gjennom året er om lag 51 000 kWh. Forslag til utforming av anlegget er presentert i kapittel 5.3

**Energiscenario i hyttene:** *Scenario 1.* Basistemperatur på 8 °C i åpningstiden, perioden 14. februar til 14. oktober. Temperaturen økes til 18 °C ved besøk på hyttene.

Dette energiscenariet er valgt ut fra samtaler med driftsansvarlig for selvbetjeningshytter i DNT Oslo og Omegn, Tor Martin Stenseng. Scenariet krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 27 %, noe analyser av studier fra andre anlegg tilsier at det vil gjøre med god margin. Det er god grunn til å tro at det vil være et stort energioverskudd ved valg av dette scenariet. Ved en antatt gjenvinningsgrad på 40 %, vil beregnet energioverskudd være på i overkant av 3000 kWh årlig. Overskuddet vil kunne utnyttes til å varme opp tørkerom i hyttene samt oppvarming av komposteringsystem for utedo. For å heve temperaturen fra 18 °C til 30 °C i tørkerommene ved besøkstid, er det behov for 900 kWh årlig. Til oppvarming av tørkerom i hyttene er det behov for egne rørsløyfer der væskestrømmen er tilpasset effektbehovet i disse rommene. De resterende 2100 kWh kan benyttes til drift av et velfungerende komposteringsystem samt fungere som en buffer.

**Brønnpark og kollektor:** Dimensjonert for *scenario 1*. Forslag til utforming er presentert i kapittel 6.3. Borehull blir innsatt med koaksiale rør.

Det aktive volumet til brønnparken flyttes fem meter ned i grunnen for å sikre isolering mot overflaten.

**Rørdimensjoner:** Indre diameter på 18 mm for gulvvarmerør og 26 mm for tur/retur-rør mellom brønnpark og solfanger- og gulvanlegg.

Energisystemet ved Olavsbu vil ved ekstremstiasjonen beskrevet i kapittel 5.5 kreve relativt stor pumpeeffekt. For å redusere friksjonstap og dermed trykktap i systemet, foreslås det derfor rør med forholdsvis stor indre diameter. Videre foreslås det at det tillates en større temperaturdifferanse over solfangeranlegget ved høy innstrålt effekt. Dette vil redusere volumstrømmen og dermed trykktapet ytterligere.



**Sirkulasjonspumper:** Fire sirkulasjonspumper med plassering vist i **Figur 18**. I tillegg forslås det to sirkulasjonspumper for ytterligere to rørsløyfer tilknyttet tørkerommene.

**Drainbacktank:** Volum på 200 l. Tanken plasseres over brønnparken og isoleres.

**Styringssystem:** For regulering av volumstrøm og dermed friksjonstap og effektbehov, foreslås det et styringssystem som regulerer pumpene i systemet. Styringssystemet kjenner til tilstanden i energisystemet basert på temperaturmålinger til systemvæsken i inn- og utløpet i gulvanleggene, brønnparken og i solfangeranlegget.

**Elektrisk energi:** Installasjon av to PV-moduler à 250 W på. Totalt installert elektrisk effekt, inkludert de to allerede installerte modulene på 180 W, blir da 860 W.

Installert effekt er beregnet for et anlegg som mottar 1000 W/m<sup>2</sup>. Tilgjengelig elektrisk effekt i systemet vil avvike fra installert effekt grunnet systemtap og størrelsen på innstrålt effekt. Det foreslåtte PV-anlegget vil oppta et areal på 4x (1,0 m x 1,6 m) = 6,4 m<sup>2</sup>. For å oppnå maksimal innstrålt energi, foreslås det å plassere PV-anlegget på hyttetaket til øvre hytte, ved siden av solfangeranlegget og på taket til tilbygget.

**Batteribank:** Størrelse på om lag 300 Ah. For optimal drift av systemet, vil det være nødvendig med en batteribank tilknyttet PV-anlegget.

**Kraftelektronikk:** Inverter og regulator med MPPT.

#### DRIFT AV SYSTEMET

I forslag 1 vil overskuddsenergi fra sommerhalvåret lagres i foreslått brønnpark og hentes opp i perioder der energibehovet er større enn produsert energi fra solfangeranlegget.

**Tabell 20:** *Energiberegninger for scenario 1 hvor basistemperatur er satt til 8 °C og besøkstemperatur til 18 °C. Scenario 1 krever at lagerets gjenvinningsgrad overskrider 27 %.* Tabell 20 viser en oversikt over foreslått energifordeling for forslag 1. Resultater fra tabellen viser at Olavsbu vil være 100 % selvforsynt med solenergi til oppvarming dersom brønnparkens gjenvinningsgrad når 27 %. Systemvæsken har et frysepunkt på -20 °C, og under vintermånedene vil lufttemperaturen ved Olavsbu kunne synke til under dette. En mulig løsning er å tømme solfangeranlegget for systemvæske når temperaturen nærmer seg -20 °C. Denne løsningen muliggjør produksjon av energi også i vintermånedene, men innstrålt energi i løpet av disse månedene er lav i forhold til resten av året og produsert termisk energi vil ikke utgjøre noen stor andel av totalen. Siden energibehovet på vinteren kun er knyttet til frostsikring av systemvæsken i gulvarmeanlegget, kan dette dekkes av energi hentet fra brønnparken.

**Tabell 28:** Grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger. presenterer kostnader for foreslåtte løsninger til prosjektert energisystem ved Olavsbu. Priser tatt med her er veiledende priser fra leverandører spesifisert i oppgaven og i tabellen. Totalkostnaden for energisystemet er på 900 000 kr.

**Tabell 28:** Grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger.

	Installasjon	Pris per enhet	Spesifisering av enheter	Kostnad
<b>Solfangere</b>	Solfangermodul			
	- ASV Solar generasjon 4, inkl montering	2500 kr/m <sup>2</sup>	94 m <sup>2</sup>	235 000 kr
<b>Brønnpark</b>	Brønnboring inkl/ytre	150 kr/m	336 m	50 400 kr
	PVC-kollektor, indre rør	15 kr/m	60 m	900 kr
	Installasjon	100 000 kr	-	100 000 kr
<b>Elektrisk energi</b>	PV-moduler, 250 W	2 500 kr/stk	2 stk	5 000 kr
	Invertere	1 500 kr/stk	2 stk	3 000 kr
	Regulator m/MPPT	1 000 kr/ stk	1 stk	1 000 kr
	Batteribank, 500 Ah	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Innstallering	10 000 kr	1 stk	10 000 kr
<b>Ved*</b>	Vedsekker, 3 år	200 kr/stk	125 stk	25 000 kr
<b>Øvrig energisystem</b>	Tur/retur-rør	50 kr/m	320 m	16 000 kr
	Gulvvarmerør	8 kr/m	1500 m	12 000 kr
	Drainbacktank, 300 l	16 000 kr/stk	1 stk	16 000 kr
	Monopropylenglykol, 40 %	30 kr/ l	740 l	22 000 kr
	Sirkulasjonspumper	5 000 kr/stk	6 stk	30 000 kr
	Ventiler	2000 kr/stk	2 stk	4 000 kr
	Styringssystem	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Installering	40 000 kr	-	40 000 kr
	Programmering av styringssystem	50 000 kr	-	50 000 kr
<b>Prosjektering</b>	Prosjektering av anlegg	10 % av total	-	64 300 kr
<b>Andre utgifter</b>	Uforutsette utgifter	10 % av total	-	70 460 kr
<b>Vedlikehold</b>	Vedlikehold, 20 år	1000kr/år	20 år	20 000 kr
<b>Frakt</b>	Frakt av utstyr, helikopter	13 000 kr/time	10 timer	130 000 kr
<b>Støtte</b>	Enova-støtte	25 000 kr	-	- 25 000 kr
<b>Totalkostnad</b>				<b>900 060 kr</b>

\*I forslaget er det budsjettert for bruk av 125 vedsekker til oppvarming. Det vil ikke kunne hentes ut tilstrekkelig energi til å varme opp hyttene til prosjektert temperatur i de første driftsårene inntil brønnparken har oppnådd stabil tilstand. Vedsekkene fungerer som en buffer inntil brønnparken oppnår 27 % gjenvinningsgrad. Antall vedsekker er valgt ut ifra energimengden det antas at det er behov for å dekke. 125 vedsekker utgjør 10 000 kWh. Denne energimengden er usikker, men resultatene for energimengden som kreves i månedene innstrålingen ikke dekker energibehovet (6400 kWh ved 0 % gjenvinning), tilsier at antakelsen er rimelig. Ved et gjennomsnitt på 13 % de første årene (5 % - 10 % - 25 %), kreves det en energimengde på 10 000 kWh i tillegg til det energibrønnen kan levere.

## 7.2 FORSLAG 2: SOLFANGERE KOMBINERT MED AKKUMULATORTANK SOM VARMELAGER

### BESKRIVELSE AV FORSLAG

**Beskrivelse av energisystem:** *Solfangeranlegg i kombinasjon med akkumulatortank for lagring av varme. Systemet vil ikke kunne lagre tilstrekkelig varme til å dekke energibehovet gjennom året. Systemet suppleres derfor med forbrenning av ved for å dekke varmebehovet i hyttene.*

**Solfangeranlegg:** 48 moduler. Totalt høstet energi gjennom året på om lag 40 000 kWh. Solfangeranlegget utgjør 75 % av anlegget utformet i kapittel 5.3 og foreslått i forslag 1.

**Energiscenario i hyttene:** *Scenario 1.* Basistemperatur på 8 °C i åpningstiden, perioden 14. februar til 14. oktober. Temperaturen økes til 18 °C ved besøk på hyttene.

Dette energiscenariet er valgt ut fra samtaler med driftsansvarlig for selvbetjeningshytter i DNT Oslo og Omegn, Tor Martin Stenseng. **Figur 32** og **Figur 32** viser forslag til energifordeling ved dette scenariet. Høstet energi vil kunne dekke 85 % av energibehovet ved scenario 1. Resten av energibehovet på 4900 kWh dekkes ved forbrenning av ved. I sommermånedene (april-september) vil solfangeranlegget produsere et overskudd av energi på i underkant av 22 000 kWh. Noe av overskuddet vil kunne utnyttes til å varme opp tørkerom i hyttene samt til oppvarming av komposteringssystem for utedo. For å heve temperaturen fra 18 °C til 30 °C i tørkerommene ved besøkstid, er det behov for 900 kWh årlig. Ved oppvarming av tørkerom i hyttene, er det behov for egne rørsløyfer der væskestrømmen er tilpasset effektbehovet i disse rommene. Det vil i denne situasjonen være et tilstrekkelig energioverskudd til å drifte et velfungerende komposteringssystem. Det foreslås videre å levere 300 kWh per måned i perioden april-desember til en akkumulatortank.

**Rørdimensjoner:** Indre diameter på 18 mm for gulvvarmerør og 26 mm for tur/retur-rør mellom brønnpark og solfanger- og gulvanlegg.

Energisystemet ved Olavsbu vil ved ekstremstusituasjonen beskrevet i kapittel 5.5 kreve relativt stor pumpeeffekt. For å redusere friksjonstap og dermed trykktap i systemet, foreslås det derfor rør med forholdsvis stor indre diameter. Videre foreslås det at det tillates en større temperaturdifferanse over solfangeranlegget ved høy innstrålt effekt. Dette vil redusere volumstrømmen og dermed trykktapet ytterligere.

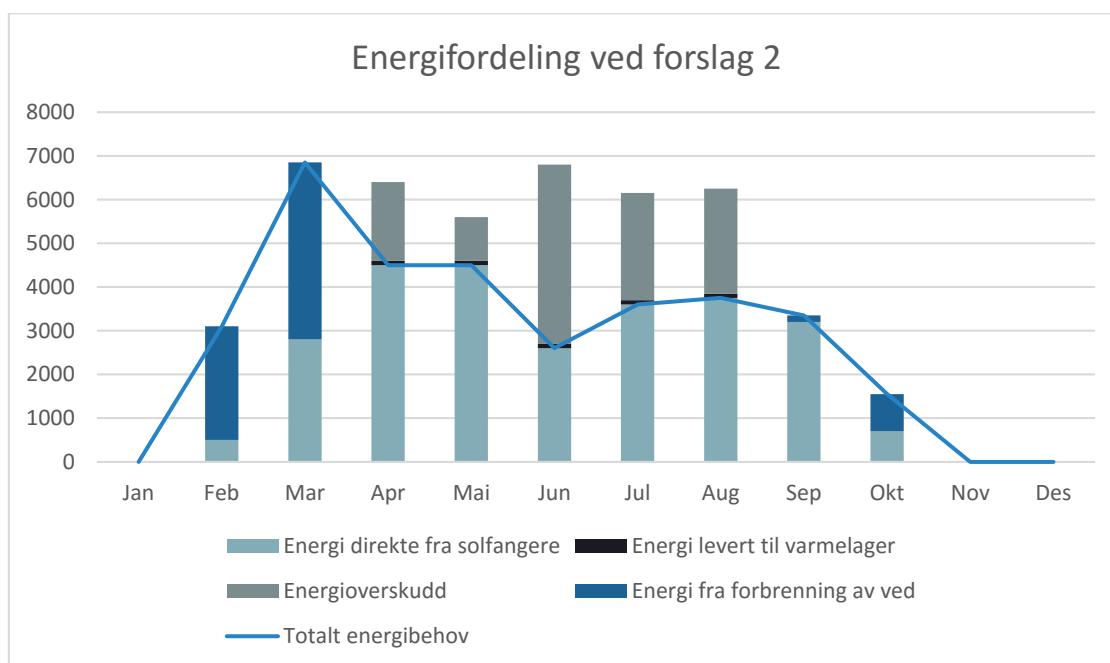
**Sirkulasjonspumper:** Tre sirkulasjonspumper. En pumpe tilknyttet rørsløyfen til solfangeranlegget og en pumpe tilknyttet rørsløyfene til hvert av de to gulvvarmeanleggene.

**Drainback-tank:** Volum på 150 l. Tanken plasseres over brønnparken og isoleres.

**Styringssystem:** For regulering av volumstrøm og dermed friksjonstap og effektbehov, foreslås det et styringssystem som regulerer pumpene i systemet. Styringssystemet kjenner til tilstanden i energisystemet basert på temperaturmålinger til systemvæsken i inn- og utløpet i gulvanleggene, brønnparken og i solfangeranlegget.

**Tabell 29:** Forslag til fordeling av energi i systemet ved energiscenario 1 og system av solfangeranlegg og varmelagertank.

	Totalt energi-behov [kWh]	Høstet [kWh]	Direkte fra solfangere [kWh]	Leveret til varmelager [kWh]	Hentet fra lageret [kWh]	Energi-overskudd [kWh]	Ved-forbrenning [kWh]
Jan	75	100	0	100	75	0	0
Feb	3100	1300	1300	0	0	0	1800
Mar	6850	3750	3750	0	0	0	3100
Apr	4500	8550	4500	300	0	3750	0
Mai	4500	7450	4500	300	0	2650	0
Jun	2600	9100	2600	300	0	6200	0
Jul	3600	8200	3600	300	0	4300	0
Aug	3750	8350	3750	300	0	4300	0
Sep	3350	4300	3350	300	0	650	0
Okt	1550	1850	1850	300	0	0	0
Nov	75	800	0	300	75	500	0
Des	75	200	0	200	75	0	0
<b>Totalt</b>	<b>34 025</b>	<b>53 950</b>	<b>29 200</b>	<b>2 700</b>	<b>225</b>	<b>22 350</b>	<b>4 900</b>



**Figur 32:** Illustrasjon av foreslått energifordeling ved energiscenario 1 og system av solfangere og varmelagertank. Blå linje viser energibehov per måned. Lysegrønne stolper viser energi hentet direkte fra solfangere. Mørkeblå stolper viser energi hentet fra vedforbrenning, og grå stolper viser overskudd av energi produsert av solfangere.

**Akkumulatortank:** Volum 9000 l. Tanken plasseres i dagens vedlagerrom i Olavsbu øvre hytte og isoleres slik at U-verdien når 0,1 W/(m<sup>2</sup>K).

Enkle energiberegninger (formel (31)) viser at varmelageret med foreslått volum vil kunne lagre 170 kWh med en temperaturredifferanse på 40 °C. I månedene april-september vil det foreslått solfangeranlegget høste et overskudd av energi. En liten andel vil kunne lagres i akkumulatortanken og fungere som buffer for dager med lite solinnstråling. I vintermånedene vil energimengden levert til lageret være avhengig av energimengden høstet fra solfangeranlegget og vil være begrenset av lagerkapasiteten. I **Tabell 29** er energimengde levert til lageret anslått å være 300 kWh/mnd i sommermånedene når overskuddet er stort, og noe mindre i vintermånedene når høstet energi er mindre. Tap fra lageret (formel (18)), er gjennom enkle beregninger estimert til å være om lag 20 kWh/uke. I løpet av vintermånedene vil lageret tape i overkant av 300 kWh samt levere i overkant av 200 kWh for å sikre at systemvæsken ikke fryser i gulvvarmerørene. Det antas ut fra beregningene at energi høstet fra solfangeranlegget i løpet av vintermånedene, vil kompensere for energi tapt og levert av lageret under samme periode.

**Elektrisk energi:** Installasjon av to PV-moduler à 250 W på. Totalt installert elektrisk effekt, inkludert de to allerede installerte modulene på 180 W, blir da 860 W.

Installert effekt er beregnet for et anlegg som mottar 1000 W/m<sup>2</sup>. Tilgjengelig elektrisk effekt i systemet vil avvike fra installert effekt grunnet systemtap og størrelsen på innstrålt effekt. Det foreslåtte PV-anlegget vil oppta et areal på 4x (1,0 m x 1,6 m) = 6,4 m<sup>2</sup>. For å oppnå maksimal innstrålt energi, foreslås det å plassere PV-anlegget på taket til tilbygget til øvre hytte.

**Batteribank:** Størrelse på om lag 300 Ah. For optimal drift av systemet vil det være nødvendig med en batteribank tilknyttet PV-anlegget.

**Kraftelektronikk:** Inverter og regulator med MPPT.

**Ved:** 4900 kWh tilsvarer 62 sekker med ved per år.

## DRIFT AV SYSTEMET

Forslaget består av et energisystem av solfangere der dekningsgraden av energibehovet på hyttene er 85 %. Det foreslås at de resterende 15 % dekkes av forbrenning av ved. Det er det foreslått en akkumulatortank som varmelager. Dette vil fungere som buffertank i perioder der innstrålingen er liten, samt lagre energi for frostsikring av gulvvarmerør på vinterstid. Det er i dette forslaget lagt fram en løsning der solfangeranlegget også driftes på vinterstid for å kompensere for tap fra akkumulatortanken. For frostsikring av anlegget, vil det være nødvendig at solfangeranlegget tømmes for systemvæske i perioder der temperaturen synker til under -20 °C. Siden varmelageret er dimensjonert for å lagre 170 kWh for en temperaturredifferanse mellom systemvæske og omkringliggende lufttemperatur på 30 °C, vil ikke varmelageret kunne ta imot all energi produsert av solfangeranlegget. For å redusere risikoen for frostsprengning av rør, kan drift av solfangeranlegget i vintermånedene reguleres ved temperaturmålinger av lufttemperatur og temperaturen i akkumulatortanken. Når det er behov for varme i lageret og temperaturen ligger over -20 °C, eksempelvis > -15 °C, sendes systemvæske opp i solfangeranlegget, og produsert energi sendes til akkumulatortanken.

GROV ØKONOMISK BUDSJETTERING AV FORESLÅTTE LØSNINGER

**Tabell 30** presenterer kostnader for foreslåtte løsninger til prosjektert energisystem ved Olavsbu. Priser tatt med her er veiledende priser fra leverandører spesifisert i oppgaven og i tabellen. Totalkostnaden for installering av energisystemet er på 925 000 kr.

**Tabell 30:** Grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger.

	Installasjon	Pris per enhet	Spesifisering av enheter	Kostnad
<b>Solfangere</b>	Solfangermodul			
	- ASV Solar generasjon 4, inkl montering	2 500 kr/m <sup>2</sup>	72 m <sup>2</sup>	180 000 kr
<b>Elektrisk energi</b>	PV-moduler, 250 W	2 500 kr/stk	2 stk	5 000 kr
	Invertere	1 500 kr/stk	1 stk	3 000 kr
	Regulator m/MPPT	1 000 kr/stk	1 stk	1 000 kr
	Batteribank, 500 Ah	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Installering	10 000 kr	-	10 000 kr
<b>Ved</b>	Vedsekker, 20 år	200 kr/stk	1240 stk	248 000 kr
<b>Øvrig energisystem</b>	Tur/retur-rør	50 kr/m	320 m	16 000 kr
	Gulvvarmerør	8 kr/m	1500 m	12 000 kr
	Drainbacktank	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Varmelager	30 000 kr/stk	1 stk	30 000 kr
	Monopropylenglykol, 40 %	30 kr/l	300 l	9 000 kr
	Sirkulasjonspumper	5 000 kr/stk	5 stk	25 000 kr
	Ventiler	2000 kr/stk	2 stk	4 000 kr
	Styringssystem	10 000 kr/stk	1 stk	10 000 kr
	Installering	60 000 kr	-	60 000 kr
	Programmering av styringssystem	50 000 kr	-	50 000 kr
	<b>Prosjektering</b>	Prosjektering av anlegg	10 % av total	-
<b>Andre utgifter</b>	Uforutsette utgifter	10 % av total	-	75 130 kr
<b>Vedlikehold</b>	Vedlikehold, 20 år	1 000 kr/år	20 år	20 000 kr
<b>Frakt</b>	Frakt, helikopter	13 000 kr/time	8 timer	104 000 kr
<b>Støtte</b>	Enova-støtte	25 000 kr	-	-25 000 kr
<b>Totalkostnad</b>				<b>925 430 kr</b>

## 8 DISKUSJON

### 8.1 SYSTEMLØSNINGER

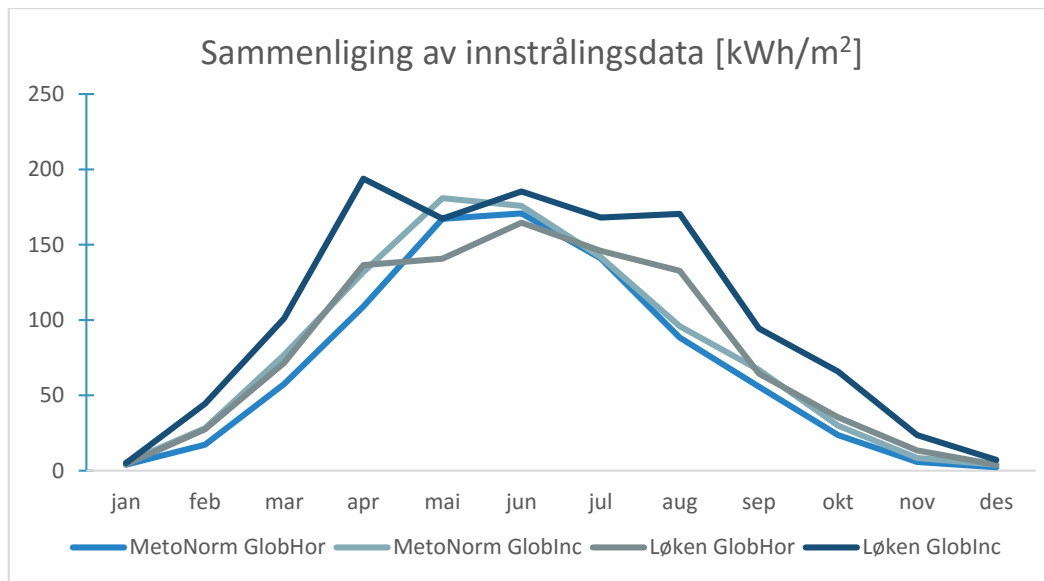
Som et utgangspunkt for beregningene ble det skissert et forslag til drift av systemet. I forslaget er det valgt å benytte monopropylenglykol med en konsentrasjon på 40 %. Valget er begrunnet i kapittel 4.4. Ved å bruke en systemvæske med lavere konsentrasjon, reduseres systemkostnaden, men samtidig økes frysepunktet. Økt frysepunkt vil føre til at systemet er mer sårbart for frostsprengning av rør. I løpet av vintermånedene vil det dermed være behov for en større energimengde hentet fra brønnparken for å sikre at gulvvarmeanleggene ikke fryser. Valg av systemvæske ble gjort ved en avveining mellom kostnad og væskens egenskaper til bruk i systemet.

### 8.2 ENERGIBEHOV

Beregnet energibehov for de ulike scenariene er basert på en rekke antakelser som gir grunnlag for usikkerhet i resultatene. Antakelsene er nødvendige da forholdene ved Olavsbu gjør det vanskelig å finne eksakte verdier og riktig datagrunnlag. Antakelsene som gir størst rom for usikkerhet kommenteres her. I oppgaven er alle tap mot uoppvarmede soner samt alle tap gjennom gulv der hyttene står på påler, beregnet som direkte tap til det fri. Antakelsen gir en høyere beregnet verdi for energibehovet enn det som vil være tilfelle for de ulike scenariene. For beregning av luftomsetningen i hytta, er det i oppgaven lagt til grunn at ventilene er åpne i månedene mai-september og lukket i resterende måneder. Tas det hensyn til at ventilene er lukket i perioder i løpet av sommermånedene, vil dette gi et mindre energibehov. Med et lekkasjetall,  $n_{50}$ , estimert til å være  $4 \text{ h}^{-1}$ , vil luftomsetningen kunne variere mellom  $0,5 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$  og  $1,0 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$  for åpne ventiler, der det i denne oppgaven er valgt å bruke  $1,0 \text{ m}^3/(\text{m}^3\text{h})$ . Det kan med bakgrunn i antakelsene gjort i oppgaven argumenteres for at energibehovet til hyttene er overestimert. Overestimering av energibehov for scenariene ble gjort for å sikre at høstet energi vil dekke energibehovet nødvendig for å møte ønsket temperatur i hyttene.

### 8.3 SOLENERGI

Simulering gjennomført med innstrålingsdata fra Løken værstasjon gir betydelig større årlig innstrålt energi enn simuleringen med innstrålingsdata fra Meteororm, vist i **Tabell 17** og **Tabell 18**. Data fra Løken i forhold til Meteororm gir 12 % større verdi for innstrålt energi på horisontal flate uten hensyn til skygning fra horisonten, refleksjon eller albedo (GlobHor) og 27 % større verdi for innstrålt energi på en flate der helningsvinkel, horisont, refleksjon og albedo er tatt hensyn til (GlobIAM). For innstrålt energi på en flate der kun helningsvinkel er tatt hensyn til (GlobInc), øker differansen til 30 %. Den prosentvise økningen mellom innstrålt energi på horisontal flate og vinklet flate er illustrert ved sammenligning av innstrålingsdata i **Figur 33**. Differansen mellom innstrålingsdataene tyder på at forholdet mellom innstråling ved lave solhøyder og høye solhøyder,  $\alpha_s$ , ved Olavsbu er større enn det beregnede innstrålingsdata fra Meteororm tilsier.



Figur 33: Sammenligning av innstrålingsdata fra MetoNorm og Løken værstasjon.

## 8.4 SESONGLAGRING AV ENERGI

Denne masteroppgaven har sett på et energisystem som baserer seg på sesonglagring av energi i en brønnpark. Lagring av energi i grunnen er en forholdsvis lite utprøvd teknologi og er i hovedsak benyttet ved større anlegg enn brønnparken dimensjonert for i denne oppgaven. Gjenvinningsgraden for anlegg av størrelsesorden til Drake Landing Solar Community (DLSC) har oppnådd en total gjenvinningsgrad på opp mot 70 %. For brønnparker med mindre volum, øker forholdet mellom overflate og volum til brønnparken. Det er derfor grunn til å anta at tapet vil være større for brønnparker av størrelsen foreslått for Olavsbu. Det er ønskelig at berggrunnen rundt borehullet skal ta opp varmeenergien tilført borehullene uten at energien forplanter seg for raskt ut av brønnparken. Høy termisk ledningsevne vil føre til rask forplantning av varmpulsen og dermed større tap. Samtidig kan for lav ledningsevne føre til at berggrunnen rundt borehullet ikke klarer å ta opp effekten som tilføres borehullet. Varmen må forplante seg raskt nok i berget til at det opprettholdes en  $\Delta T$  mellom systemvæsken og berget omkring kollektorrøret. Det vil derfor være ønskelig at berggrunnen har høy termisk ledningsevne og lav termisk diffusivitet. Med andre ord må bergets volumetriske varmekapasitet være stor i forhold til ledningsevnen. Videre vil bergartens porøsitet være av betydning for hvor godt brønnparken egner seg som energilagrer. Høy porøsitet muliggjør vanngjennomstrømninger i berggrunnen og leder dermed varme ut fra brønnparkvolumet.

Berggrunnen ved Olavsbu er en sammensatt gneis med gabbroid til kvartsmangerittisk sammensetning. Siden det ikke er gjennomført berggrunnsprøver i området, finnes det ikke tilgjengelige data på berggrunnens egenskaper. I denne oppgaven er det valgt å bruke egenskapene til gneis i beregningene. Gneis har en termisk ledningsevne på  $2,5 \text{ W/(mK)}$  –  $4,5 \text{ W/(mK)}$  og en termisk diffusivitet på  $1,2 \text{ mm}^2/\text{s}$  –  $1,7 \text{ mm}^2/\text{s}$ , og gneis anses som en relativt godt egnet bergart for lagring av energi. Ved å studere egenskapene til ulike bergtyper (Tabell 4), kan vi sammenligne hvor godt de egner seg i brønnparker. Et medium som skiller seg ut, er leire. Leire har lav termisk diffusivitet ( $0,3 \text{ mm}^2/\text{s}$  –  $0,4 \text{ mm}^2/\text{s}$ ) og samtidig lav porøsitet. Disse egenskapene gjør leire til et godt egnet medium for lagring av energi. Ledningsevnen til leire er forholdsvis lav ( $0,9 \text{ W/(mK)}$  –  $1,1 \text{ W/(mK)}$ ) sammenlignet med andre bergarter. Leire vil dermed



ta opp mindre tilført effekt. Det ville vært interessant å undersøke videre hvorvidt leire egner seg som lager ved etablering av brønnparker.

En svakhet ved denne oppgaven er at gjenvinningsgraden for prosjektert brønnpark, ikke er kjent. I oppgaven er det antatt en gjenvinningsgrad på 40 %. Sammenlignet med oppnådd gjenvinningsgrad ved DLSC, er denne antakelsen konservativ. Tidligere arbeider gir ingen gode indikatorer for å anta hvor store tapene for en brønnpark av denne størrelsen vil være, og antakelsen for gjenvinningsgraden er dermed svakt begrunnet. I de første årene etter oppstart av brønnparken, vil gjenvinningsgraden være betraktelig mye lavere enn forventet gjenvinningsgrad ved stabiliserte forhold i bergvolumet. Bakgrunnen for den lave gjenvinningsgraden, er at det kreves store energimengder for å varme opp fjellvolumet i brønnparken til ønsket temperatur. Perioden fra oppstart til temperaturforholdene i parken har stabilisert seg, varierer med hensyn til parkens størrelse og andelen energi tilført parken som tapes. I en pågående studie gjennomført av Helene Tømmerbakke, undersøkes varmetransporten i brønnparker dimensjonert for eneboliger. Resultatene fra denne masteroppgaven vil være svært interessante med tanke på å anta tap og dermed gjenvinningsgrad for brønnparken foreslått for Olavsbu.

## 8.5 STRØMNINGSTEKNIKK

I energisystemene foreslått i kapittel 7 vil det være behov for elektrisk energi for drift av pumper. Det mekaniske effektbehovet er blitt beregnet og presentert i kapittel 0. Effektbehovet baserer seg på beregninger av friksjonstapet i rørene i solfangeranlegget og i gulvvarmeanleggene, samt tur- og returrør til og fra brønnparken og nevnte anlegg. Det er i beregningene gjort noen antakelser og forenklinger som legger grunnlag for usikkerhet. I beregningene er rørlengder for tur- og returrør samt rørlengder i gulvvarmeanlegg kun veiledende lengder. Antatte lengder baserer seg på at brønnparken installeres mellom øvre og nedre hytte, med plassering nærere øvre hytte. Valget er gjort for å redusere rørlengden mellom brønnpark og solfangeranlegg og med hensyn til terrenget mellom hyttene.

Ved beregningen av friksjonsfaktoren, ble formlene (10) og (12) benyttet. Disse formlene beskriver friksjonsfaktoren for laminære strømninger med Reynoldstall  $< 2000$  og turbulente strømninger i hydraulisk glatte rør med Reynoldstall  $4000 < Re < 100\ 000$ . For rør med strømninger med Reynoldstall mellom 2000 og 4000 er det i denne oppgaven valgt å bruke formel (10) og (12), avhengig av om Reynoldstallet var nærmest 2000 eller 4000. Det ideelle ville vært å benytte et Moody-diagram for kartlegging av friksjonstallet i disse tilfellene, og valget gir dermed usikkerhet i beregningene. Videre er det valgt å gjøre en forenkling ved beregning av støttap i rørene. For rørslyfene i gulvvarmeanlegg og solfangeranlegg, ble beregnet friksjonstap doblet. Disse rørslyfene endrer retninger flere ganger i løpet av få meter, noe som gir opphav til bends og dermed støttap i rørene. Sammenlignet med andre anlegg, er antakelsen om doblet friksjonstap med hensyn til støttap rimelig, om enn noe overestimert. I tur- og returrør er det ikke tatt hensyn til støttap i beregningene. Disse rørene har lite bends. Likevel vil det oppstå støttap i disse rørene, og beregnede friksjonstap i disse rørene er derfor noe underestimert. I beregninger av effekttap i rørene, er det ikke tatt høyde for friksjonstap i rør mellom borehullene i brønnparken. Rørene her utgjør om lag 50 meter og har samme dimensjoner som tur/returrørene. Effekt som er nødvendig for å pumpe varmt vann ned i brønnparken vil derfor være større enn beregnet effekt. Det er ikke gjennomført beregninger for disse rørene da beregningen er utfordrende med hensyn til å anta temperaturer i rørene, og siden effektbehovet i disse rørene er antatt å være lite i forhold til effektbehovet i resten av systemet. Til tross for

veiledende rørlengder mellom røranleggene, samt usikkerhet ved beregning av friksjonstap og støttap i rørene, vil beregningene gi et brukbart bilde på effektbehovet i systemet.

## 8.6 FORSLAG TIL ENERGILØSNING FOR OLAVSBU

Kapittel 7 presenterer forslag til to ulike energisystem for Olavsbu. Forslag 1 legger frem en energiløsning basert på utgangspunktet for oppgaven der solfangere kombineres med en brønnpark for sesonglagring av energi. I forslag 2 presenteres en løsning der brønnparken er byttet ut med en akkumulatortank for varmelager. Begge forslagene baserer seg på valg av energiscenario 1 der basistemperaturen er 8 °C i åpningstiden og 18 °C ved besøk på hyttene. Det foreslås at besøkende selv regulerer temperaturen til besøkstemperatur ved ankomst. Dette kan enkelt gjøres i inngangen til hyttene ved en brytefunksjon som er koblet opp mot styringssystemet. Begge hyttene vil trolig ikke bli benyttet hver helg i åpningstidene, og energibehovet er trolig mindre enn resultatene presentert i kapittel 6.1 tilsier. Det vil derfor mest sannsynlig være et større energioverskudd enn antatt. Overskuddet av energi, sikret ved valg av energiscenario 1, kan brukes til oppvarming av tørkerom og drift av et velfungerende komposteringsystem for toalettene på hyttene. I dag blir tørkerommene varmet opp ved hjelp av vedovner. Tørkerommene har lite effektive utluftningsløsninger, noe som fører til at mye av fuktigheten i klærne blir værende i rommet. En løsning på dette problemet er å installere nye ventiler som gjenvinner varmen i tørkerommene. Videre kan rommene innredes med vannbårne håndklettørkere for tørking av klær. Løsningen krever to egne rørsløyfer tilknyttet tørkerommene, samt to ekstra pumper for regulering av volumstrømmen i disse rørsløyfene. Dagens komposteringsløsning består av varmeteppe drevet av elektrisk energi fra to PV-moduler à 180 W. Løsningen har vist seg å ikke fungere optimalt, og det foreslås dermed en komposteringsløsning basert på vannbåren varme. En ny komposteringsløsning for toalettene vil kunne bestå av egne rørsløyfer tilknyttet utedorommene. Rørsløyfene kan tilpasses slik at varmeavgivelsen blir optimal for kompostering av avfallet. Denne løsningen bør diskuteres videre med fagkyndige på området. Nye komposteringsløsninger for toalettavfall krever egne rørsløyfer og pumper. Oppgaven har ikke beregnet friksjonstap i rørsløyfene tilknyttet tørkerom og komposteringsanlegg, og effektbehovet vil derfor bli større enn resultatene presentert i kapittel 6.4 tilsier. Det antas, ved å studere resultater for effektbehov for gulvanleggene i hyttene, at effektbehovet tilknyttet rørsløyfene i tørkerom og utedorom, er lavt i forhold til det totale effektbehovet i systemet. Det foreslås dermed ikke noen utvidelse av PV-anlegget foreslått for de to energiløsningene.

For begge løsningene er det foreslått en utvidelse av allerede eksisterende PV-anlegg med to moduler à 250 W. Denne løsningen forutsetter at de to modulene som i dag benyttes for oppvarming av komposteringsanlegg tilknyttet toalettet på øvre hytte, bidrar til å produsere elektrisk energi til pumpene i systemet. Installert effekt til det foreslåtte PV-anlegget vil komme på 860 W. Vi ser av resultatene presentert i kapittel 6.4 at effektbehovet i systemet er størst for situasjoner der innstrålt effekt på solfangeranlegget er størst. Denne situasjonen vil også gi størst produksjon av elektrisk effekt i solcellene. Produsert elektrisk effekt følger dermed systemets effektbehov for drift av pumpene.

I forslag 1 er det foreslått et solfangeranlegg av størrelsen utformet i kapittel 5.3. Solfangeranlegget vil dekke hele det sør-vest-vendte hyttetaket til øvre hytte, med unntak av taket på tilbygget. I forslag 2 foreslås det et mindre solfangeranlegg som utgjør 75 % av anlegget utformet i forslag 1. Bakgrunnen for valget er at lageret i forslag 2 ikke er tilstrekkelig til å lagre overskuddsenergi høstet i sommerhalvåret. Størrelsen på solfangeranlegget er dermed

dimensjonert kun for å nå energibehovet i sommerhalvåret. For begge forslagene vil det være nødvendig å undersøke om det er behov for å oppgradere hyttetaket før installasjon. Dette med hensyn til snølast. Hyttetakene ved Olavsbu er ifølge bygningsansvarlig for selvbetjeningshyttene til DNT Oslo og Omegn, Thomas With, snøfrie gjennom hele året, og en oppgradering vil derfor mest sannsynlig ikke være nødvendig.

For begge forslagene presentert i kapittel 7, er det gjennomført en grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger. Budsjettene viser installasjon- og driftskostnader ved de ulike energisystemene over en 20 års-periode. Det er blitt gjort prisantydninger for komponenter i systemet basert på priser for tilsvarende komponenter hos leverandører. Det er dermed stor usikkerhet knyttet til totalkostnaden, og budsjetteringen er kun ment som veiledende for å sammenligne de ulike energiløsningene foreslått ved Olavsbu. Det er størst usikkerhet knyttet til budsjettpostene installasjon, frakt og støtte. Fraktkostnadene innbefatter helikopterturer for frakt av komponenter, samt frakt av boreutstyr for installering av brønnparken. I støtteposten er det lagt til grunn full Enova-støtte i begge forslagene, 15 000 kr for installering av solfangeranlegg og 10 000 kr for installering av vannbåren varme. Kostnaden for vedlikehold av systemene vil variere fra år til år. I budsjettforslagene er det budsjettert med 1000 kr årlig. Dette kan sees på som et gjennomsnitt for 20-års perioden det er budsjettert for. Budsjettene for de ulike løsningene viser at installasjonskostnaden for forslag 1 vil være størst, men at totalkostnaden over 20 års-perioden er størst for forslag 2.

## 8.7 ANBEFALINGER

Det er blitt presentert to forslag til energiløsninger basert på beregninger gjort i oppgaven. Med bakgrunn i diskusjonen ovenfor, anbefales det å etablere et energisystem som foreslått i forslag 1. Forslaget vil, med foreslått energiscenario, ha en dekningsgrad på 100 % fra solenergi.

Forslaget er basert på at energibehovet i hyttene møter energiscenario 1. Dette scenariet krever 77 % mer energi sammenlignet med dagens energiforbruk på hyttene. Ved å redusere energikravet i hyttene, kan størrelsen på solfangeranlegg og brønnpark reduseres samtidig som systemet når 100 % dekningsgrad. Dette vil redusere investeringskostnaden for energiløsningen. Det anbefales likevel å etablere et anlegg av størrelsen foreslått i oppgaven da forslaget sikrer et energioverskudd gjennom året. Som diskutert i oppgaven, vil energioverskuddet kunne benyttes til å etablere gode løsninger for klestørking på hyttene, samt oppvarming av biologisk toalett og kompostering av avfall. Skulle energioverskuddet vise seg å overstige energibehovet etter etablering av foreslåtte løsninger, kan andre komfortøkende løsninger implementeres. Eksempelvis oppvarming av vann til dusj og oppvask. Dette krever installering av en ekstra rørsløyfe, samt en varmeveksler tilknyttet en varmtvannstank.

Anbefalt forslag til energisystem ved Olavsbu blir betraktelig mindre tidkrevende å drifte i forhold til dagens løsning som krever flere helikopterturer opp til fjellheimen hvert år for tilførsel av ved. Dagens energiløsning som baserer seg på ved koster årlig om lag 70 000 kr. Over en 20-års periode vil denne energiløsningen koste DNT Oslo og Omegn 1 400 000 kr. Ved er kilden til oppvarming på brorparten av DNTs hytter. Resultat av kostnadsberegninger ved Olavsbu viser at det ut ifra et økonomisk perspektiv vil være lønnsomt å undersøke andre energiløsninger for hyttene.

Oppgavens formål har vært å prosjektere et bærekraftig energisystem for Olavsbu. Bærekraftig vil i denne sammenhengen innbefatte at systemet har lave utslipp av klimagasser, er enkelt å vedlikeholde og baserer seg på fornybare ressurser. Anbefalt forslag vil basere seg på 100 % solenergi. Solenergi er en fornybar energikilde, og når solfangeranlegget er ferdig installert, vil det ikke produseres klimagassutslipp. I et livssyklusperspektiv vil energiløsningene medføre klimagassutslipp. Produksjon av komponentene i anlegget samt frakt av materialer og utstyr for installasjon krever utslipp av klimagasser. I tillegg vil bærekraftgraden til anlegget være avhengig av hvor vidt materialinnsatsen er basert på fornybare ressurser. Det er utfordrende å etablere energiløsninger som er CO<sup>2</sup>-nøytrale og basert på 100 % fornybare ressurser. For å vurdere energiløsningens grad av bærekraft, sammenlignes klimagassutslipp og ressursbruk med dagens energiløsning. For å dekke dagens energiforbruk, blir vedsekker fraktet opp i fjellheimen med helikopter. Hvert år kjører helikopteret 15 turer opp til Olavsbu, noe som medfører store mengder klimagassutslipp fra forbrenning av drivstoff. For anbefalt energiløsning er det foreslått 50 turer med helikopter for frakt av materialer og utstyr. Dette tilsvarer under fire års helikopterbruk ved dagens løsning. For installering av brønnparker kreves det energi for boring av borehull. Boring av borehullene på Olavsbu vil gjennomføres ved bruk av dieselaggregat. Det må derfor påregnes klimagassutslipp i installasjonsfasen av energisystemet, både med tanke på helikopterturer og med tanke på brønnboringen. Sammenligner vi energiløsningen med dagens løsning i et lengre perspektiv, vil klimagevinsten ved etablering av foreslått system være stor. Når energisystemet først er installert, er det ingen klimagassutslipp tilknyttet driften. Energisystemet anses som et bærekraftig system, både med hensyn til klima og ressursbruk. I denne masteren er det ikke tallfestet hvor stor klimagevinsten er ved å skifte ut dagens energiløsning med foreslått løsning. Dette ville det være interessant å undersøke med tanke på videre arbeider for reduksjon av klimagassutslipp ved DNTs hytter.

Sesonglagring av energi i berggrunnen er spesielt interessant i tilfeller der du har et høyt varmebehov i vintermånedene når innstrålt energi er lav. For Olavsbu er ikke dette tilfelle siden hyttene er stengt i vintermånedene. Det vil være interessant å undersøke etableringen av et slikt system for helårsåpne DNT-hytter. Ved etablering av tilsvarende energisystemer på flere av DNTs hytter, vil organisasjonen redusere utslipp av klimagassutslipp i driften, øke komforten og redusere kostnadene tilknyttet hyttene.

## 9 KONKLUSJON

Oppgaven har presentert to forslag til løsninger, der den ene løsningen møter 100 % av energibehovet med solenergi og den andre har en dekningsgrad på 85 % solenergi. Begge forslagene baserer seg på et høyt energibehov i hyttene, om lag 77 % høyere enn beregnet verdi for dagens energiforbruk. Det anbefales å etablere energisystemet foreslått i forslag 1. Forslaget presenterer en energiløsning basert på solfangere i kombinasjon med en brønnpark for sesonglagring av solenergi. Forslaget vil sikre et energioverskudd som kan benyttes til etablering av smarte løsninger for klestørking, oppvarming av biologisk toalett og kompostering av avfall, samt andre komfortøkende tiltak.

Grov økonomisk budsjettering av foreslåtte løsninger, viser at energisystemet vil ha en total kostnad på om lag 900 000 kr over en 20 års-periode. Total kostnaden for dagens energiløsning over samme periode, er beregnet til å være 1 400 000 kr. For foreslått energisystem, vil klimagassutslipp være tilknyttet frakt av materialer og utstyr, samt boring av brønnparken. Totale klimagassutslipp for anbefalt energisystem vil på få år være mindre enn utslippene tilknyttet dagens løsning som årlig krever 15 helikopterturer for frakt av vedforsyning. Resultatene i denne masteroppgaven viser at sesonglagring av solenergi vil kunne være en bærekraftig energiløsning for Olavsbu, samt være lønnsomt ut i fra et økonomisk perspektiv.

## 10 REFERANSER

Andresen, I. (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*. Sintef. Prosjektrapport 22, 2008. Nedlastet 10. februar 2016.

Banks, D. (2012). *An introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling*. 2. utgave. John Wiley & Sons.

Belbo, H. og Gjølsjø, S. (2008). *Trevirke – brennverdier og energitetthet*. Norsk institutt for skog og landskap.

Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy, volume 1*. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons Inc.

Datta, A. K. (2002). *Biological and Bioenvironmental Heat and Mass Transfer*. 1. utgave. Cornell University, Ithaca, New York. CRC Press.

Drake Landing Solar Community. (2016). *Borehole thermal energy storage (BTES)*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<http://www.dlsc.ca/borehole.htm>> (Nedlastet 15. februar 2016)

Duffie, J. A. og Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4. utgave. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. John Wiley & Sons, USA.

Edvardsen, K. I. og Ramstad, T. (2014) *Trehus*. SINTEF akademiske forlag, Oslo.

Eija, A. (2009). *Properties of solid biofuels and comparison to fossil fuels*. VTT. Powerpoint fra kurset FYS375, NMBU, Ås.

eKlima. (2016). Meteorologisk institutt. Tilgjengelig fra: <[www.eklima.no](http://www.eklima.no)> (Nedlastet 5. februar 2016)

Enova. (2016) *Vedovn*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<http://www.enova.no/radgivning/privat/rad-om-produkter-og-losninger/oppvarmingsalternativ/vedovn/vedovn/118/140/>> (Nedlastet 2.3. 2016)

Fox, R. W., Pritchard, P. J., McDonald, A. T. (2010). *Introduction to FLUID MECHANICS*. 7. utgave. John Wiley & Sons, Asia. Pte Ltd.

Gehlin, S. (2002). *Thermal Response Test – Method Development and evaluation*. Division of Water Resources Engineering, Luleå University of Technology, Sweden.

Helliesen, T. (2015). *Solvarmet bolig med lagring av energi i grunnen*. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Fakultetet for miljøvitenskap og teknologi, Institutt for matematiske realfag og teknologi.

IEA (International Energy Agency). (2015). *Solar*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/solar/>> (Nedlastet 29. september 2015)

Kemetyl. (2012). *SÅKERHETSATABLAD*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<https://secviewer2010.ahlsell.com/getsdb.aspx?articlenr=7122972>> (Nedlastet 3. mars 2016).

Kjellsson, Elisabeth. (2009). *Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings – Analyses of System Performance*. Lund Inst. of Tech., Lund (Sverige). Div. of Building Physics.

Kreith, F., West, R. E. (1997). *CRC Handbook of Energy Efficiency*. Side 801. CRS Press, USA.

*LandbruksMeteorologisk Tjeneste*. (2016) Bioforsk. Tilgjengelig fra: <<http://lmt.bioforsk.no>> (Nedlastet 25. april 2016).

Leidos Canada. (2014). *Energy Report Summary for June 2014*.

M. Conde Engineering. (2011) *Brine properties*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.mrc-eng.com/Downloads/Brine%20Properties.pdf>> (Nedlastet 28. april 2016)

Midtømme, K. et al (2004). Grunnvarmekartlegging i Asker og Bærum. Norges geologiske undersøkelse. Grunnvarmekartlegging i Asker og Bærum. Oppdragsgiver: Energiselskapet Asker og Bærum AS (nå Viken AS).

NGU (Norges geologiske undersøkelse). (2016). *Berggrunn. Nasjonal berggrunnsdatabase*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://geo.ngu.no/kart/berggrunn/>> (Nedlastet: 5. mars 2016)

Nielsen, J. E. (2015). *Info sheet overview*. IEA-SHC INFO SHEET 45.0

Nordell, B. (2004). *Bergvärme og bergkyla*. Luleå tekniska universitet. Powerpoint presentasjon 18. mars 2004, Stockholm. Slide 13.

Olsen, H. R. (2013). *Mulighetsstudie: Bruk av distribuert fornybar energiproduksjon på norske turisthytter*.

Olsen, Ø. (2009). *Analyse av oppvarmingssystemer for yrkesbygg med bergvarmepumpe og solfangere*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for energi- og prosesssteknikk.

Prestegaard, U. (2014). *Lading og lagring av varme i energibrønner for bygningsoppvarming*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for energi- og prosesssteknikk.

PVsystem. (2016). *About Us*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.pvsystem.com/en/about-us/founder>> (Nedlastet 6. mai 2016)

Quaschnig, V. (2004). *Technology Fundamentals - Solar Thermal Water Heating*. Renewable Energy World Vol 7 No 2, pp. 95-99.

Romundstad, R. M. (2014) *Modellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen*. Side 16 og 35. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Fakultetet for miljøvitenskap og teknologi, Institutt for matematiske realfag og teknologi.

Sanden, Ø. D. (2014). Effektiv utnyttelse av grunn geotermisk energi. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Fakultetet for miljøvitenskap og teknologi, Institutt for matematiske realfag og teknologi.

Sanner, B. and Knoblich, K. (1998). *New IEA-Activity ECES Annex 12: High Temperature underground thermal energy storage*. Proceeding of the Second Stockton International Geothermal Conference, 16-17 March 1998, Richard Stockton College of New Jersey, USA.

seNorge. (2016). Meteorologisk institutt, Norges vassdrags- og energidirektorat, Kartverket. Tilgjengelig fra: <<http://www.senorge.no/index.html?p=senorgeny&st=snow>> (Nedlastet: 23. april 2016)

Sibbitt, B. og McClenahan, D. (2015a). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction*. IEA-SHC INFO SHEET 45.B.3.1

Sibbitt, B. og McClenahan, D. (2015b). *Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction*. IEA-SHC TECH SHEET 45.B.3.1

Sibbitt, B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J., Kokko, J. (2012). *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation*. Her Majesty the Queen in Right of Canada, as represented by the Minister of Natural Resources. Elsevier Ltd. Selection.

Sintef. (2016) *Materialdata for naturstein. Typiske verdier*. [Inerenett]. Tilgjengelig fra: <[https://sintef.no/globalassets/upload/teknologi\\_og\\_samfunn/berg-og-geoteknikk/lister/typiske-materialdata-for-naturstein.pdf](https://sintef.no/globalassets/upload/teknologi_og_samfunn/berg-og-geoteknikk/lister/typiske-materialdata-for-naturstein.pdf)> (Nedlastet 3. april 2016)

SMA Solar Technology AG. (2002) *Performance ratio – quality factor for the plant*. SMA Solar Technology AG.

Standard Norge. (2007). *Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data (NS 3031:2007)*. Standard Norge, Oslo.



Stene, J. (2006). *Oppvarmingssystemer for lavenergiboliger*. SINTEF Energiforskning AS. Oppdragsgiver: Husbanken. SINTEF energiforskning AS, Trondheim.

Store norske leksikon. (2013). *albedo*. www.snl.no. Sist oppdatert 6.12.2013. Nedlastet 12. februar 2016. URL: < <https://snl.no/albedo> >

The Dow Chemical Company. (2016a). *Propylene Glycols - Viscosity Information*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <[http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a\\_id/7472/related/1](http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a_id/7472/related/1)> (Nedlastet 20. april 2016)

The Dow Chemical Company. (2016b). *Propylene Glycols - Density Values*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <[http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a\\_id/7471/related/1](http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a_id/7471/related/1)> (Nedlastet 20. april 2016)

The Dow Chemical Company. (2016c). *Propylene Glycols - Specific Heat Values*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <[http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a\\_id/7470/related/1](http://dowac.custhelp.com/app/answers/detail/a_id/7470/related/1)> (Nedlastet 20. april 2016)

The Engineering Toolbox. (2016) *Emissivity Coefficients of some common Materials*. [Internett] Tilgjengelig fra: <[http://www.engineeringtoolbox.com/emissivity-coefficients-d\\_447.html](http://www.engineeringtoolbox.com/emissivity-coefficients-d_447.html) > (Nedlastet 3. februar 2016)

Thomas With, Bygningsansvarlig (selvbetjeningshytter), DNT Oslo. (e-post, møter og telefonsamtaler, 15. januar – 5. juni 2016)

Tor Martin Stenseng, Driftsansvarlig (selvbetjeningshytter), DNT Oslo. (e-post, møter og telefonsamtaler, 15. januar – 5. juni 2016)

Tormod Aurlien, Professor, Matematiske realfag og teknologi (IMT), Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. (Møte, 25. februar 2016)

Vistnes, G. (2011) *Grunnvannsbevegelse: forskning og praksis for energibrønner med lukket kollektor*. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for geologi og bergteknikk.

Westin, R. (2012). *Värmeöverföring i bergvärmesystem - En numerisk analys av den ringformade koaxiala borrhålsvärmväxlaren*. Eksamensoppgave ved Uppsala Universitet, Teknisk-naturvetenskaplig fakultet UTH-enheten. Uppsala.

Wilhelm Huus-Hansen, Teknisk ansvarlig, Abbakonda AS. (Møter, e-post og telefonsamtaler, 15. januar 2016 – 5. juni 2016).

Zijdemans, D. (2014). *Vannbaserte oppvarmings- og kjølesystemer*. Skarland Press, Oslo.

# 11 VEDLEGG

VEDLEGG A – SOLCELLER

VEDLEGG B – TERMoeLEKTRISK GENERATOR (TEG)

VEDLEGG C – DETALJERTE BEREGNINGER FOR ENERGIBEHOV

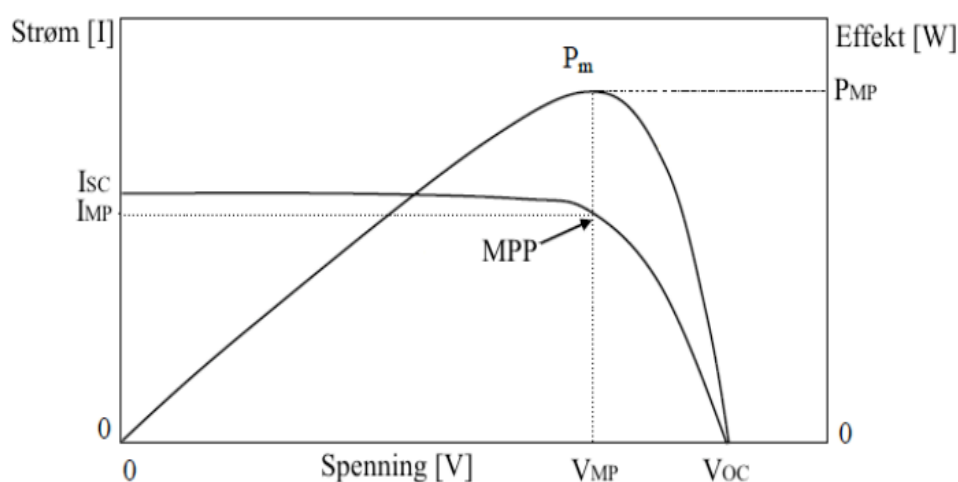
VEDLEGG D – DETALJERTE RESULTATER FRA SIMULERING I PVSYST

VEDLEGG E – PLANTEGNINGER AV OLAVSBU

## VEDLEGG A – SOLCELLER

### ELEKTRISK KARAKTERISTIKK

Den elektriske karakteristikk til en solcelle kan leses av en VI-kurve, en kurve som viser sammenheng mellom strøm og spenning for cellen når den eksponeres for sollys (PV Education, 2015a). Figur 1 viser VI-kurven for en belyst solcelle, der kurven er speilet om V-aksen fra fjerde- til førstekvadrant. Den genererte effekten vil være arealet under kurven. Solcellens maksimale effekt kan beregnes ved å eksponere solcellen for 1000 W/m<sup>2</sup>, måle en IV-kurve og kartlegge Maximum Power Point (MPP). MPP er punktet på IV-kurven som gir størst rektangel under kurven og dermed størst effekt.



**Figur A -1:** Karakteristikk for en solcelle. Maximum Power Point (MPP) er optimalt arbeidsområde som gir maksimal avgitt effekt,  $P_{max}$ . Spenning og strøm er ved MPP navngitt henholdsvis  $V_{MP}$  og  $I_{MP}$ . Videre er  $V_{OC}$  spenningen til cellen ved åpen krets og  $I_{SC}$  kortslutningsstrøm.

Den maksimale effekten til en solcelle kan beregnes ved formelen

$$P_{max} = V_{MP}I_{MP} \quad [W]$$

Der ,  $P_{max}$  er cellens avgitte effekt,  $I_{MP}$  er målt strøm gjennom cellen og  $V_{MP}$  er målt spenning over cellen ved MPP (PV Education, 2015b).

### SKYGNING

Når solceller skyggelegges delvis eller fullstendig av objekter som f.eks en bygningsdel, flaggstang, et blad eller snø, kalles det skygning. Ved fullstendig skygning av en celle, vil det i denne cellen ikke produseres noe strøm og det vil dermed ikke gå noe strøm i strengen som den skyggede cellen tilhører. Hver streng er utstyrt med en bypass-diode. All strømmen vil da gå gjennom bypassdioden og det avgis mindre effekt fra modulen.

Ved delvis skygning, vil den bestrålte delen av cellen fortsatt produsere og lede strøm. En andel av strømmen fra de fungerende strengene vil flyte gjennom den delvis skyggede cellen, resten vil flyte gjennom bypassdioden. Den delvis skyggede cellen vil bære den samme strømmen som de upåvirkede cellene i strengen, men cellen vil oppleve et relativt stort spenningsfall i sperreretningen. Cellen opptrer da som en leder der ledningsevnen er styrt av innfallende lys og effekten vil kun avgis i det belyste området. Ved delvis skygning har vi en situasjon der cellen går varm, noe som kan føre til skade på cellen - såkalt hot-spotting.

#### REFERANSER

PV Education (2015a). Photovoltaic effect. [www.pveducation.org](http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/photovoltaic-effect). Nedlastet 30. september 2015. <<http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/photovoltaic-effect>>

PV Education (2015b). IV Curve. [www.pveducation.org](http://www.pveducation.org). Nedlastet 30. september 2015. <<http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>>

## VEDLEGG B – TERMoeLEKTRISK GENERATOR (TEG)

Olavsbu bruker per i dag vedovn som oppvarmingskilde. Bruk av vedovn vil også kunne være aktuelt etter installasjon av et nytt energisystem, både for ekstra oppvarming på kalde vinterdager og for hyggenes skyld. Ved å bruke en Termoelektriske generatorer (TEG) kan du utnytte varmen ovnen avgir og omdanne den termiske energien til elektrisk energi. Grunnet dyre materialer og liten effektivitet, har slike generatorer per i dag et begrenset bruksområdet (Kjelstad, 2012). Likevel har TEG-en egenskaper som gjør den attraktiv som strømkilde på områder som ikke er tilknyttet nettet. Den er lydløs, kompakt, uten bevegelige deler og uavhengig av klimatiske forhold (Snyder, 2008).

Teknologien bak en TEG bygger på Seebeckeffekten. Seebeck oppdaget egenskapen materialer med frie ladningsbærere har til å omdanne varmeflyt til elektrisk effekt. I et materiale med en temperaturgradient, vil frie ladningsbærere diffundere raskere til den kalde delen. Den kalde siden for dermed en høyere konsentrasjon av ladningsbærere og det dannes et elektrisk felt (Kjelstad, 2012). En TEG består av to halvledende materialer, et dopet til n-type og et dopet til p-type, koblet i serie (PN-kobling). TEG-en plasseres ved en kilde med varm temperatur på den ene siden av modulen og et sluk med lav temperatur ved andre siden av modulen. Frie ladningsbærere vil drive fra varm til kald side av modulen. Dette gir opphav til en spenning. Spenningen er proporsjonal med temperaturdifferansen og avhengig av Seebeckkoeffisienten (Mastbergen, 2008):

$$U = \alpha \Delta T \quad [V]$$

der  $U$  [V] er spenningen,  $\alpha$  [V/K] er Seebeckkoeffisienten og  $\Delta T$  [K] er temperaturdifferansen i materialet.

Seebeckkoeffisienten varierer for ulike materialer. Et materiale med høy elektrisk ledningsevne og lav varmeledningsevne anses å være et godt termoelektrisk materiale og har en Seebeckkoeffisient mellom  $100 \mu\text{V/K}$  og  $300 \mu\text{V/K}$ . Jo flere PN-koblinger som er koblet sammen i serie, desto høyere blir modulens spenning. Ved å koble til en last til en ekstern krets, vil spenningen drive en strøm og vi får avgitt effekt. Virkningsgraden til en TEG avhenger av temperaturforskjellen mellom varm og kald side av modulen samt de termoelektriske egenskapene til materialet.

### REFERANSER

Kjelstad, T. (2012). *Termisk ledningsevne og nanostruktur i  $\text{La}_{0.7}\text{Sr}_{0.3}\text{CoO}_{3-\delta}$  ( $0 < \delta < 0,15$ )*. Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitet i Oslo.

Snyder, G. J. (2008). *Small thermoelectric generators*. [Internett] Tilgjengelig fra: <[http://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal08/fal08\\_p54-56.pdf](http://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal08/fal08_p54-56.pdf)> (Nedlastet 20. januar 2015)

Mastbergen, D. (2008). *Development and optimization of stove-powered TEG*. Department of Mechanical Engineering, Colorado State University, Colorado USA.

## VEDLEGG C – DETALJERTE RESULTATER FOR ENERGIBEHOV

**Tabell C-1 – Tabell C-4** presenterer resultater fra beregninger av energibehov for hyttene ved de ulike energiscenariene lagt fram i kapittel 6.1

**Tabell C-1:** *Energiforbruk Olavsbu øvre og nedre hytte ved scenario 1 (8 °C, 18 °C)*

Måned	Øvre hytte [kWh]	Nedre hytte [kWh]	Totalt [kWh]
Januar	25	50	75
Februar	1200	1900	3100
Mars	2700	4150	6850
April	1700	2800	4500
Mai	1700	2800	4500
Juni	950	1650	2600
Juli	1350	2250	3600
August	1400	2350	3750
September	1250	2100	3350
Oktober	550	1000	1550
November	25	50	75
Desember	25	50	75
<b>Totalt</b>	<b>12 875</b>	<b>21 150</b>	<b>34 025</b>

\*Tar du høyde for energitilførsel gjennom vindu og besøkende på om lag 4800 kWh i løpet av året, vil det årlige energiforbruket i scenario 1 være om lag 29 200 kWh.

**Tabell C-2:** *Energiforbruk Olavsbu øvre og nedre hytte ved scenario 2 (12 °C, 20 °C)*

Måned	Øvre hytte [kWh]	Nedre hytte [kWh]	Totalt [kWh]
Januar	25	50	75
Februar	1450	2250	3700
Mars	3100	4800	7900
April	2200	3500	5700
Mai	2350	3800	6150
Juni	1600	2650	4250
Juli	2000	3300	5300
August	2100	3400	5500
September	1900	3100	5000
Oktober	900	1300	2200
November	25	50	75
Desember	25	50	75
<b>Totalt</b>	<b>17 675</b>	<b>28 250</b>	<b>45 925</b>

\*Tar du høyde for energitilførsel gjennom vindu og besøkende på om lag 4800 kWh i løpet av året, vil det årlige energiforbruket i scenario 2 være om lag 41 100 kWh.

**Tabell C-3:** *Energiforbruk Olavsbu øvre og nedre hytte ved scenario 3 (10 °C, 18 °C)*

<b>Måned</b>	<b>Øvre hytte [kWh]</b>	<b>Nedre hytte [kWh]</b>	<b>Totalt [kWh]</b>
Januar	25	50	75
Februar	1300	2050	3350
Mars	2850	4400	7250
April	1950	3100	5050
Mai	2000	3300	5300
Juni	1250	2150	3400
Juli	1650	2750	4400
August	1700	2850	4550
September	1550	2550	4100
Oktober	700	1050	1750
November	25	50	75
Desember	25	50	75
<b>Totalt</b>	<b>15025</b>	<b>24350</b>	<b>39375</b>

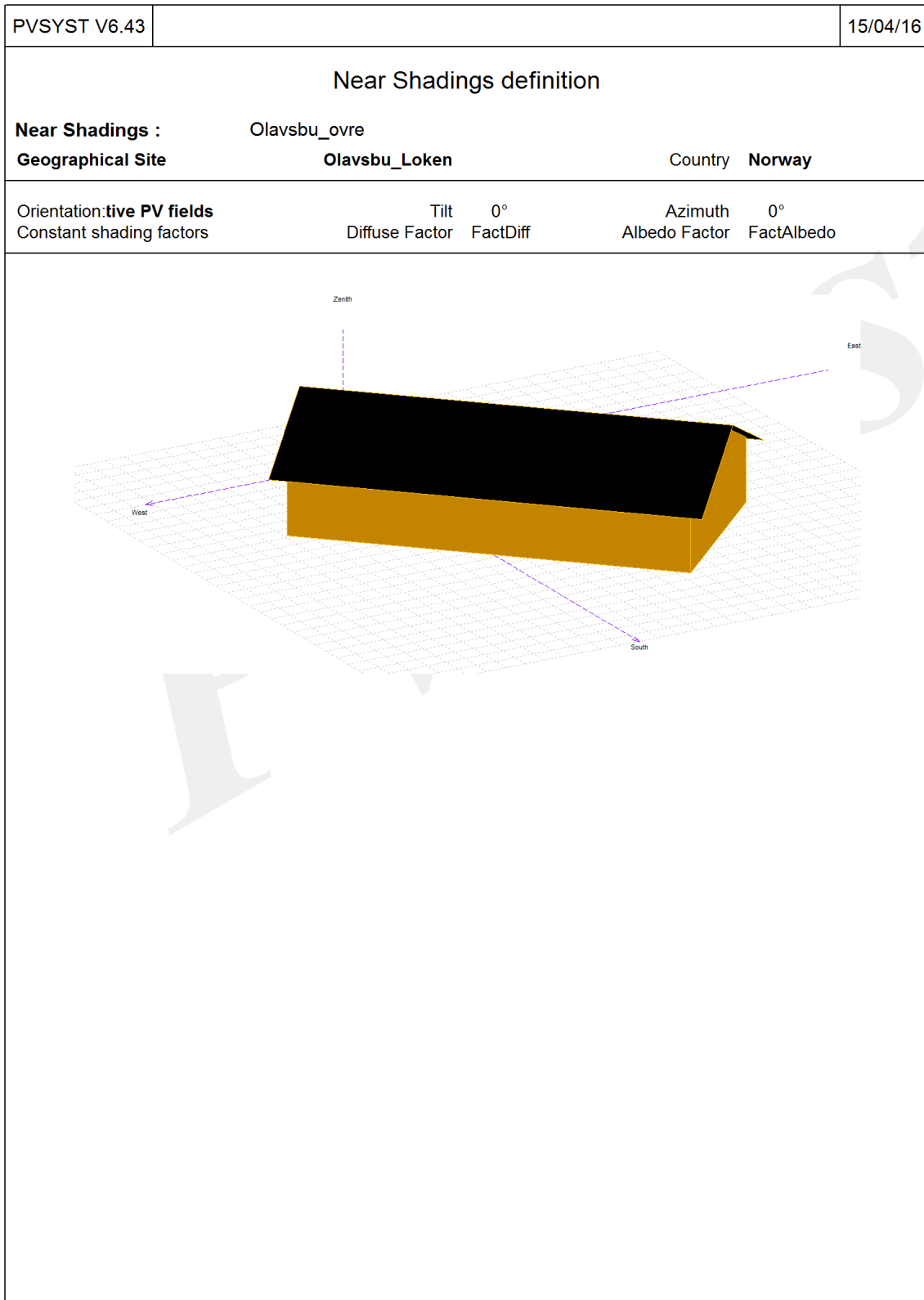
\*Tar du høyde for energitilførsel gjennom vindu og besøkende på om lag 4800 kWh i løpet av året, vil det årlige energiforbruket i scenario 3 være om lag 34 600 kWh.

**Tabell C-4:** *Energiforbruk Olavsbu øvre og nedre hytte ved scenario 4 (10 °C, 15 °C)*

<b>Måned</b>	<b>Øvre hytte [kWh]</b>	<b>Nedre hytte [kWh]</b>	<b>Totalt [kWh]</b>
Januar	25	50	75
Februar	1300	2000	3300
Mars	2700	4100	6800
April	1900	3000	4900
Mai	1900	3150	5050
Juni	1200	2000	3200
Juli	1600	2600	4200
August	1650	2700	4350
September	1450	2400	3850
Oktober	700	1100	1800
November	25	50	75
Desember	25	50	75
<b>Totalt</b>	<b>14475</b>	<b>23200</b>	<b>37675</b>

\*Tar du høyde for energitilførsel gjennom vindu og besøkende på om lag 4800 kWh i løpet av året, vil det årlige energiforbruket i scenario 4 være om lag 32 900 kWh.

## VEDLEGG D – DETALJERTE RESULTATER FRA SIMULERING I PVSYST



**Figur D-1:** Illustrasjon av Olavsbu – øvre hytte uten tilbygg i Pvsyst.



PVSYST V6.43		11/06/16	Page 1/4																										
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>																													
<b>Project :</b>	<b>Olavsbu</b>																												
<b>Geographical Site</b>	<b>Olavsbu_MetoNorm</b>	<b>Country</b>	<b>Norway</b>																										
<b>Situation</b>	Latitude 61.5°N	<b>Longitude</b>	8.3°E																										
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	<b>Altitude</b>	1440 m																										
Monthly albedo values	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Jan.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Apr.</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>Aug.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dec.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Albedo</td> <td>0.90</td> <td>0.90</td> <td>0.70</td> <td>0.70</td> <td>0.40</td> <td>0.40</td> <td>0.30</td> <td>0.30</td> <td>0.30</td> <td>0.30</td> <td>0.90</td> <td>0.90</td> </tr> </tbody> </table>				Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Albedo	0.90	0.90	0.70	0.70	0.40	0.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.90	0.90
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.																	
Albedo	0.90	0.90	0.70	0.70	0.40	0.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.90	0.90																	
<b>Meteo data:</b>	<b>Olavsbu_MetoNorm</b> Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=76% - Synthetic																												
<b>Simulation variant :</b>	<b>Olavsbu_sim_Metonorm</b>																												
	Simulation date 11/06/16 15h37																												
<b>Simulation parameters</b>																													
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	26°	Azimuth 45°																										
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm																										
<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°																											
<b>Near Shadings</b>	No Shadings																												
<b>PV Array Characteristics</b>																													
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>Poly 60 Wp 36 cells</b>																										
<small>Original PVsyst database</small>	Manufacturer	Generic																											
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 2 strings																										
Total number of PV modules	Nb. modules	32	Unit Nom. Power 60 Wp																										
Array global power	Nominal (STC)	<b>1920 Wp</b>	At operating cond. 1710 Wp (50°C)																										
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	239 V	I mpp 7.2 A																										
Total area	Module area	<b>17.8 m²</b>	Cell area 15.0 m²																										
<b>Inverter</b>																													
<small>Original PVsyst database</small>	Model	<b>3 kWac inverter</b>																											
Characteristics	Manufacturer	Generic																											
	Operating Voltage	125-440 V	Unit Nom. Power 3.00 kWac																										
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.0 kWac																										
<b>PV Array loss factors</b>																													
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																										
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	571 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC																										
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %																										
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP																										
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.10																										
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)																												

### Grid-Connected System: Horizon definition

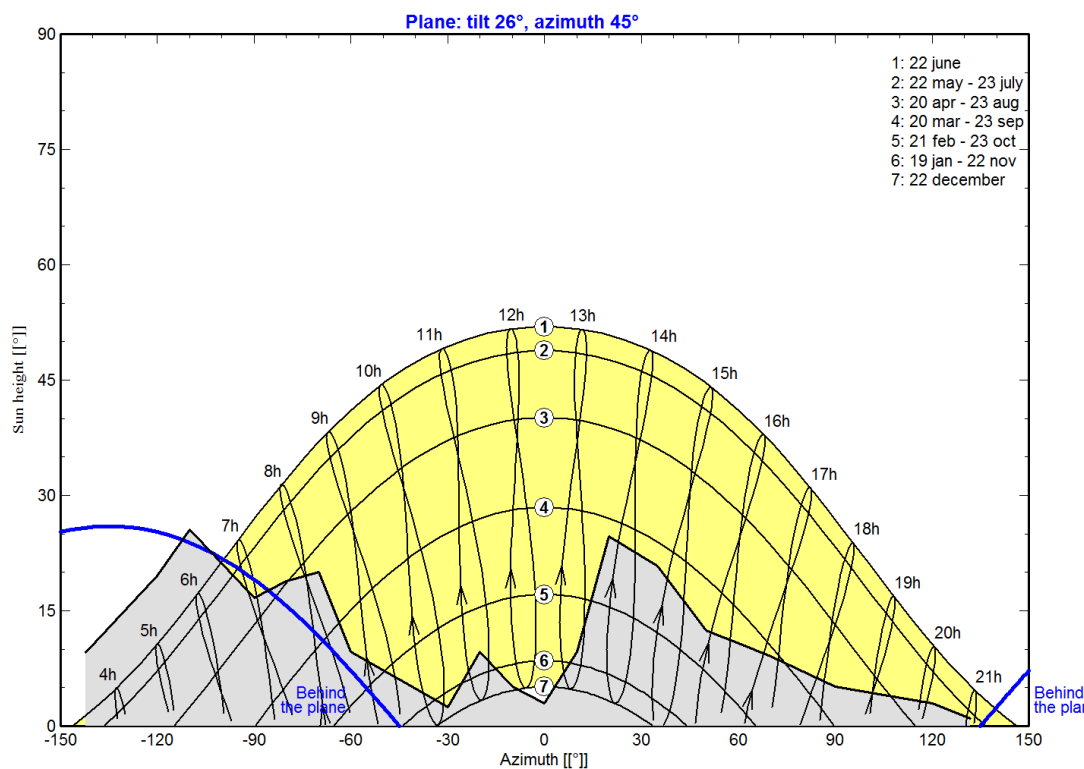
**Project :** Olavsbu  
**Simulation variant :** Olavsbu\_sim\_Metonorm

<b>Main system parameters</b>		System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°			
PV Field Orientation	tilt	26°		azimuth	45°
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells		Pnom	60 Wp
PV Array	Nb. of modules	32		Pnom total	<b>1920 Wp</b>
Inverter	Model	3 kWac inverter		Pnom	3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)				

<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°	Diffuse Factor	0.93
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.42

Height [°]	9.6	19.5	25.6	16.7	18.8	20.0	9.7	2.5	9.7	5.1
Azimuth [°]	-142	-120	-110	-90	-80	-70	-60	-30	-20	-10
Height [°]	3.0	9.7	24.7	20.8	12.4	10.8	9.1	5.1	3.0	1.0
Azimuth [°]	0	10	20	35	50	60	70	90	120	132

**Horizon line at OlaLegal Time**



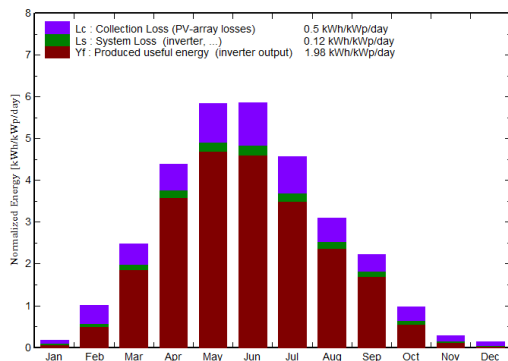
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Olavsbu  
**Simulation variant :** Olavsbu\_sim\_Metonorm

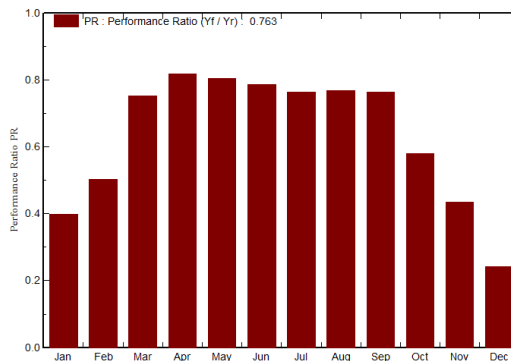
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°	
PV Field Orientation	tilt	26°	
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells	azimuth 45°
PV Array	Nb. of modules	32	Pnom 60 Wp
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom total <b>1920 Wp</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		Pnom 3000 W ac

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 1385 kWh/year** Specific prod. 722 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR **76.3 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1920 Wp



Performance Ratio PR



**Olavsbu\_sim\_Metonorm**  
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
<b>January</b>	4.0	-8.69	5.5	3.3	5.6	4.2	5.68	4.31
<b>February</b>	17.3	-9.72	28.2	16.3	30.8	27.2	6.14	5.42
<b>March</b>	57.5	-7.73	76.9	62.1	118.2	111.3	8.63	8.12
<b>April</b>	109.0	-2.22	131.8	116.7	216.9	207.0	9.24	8.82
<b>May</b>	167.2	1.94	180.9	162.1	292.4	279.6	9.08	8.68
<b>June</b>	170.8	5.85	175.8	156.7	278.8	265.9	8.90	8.49
<b>July</b>	140.9	9.20	141.8	125.8	220.1	208.4	8.71	8.25
<b>August</b>	88.3	7.88	95.9	84.7	150.7	141.5	8.83	8.29
<b>September</b>	55.7	3.56	66.9	57.8	105.3	98.2	8.84	8.24
<b>October</b>	23.6	-1.64	29.9	20.7	37.9	33.3	7.11	6.25
<b>November</b>	5.8	-5.87	8.4	5.3	9.1	7.0	6.10	4.68
<b>December</b>	2.3	-8.58	4.0	1.5	2.6	1.9	3.62	2.61
<b>Year</b>	<b>842.5</b>	<b>-1.28</b>	<b>945.9</b>	<b>813.1</b>	<b>1468.5</b>	<b>1385.4</b>	<b>8.71</b>	<b>8.22</b>

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

PVSYST V6.43											11/06/16	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>												
<b>Project :</b>		<b>Olavsbu_Loken</b>										
<b>Geographical Site</b>												
<b>Situation</b>		Latitude	61.5°N	Longitude	8.3°E							
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	1440 m							
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.90	0.90	0.70	0.70	0.40	0.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.90	0.90
<b>Meteo data:</b>		<b>Olavsbu_Loken</b> ASCII file - Imported										
<b>Simulation variant :</b>		<b>Olavsbu_Loken</b>										
		Simulation date 17/04/16 15h22										
<b>Simulation parameters</b>												
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt	26°	Azimuth	45°							
<b>Models used</b>		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteororm							
<b>Horizon</b>		Average Height	11.6°									
<b>Near Shadings</b>		No Shadings										
<b>PV Array Characteristics</b>												
<b>PV module</b>		Si-poly	Model	<b>Poly 60 Wp 36 cells</b>								
<small>Original PVsyst database</small>		Manufacturer	Generic									
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	2 strings							
Total number of PV modules		Nb. modules	40	Unit Nom. Power	60 Wp							
Array global power		Nominal (STC)	<b>2400 Wp</b>	At operating cond.	2137 Wp (50°C)							
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	298 V	I mpp	7.2 A							
Total area		Module area	<b>22.3 m<sup>2</sup></b>	Cell area	18.7 m <sup>2</sup>							
<b>Inverter</b>												
<small>Original PVsyst database</small>		Model	<b>3 kWac inverter</b>									
Characteristics		Manufacturer	Generic									
Inverter pack		Operating Voltage	125-440 V	Unit Nom. Power	3.00 kWac							
		Nb. of inverters	1 units	Total Power	3.0 kWac							
<b>PV Array loss factors</b>												
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s							
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	714 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC							
Module Quality Loss					Loss Fraction	2.5 %						
Module Mismatch Losses					Loss Fraction	1.0 % at MPP						
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05							
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)										

### Grid-Connected System: Horizon definition

**Project :** Olavsbu\_Loken

**Simulation variant :** Olavsbu\_Loken

**Main system parameters**

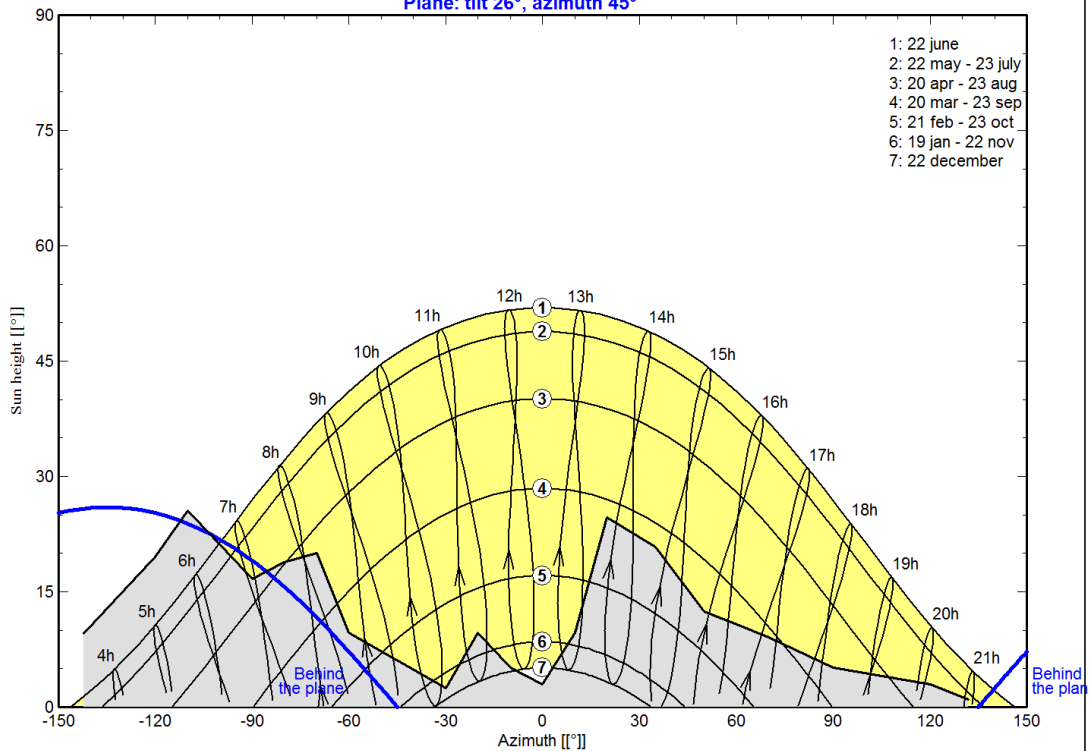
	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°	
PV Field Orientation	tilt	26°	
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells	azimuth 45°
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total <b>2400 Wp</b>
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°	Diffuse Factor	0.93
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.42

Height [°]	9.6	19.5	25.6	16.7	18.8	20.0	9.7	2.5	9.7	5.1
Azimuth [°]	-142	-120	-110	-90	-80	-70	-60	-30	-20	-10
Height [°]	3.0	9.7	24.7	20.8	12.4	10.8	9.1	5.1	3.0	1.0
Azimuth [°]	0	10	20	35	50	60	70	90	120	132

#### Horizon line at OlaLegal Time

Plane: tilt 26°, azimuth 45°



### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Olavsbu\_Loken

**Simulation variant :** Olavsbu\_Loken

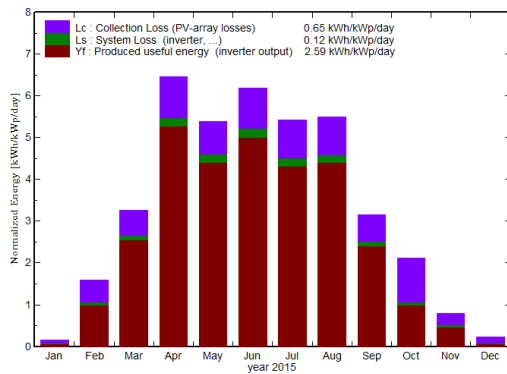
**Main system parameters**

<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Horizon</b>	Average Height	11.6°	
PV Field Orientation	tilt	26°	azimuth 45°
PV modules	Model	Poly 60 Wp 36 cells	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total <b>2400 Wp</b>
Inverter	Model	3 kWac inverter	Pnom 3000 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

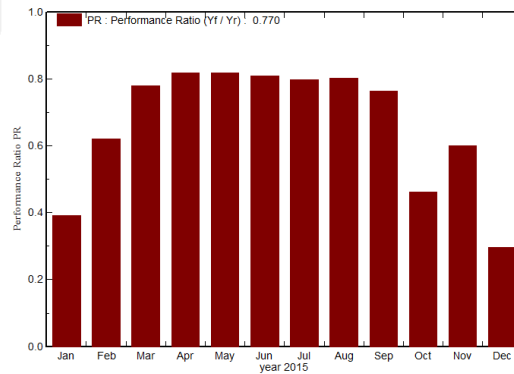
**Main simulation results**

System Production	<b>Produced Energy</b>	<b>2266 kWh/year</b>	Specific prod.	944 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	77.0 %		

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2400 Wp**



**Performance Ratio PR**



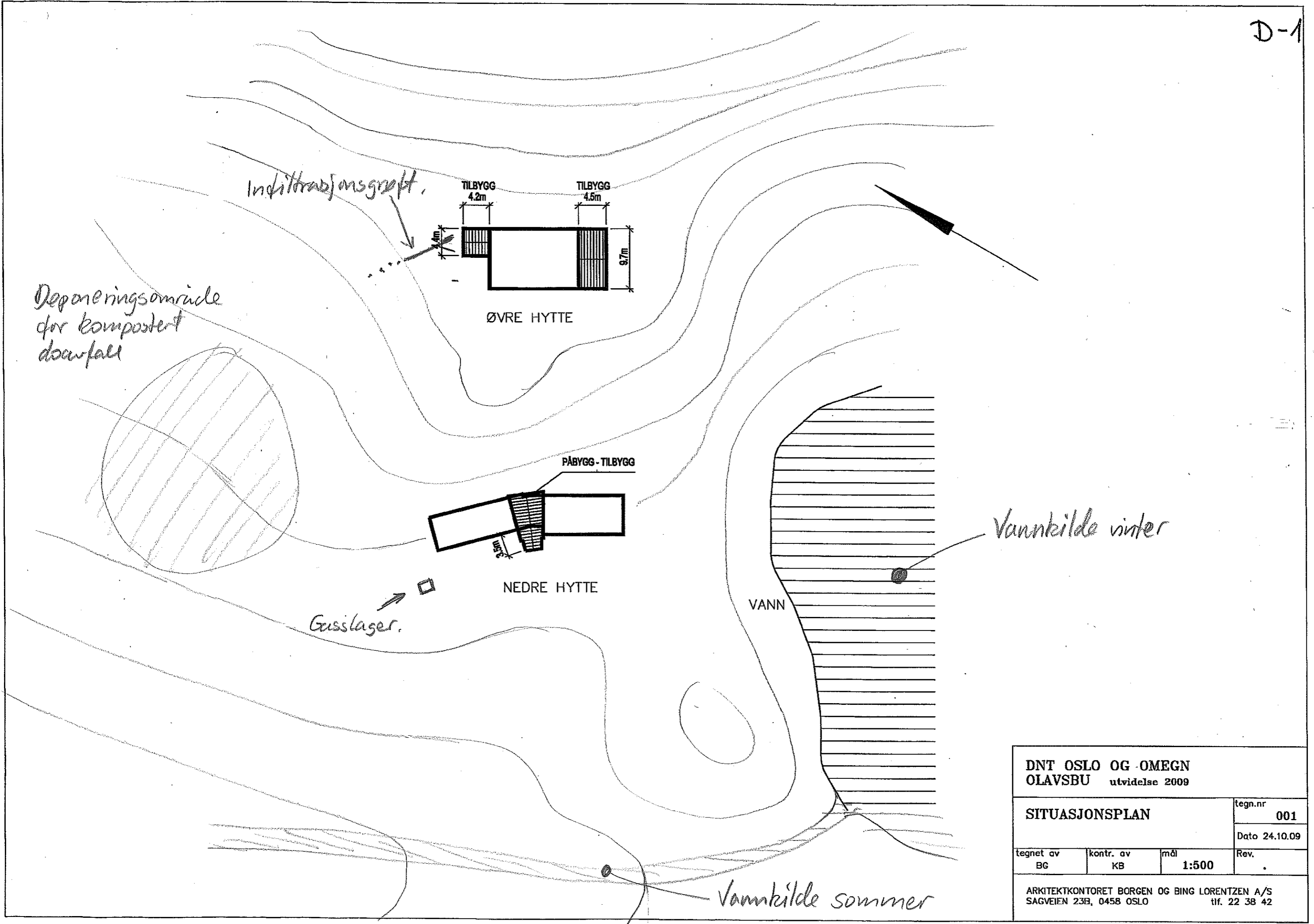
**Olavsbu\_Loken**  
**Balances and main results**

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
Jan. 15	4.2	-8.70	5.0	3.1	6.3	4.7	5.63	4.21
Feb. 15	27.5	-9.70	44.5	29.6	71.0	66.4	7.16	6.70
Mar. 15	71.6	-7.69	101.1	84.6	198.4	189.5	8.81	8.41
Apr. 15	136.5	-2.20	193.8	175.5	394.8	380.5	9.15	8.82
May 15	140.7	1.90	167.3	154.0	342.5	328.3	9.20	8.81
June 15	164.6	5.80	185.4	171.9	375.8	360.7	9.10	8.74
July 15	145.9	9.20	168.0	155.7	335.8	321.7	8.98	8.60
Aug. 15	132.6	7.90	170.5	158.0	341.7	328.3	9.00	8.65
Sep. 15	64.4	3.60	94.4	81.3	181.8	173.2	8.65	8.24
Oct. 15	35.4	-1.60	65.8	33.9	78.6	73.1	5.37	4.99
Nov. 15	13.4	-5.90	23.6	15.7	37.1	34.1	7.04	6.48
Dec. 15	4.0	-8.60	7.2	3.2	6.7	5.1	4.17	3.20
Year	940.9	-1.28	1226.7	1066.4	2370.5	2265.6	8.68	8.29

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

## VEDLEGG E – PLANTEGNINGER AV OLAVSBU

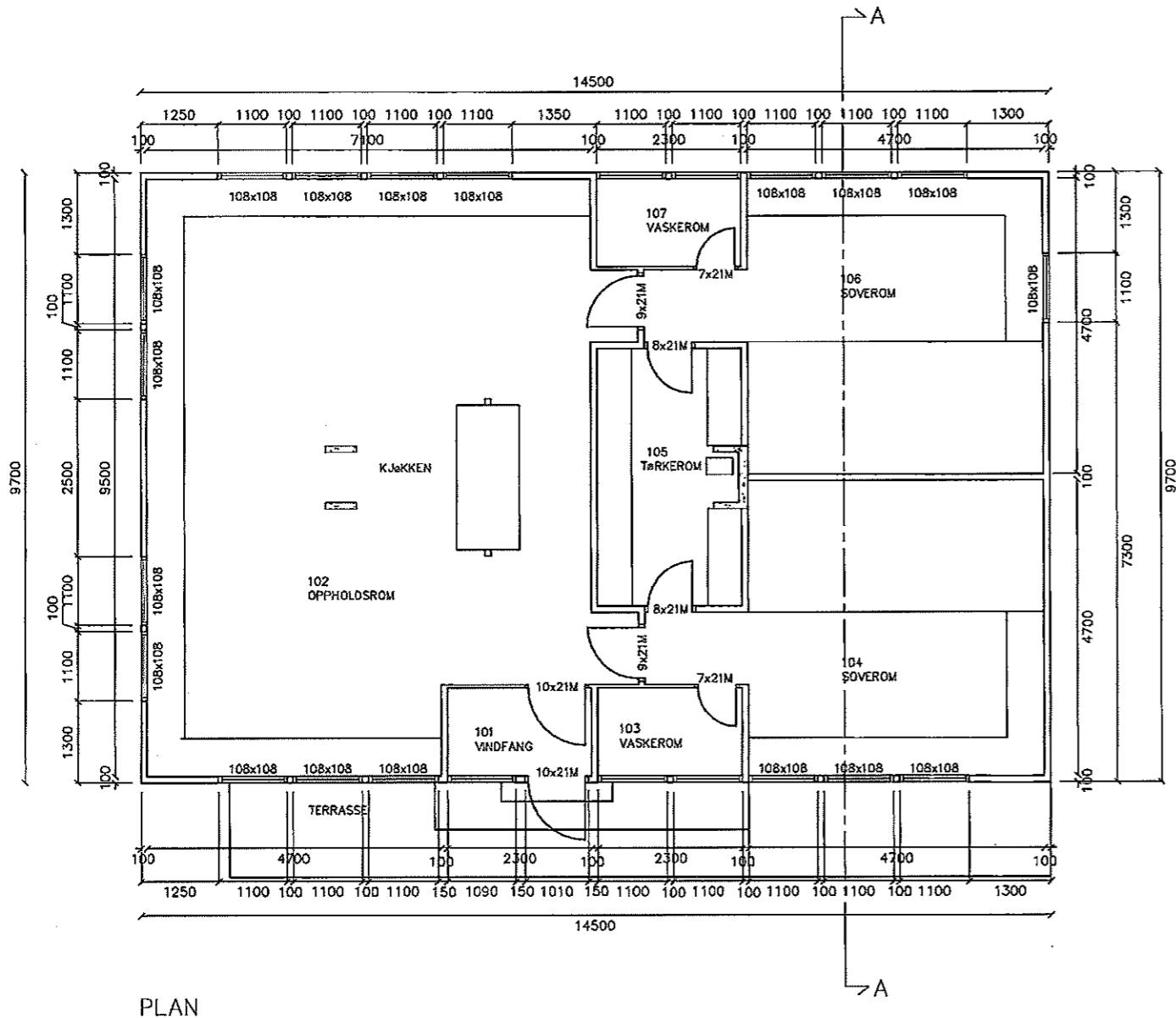
- 1) SITUASJONSTEGNING. SIDE 93
- 2) ØVRE HYTTE. SIDE 94 – 99
- 3) NEDRE HYTTE, PLAN 1. SIDE 100
- 4) NEDRE HYTTE, PLAN 2. SIDE 101



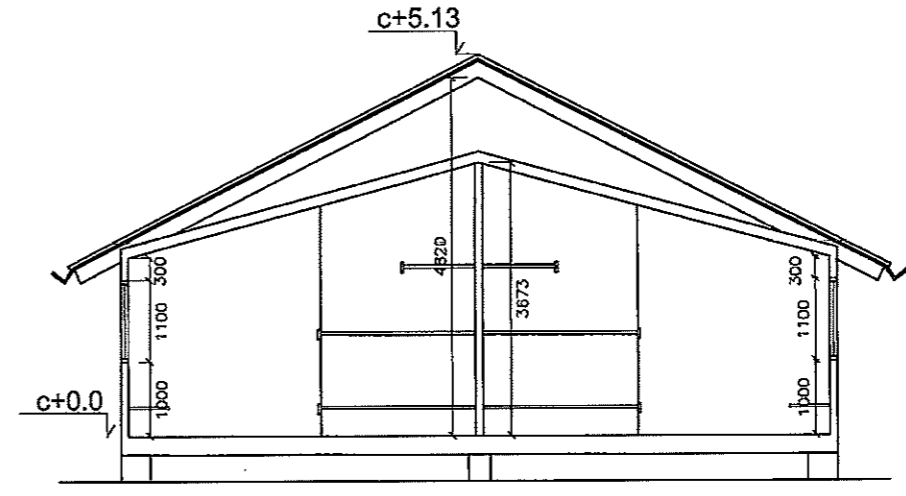
DNT OSLO OG OMEGN OLAVSBU utvidelse 2009			
SITUASJONSPLAN			tegn.nr 001
			Dato 24.10.09
tegnet av BG	kontr. av KB	mål 1:500	Rev. .
ARKITEKTKONTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			



DENNE TEGNINGEN ER BASERT PÅ UNDERLAG FRA BING LORENTZEN INNGANGSPARTIET ER REVIDERT I HHT. EKSISTERENDE SITUASJON.



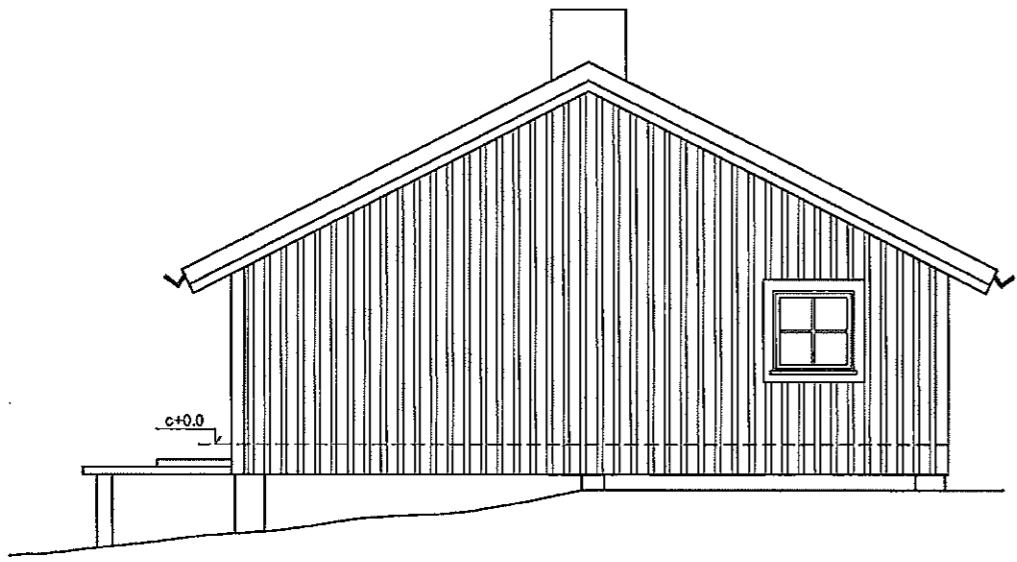
PLAN



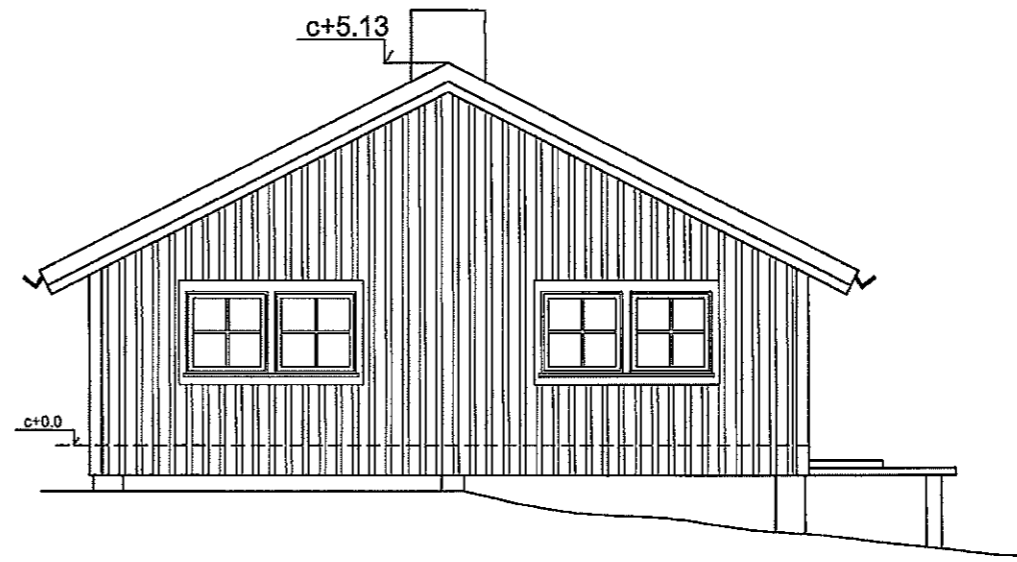
SNITT A-A

Tegningens navn		EKSISTERENDE SITUASJON ØVRE HYTTE	
Plan / Snitt		Plan / Snitt	
Mål	1:100	Tegnet av	CS
Prosjekt No.	08060	Serie	A
Rev		Nr	015
Date	01.08.08	Rev	
Prosjekt			
DNT Oslvsbu Jotunheimen			
BH	DNT Oslo og Omegn Prosjekt / Tegning: DNT 080 PERSTILAN, SUNDØY	TEL: 22622800 MOR: 9822045 TEL: 6758918	
ARK	Sivilarkitekt M.NAL Løkenveien 22, 1958 Solbakk		
Rev	Date	Tekst	

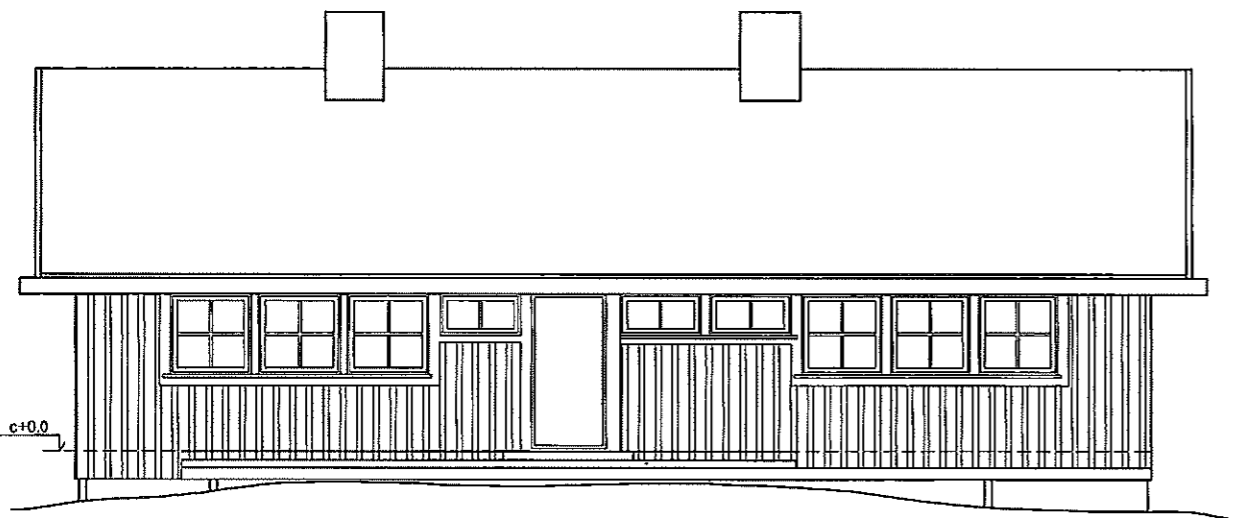
DENNE TEGNINGEN ER BASERT  
 PÅ UNDERLAG FRA BING LORENTZEN  
 INNGANGSPARTIET ER REVIDERT I HHT.  
 EKSISTERENDE SITUASJON.



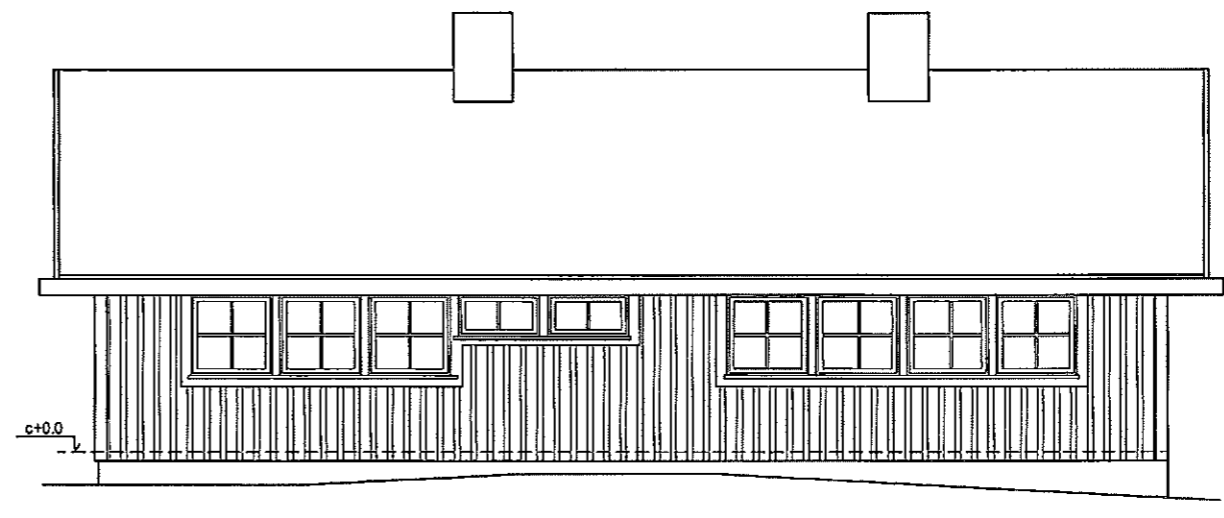
1 FASADE SYD ØST



2 FASADE NORD VEST

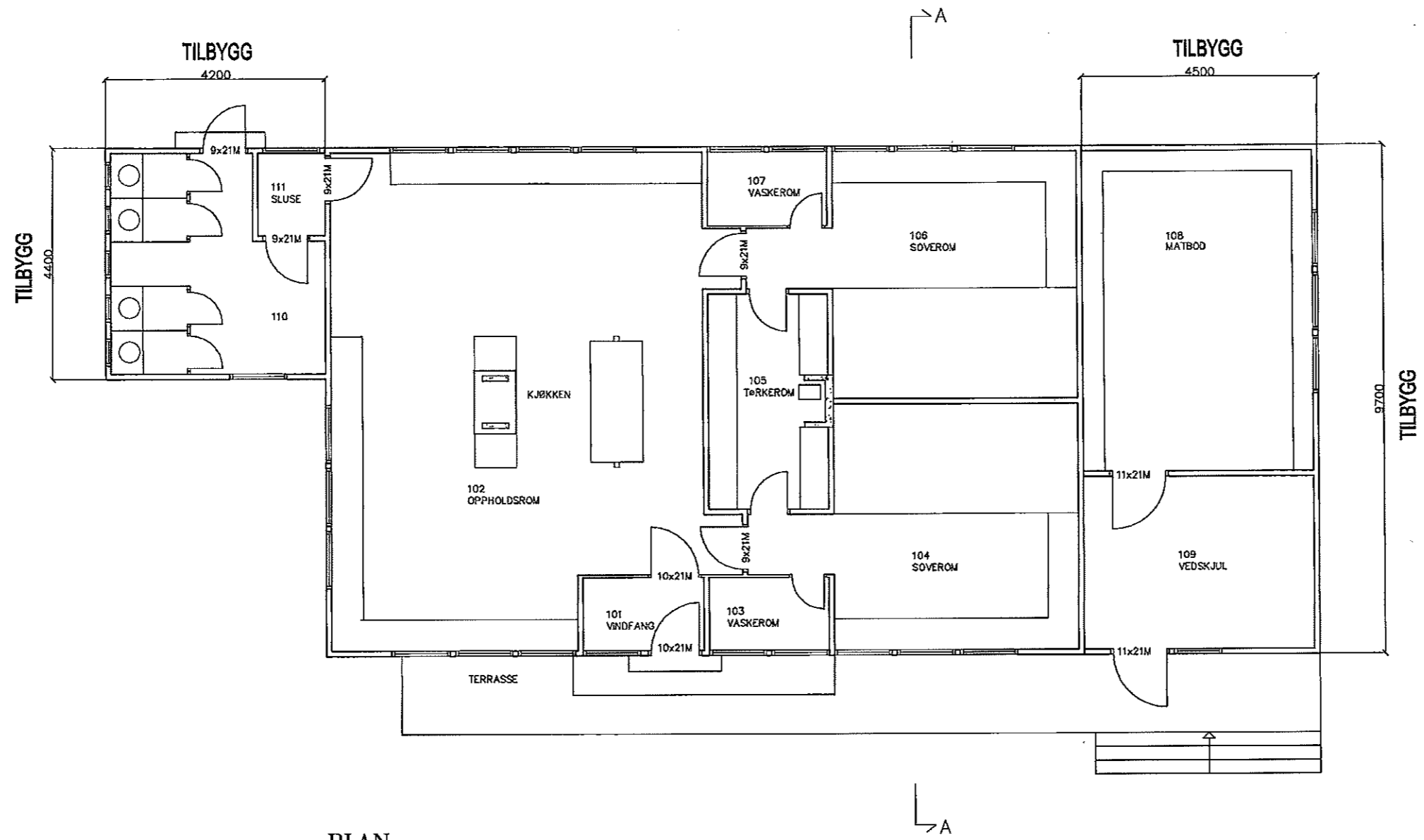


3 FASADE SYD VEST

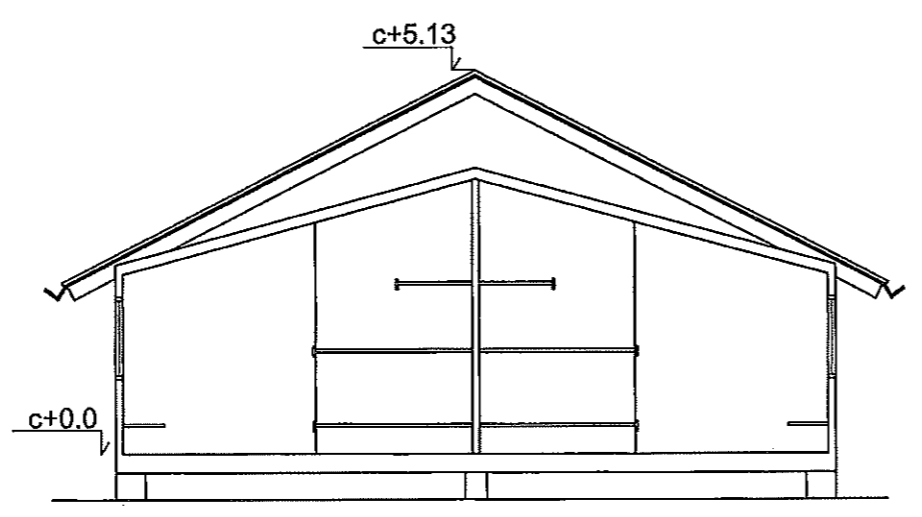


4 FASADE NORD ØST

Tegningens navn		EKSISTERENDE SITUASJON ØVRE HYTTE		Date		Rev	
Mål		Tegnet av		CS		01.08.08	
1:100		CS		A		021	
Prosjekt No.		08060		Serie		A	
DNT Oslo og Omegn		DNT Oslo og Omegn		Til. 22922800		Til. 22922800	
Prosjekt i Sjørum 6/91 Opp		Prosjekt i Sjørum 6/91 Opp		Mob. 90827045		Mob. 90827045	
ERIK STIAN SLUBBY		ERIK STIAN SLUBBY		Til. 6793918		Til. 6793918	
Sivilarkitekt M.NAL		Sivilarkitekt M.NAL		DNT Oslo og Omegn		DNT Oslo og Omegn	
Lektoren 22, 1989 Statist		Lektoren 22, 1989 Statist		BH		ARK	
Rev	Date	Tilset					

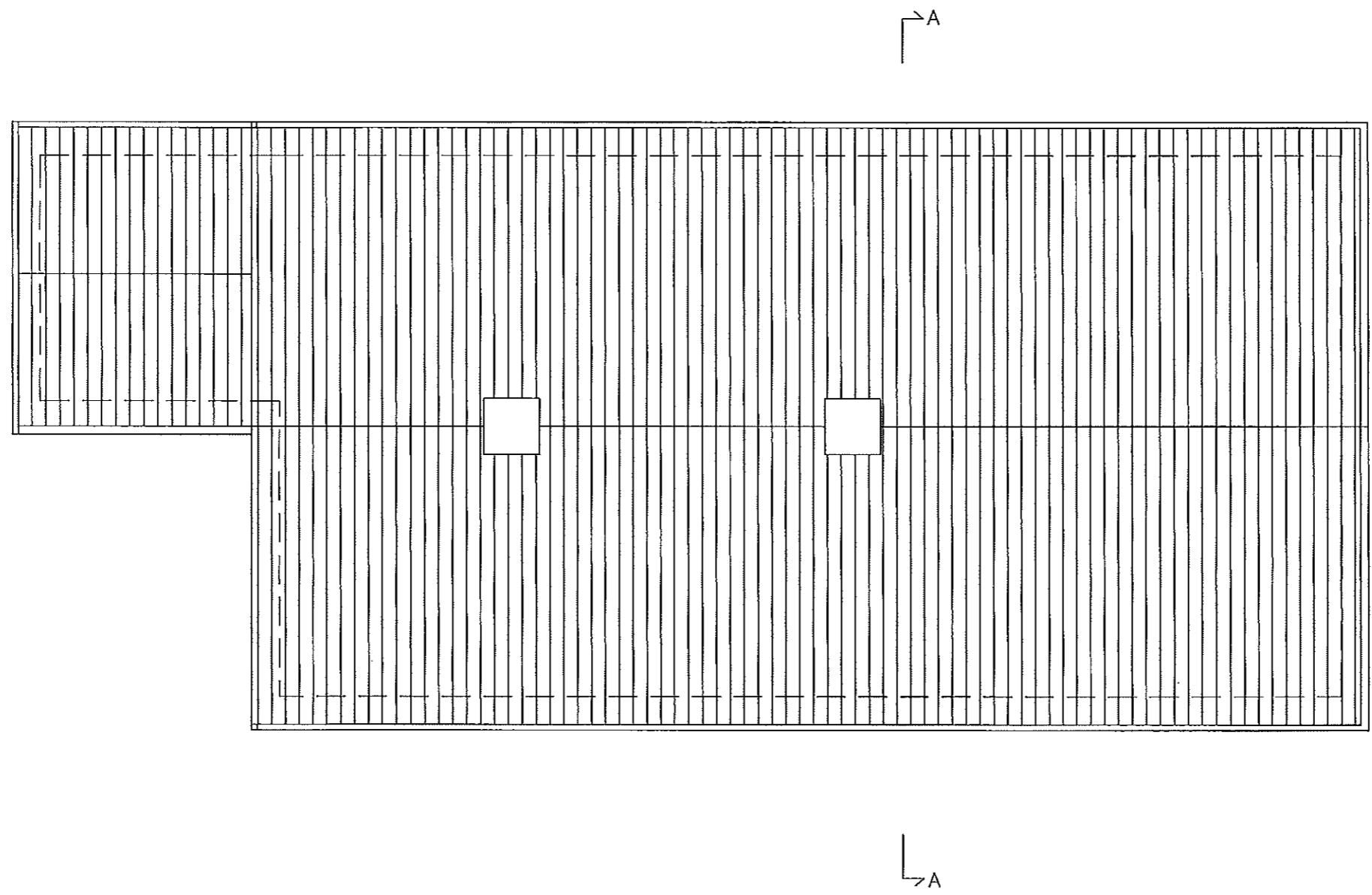


PLAN

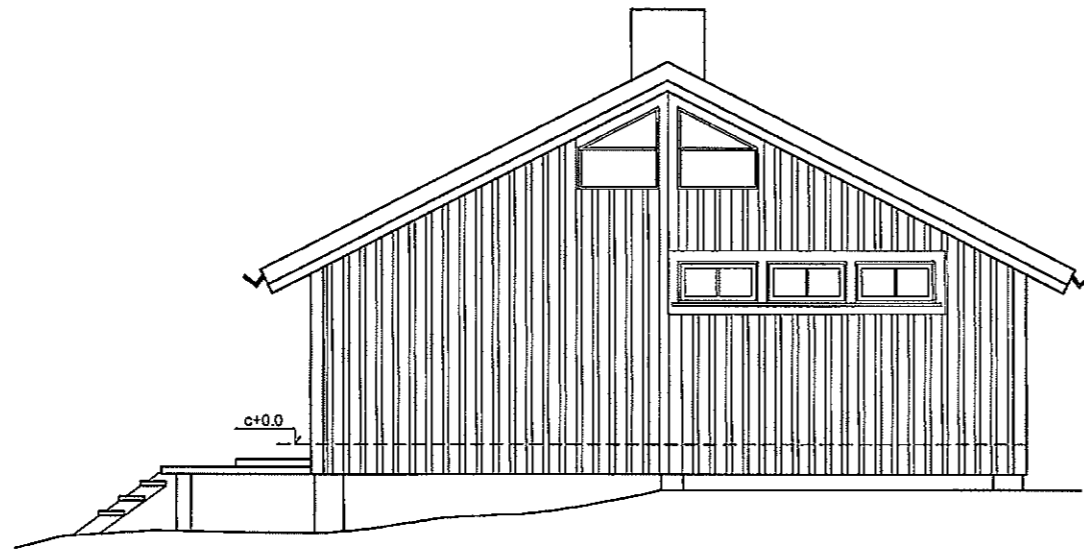


SNITT A-A

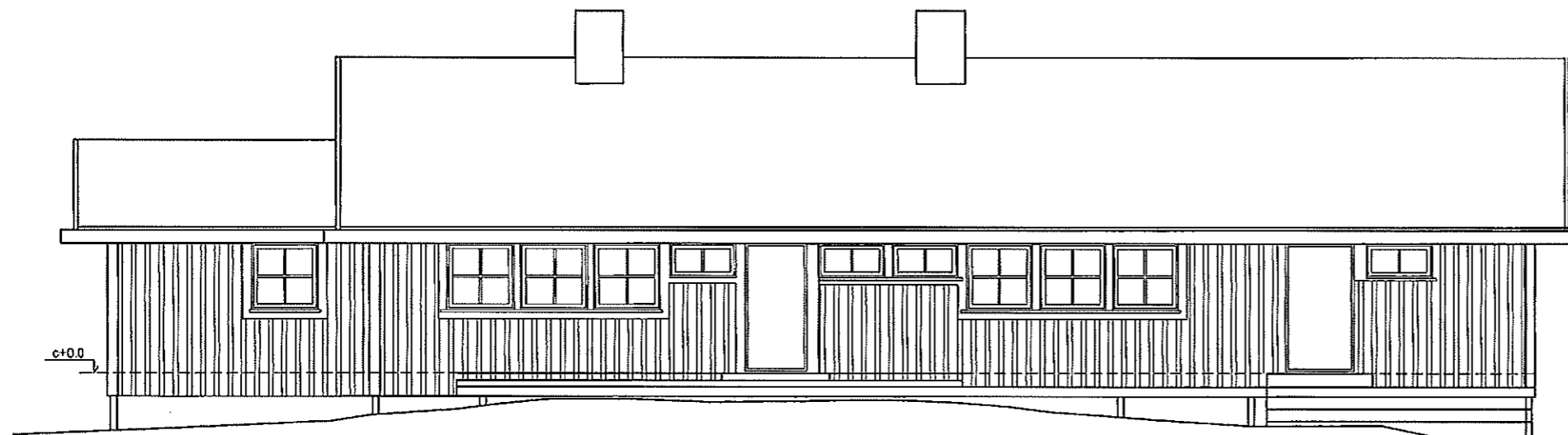
DNT OSLO OG OMEGN			
OLAVSBU-ØVRE HYTTE utvidelse 2009			
PLAN 1.ETASJE			tegn.nr
SNITT			100
			Dato 24.10.09
tegnet av	kontr. av	mål	Rev.
· BG	KB	1:100	.
ARKITEKTKONTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S			
SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			



DNT OSLO OG OMEGN			
OLAVSBU-ØVRE HYTTE utvidelse 2009			
TAKPLAN			tegn.nr 101
			Dato 24.10.09
tegnet av BG	kontr. av KB	mål 1:100	Rev. .
ARKITEKKTOKTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S			
SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			

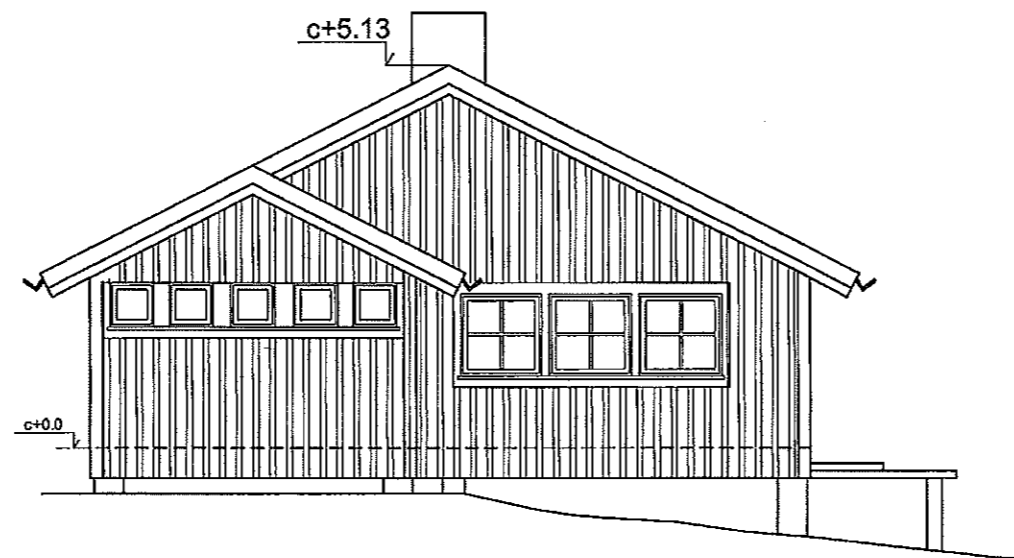


FASADE SYDØØST

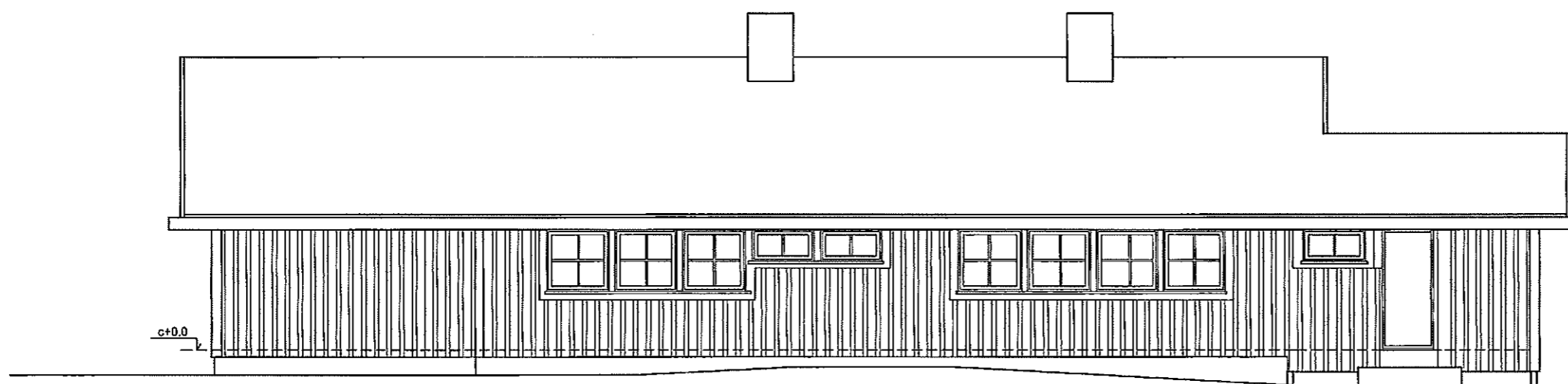


FASADE SYD VEST

DNT OSLO OG OMEGN			
OLAVSBU-ØVRE HYTTE utvidelse 2009			
FASADE SYD ØST			tegn.nr
FASADE SYD VEST			102
			Dato 24.10.09
tegnet av	kontr. av	mål	Rev.
BG	KB	1:100	.
ARKITEKKTOKTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S			
SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			

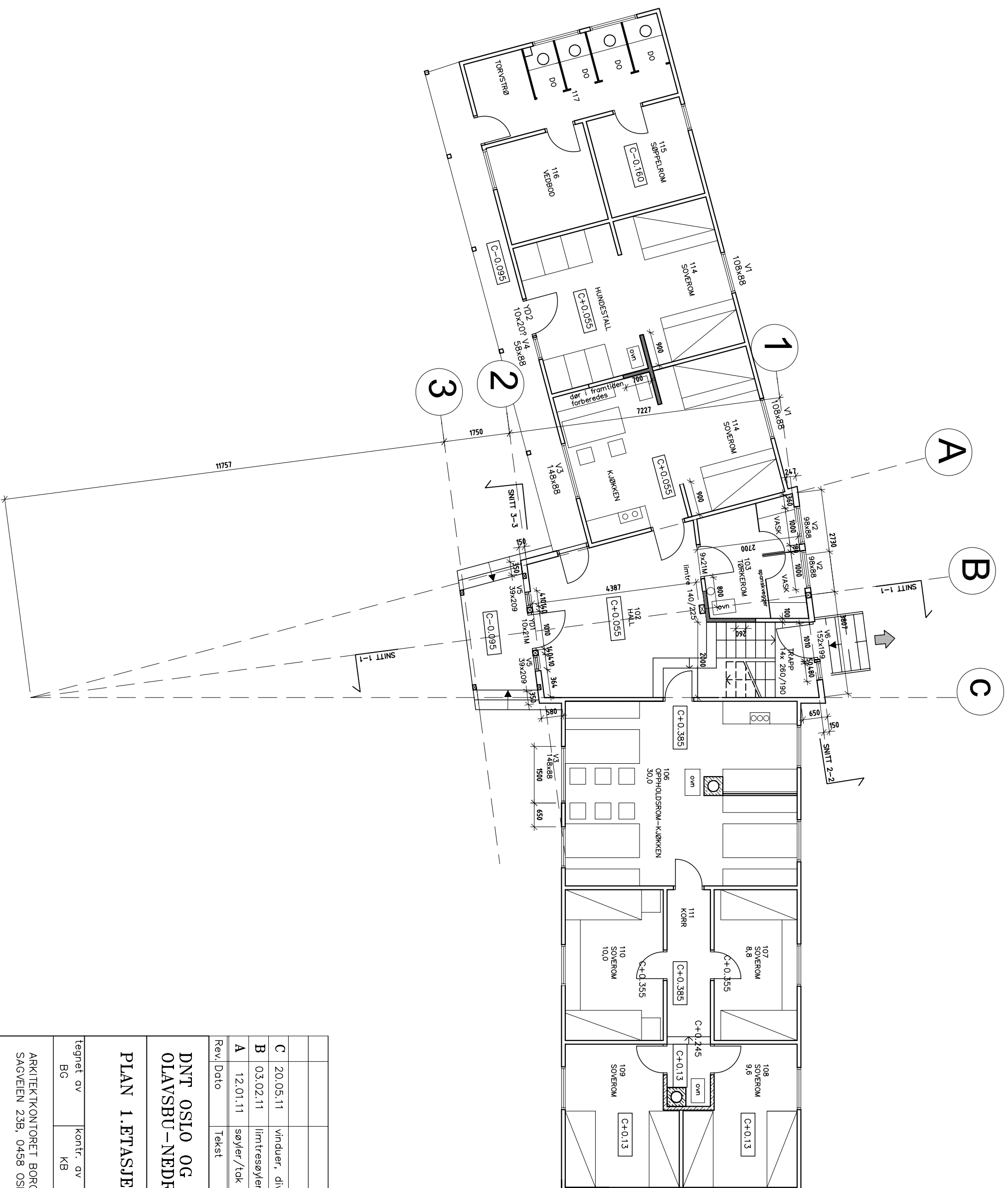


FASADE NORD VEST



FASADE NORD ØST

DNT OSLO OG OMEGN			
OLAVSBU-ØVRE HYTTE utvidelse 2009			
FASADE NORD ØST			tegn.nr
FASADE NORDVEST			103
			Dato 24.10.09
tegnet av	kontr. av	mål	Rev.
BG	KB	1:100	.
ARKITEKTKONTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S			
SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			



Rev.	Dato	Tekst	Ktr.
A	12.01.11	søyler/tak mot syd beholdes, div.fos. endr.	BG
B	03.02.11	limtresøyler	BG
C	20.05.11	vinduer, div. endr.	BG

**DNT OSLO OG OMEGN**  
**OLAVSBU-NEDRE HYTTJE utvidelse 2009**

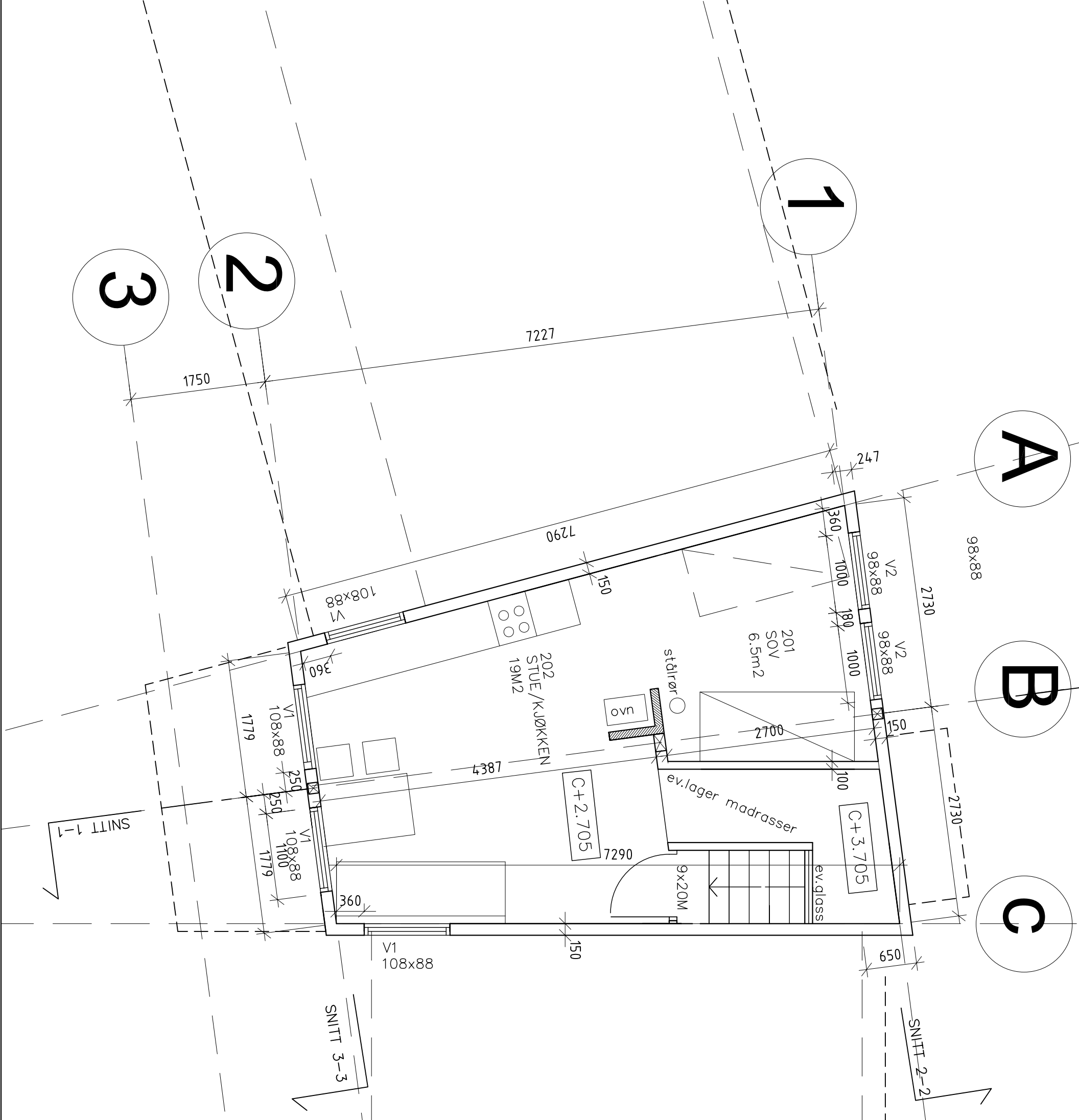
**PLAN 1. ETASJJE**

Tegn.nr  
**100**

Dato 24.10.09

tegnert av	kontr. av	maß	Rev.
BG	KB	<b>1:100</b>	<b>C</b>

ARKITEKTKONTORET BORGEN OG BING LORENTZEN A/S  
 SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42



Rev.	Dato	Tekst	Ktr.
A	12.01.11	søyler/tok mot syd beholdes, div.fas. endr.	BG
B	03.02.11	limtresøyler	BG
C	20.05.11	vinduer, div. endringer	BG

<b>DNT OSLO OG OMEGN</b> <b>OLAVSBU-NEDRE HYTTE utvidelse 2009</b>		tegn.nr	<b>1001</b>
<b>PLAN 2.ETASJE</b>		Dato	24.10.09
tegn. av	kontr. av	msl	Rev.
BG	KB	<b>1:50</b>	<b>C</b>

ARKITEKTFORET BORGES OG BING LORENTZEN A/S SAGVEIEN 23B, 0458 OSLO tlf. 22 38 42			
---	--	--	--







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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway