



OPPGAVE NR.
18

TILGJENGELIGHET
Åpen

OsloMet – storbyuniversitetet

Institutt for Bygg- og energiteknikk – Energi og miljø i bygg

Postadresse: Postboks 4 St. Olavs plass, 0130 Oslo

Besøksadresse: Pilestredet 35, Oslo

Telefon: 67 23 50 00

www.oslomet.no

MASTEROPPGAVE

MASTEROPPGAVENS TITTEL Analyse av varmepumpeteknologi kombinert med solenergi	DATO 23.05.2018
	ANTALL SIDER / ANTALL VEDLEGG 72/13
FORFATTER Eirik Aune	VEILEDER Habtamu Bayera Madessa
UTFØRT I SAMMARBEID MED Erichsen & Horgen	KONTAKTPERSON Eirik Aune

SAMMENDRAG

Ved bruk av varmepumpe tilknyttet et termisk energilager i berggrunnen vil en i mange tilfeller oppleve at temperaturen i grunnen synker over tid. Dette gjør driftsforholdene til varmepumpen dårligere. I verste fall kan temperaturen i grunnen bli så lav at energibrønnen fryser. Dette er noe man ikke ønsker, og kan redusere levetiden for varmesystemet betraktelig. For å hindre dette kan et tiltak være å installere solfangere som lader energibrønnen med solvarme.

Berg Fengsel ble benyttet som case og datagrunnlag for analysen. Det har blitt sett på to systemløsninger. I det ene tilfellet (Systemløsning A) benyttes solvarmen bare til lading av brønn, hvor målet er å hindre at brønnparken fryser. I det andre tilfellet (Systemløsning B) benyttes solvarmen til lading av brønn, men også til oppvarming av varmt tappevann. Det er gjennomført teknisk og økonomisk analyse av begge systemløsningene. Den tekniske analysen ble gjennomført ved hjelp av to simuleringsprogram: T*Sol (solfanger) og EED (energibrønn). For å lettere kunne se hvordan systemløsningene påvirker det elektriske energibehovet ble det benyttet referansesystemer. Begge systemløsningene har hvert sitt referansesystem som gjør at det ikke er grunnlag til sammenligning av Systemløsning A og Systemløsning B. En må derfor gjøre separate analyser av systemløsningene.

Det er ofte store investeringsutgifter knyttet til solvarmeanlegg, og i denne oppgaven ligger total systemkostnader i området 2 377 - 4 233 kr/m² for de ulike solfangertypene. I Systemløsning A er ingen av alternativene lønnsomme. Utildrekket solfangersystem kom best ut av den økonomiske analysen med en nåverdi på -219 044 kroner. For Systemløsning B får investering av plan solfangersystem en nåverdi på 107 909 kroner, hvis en bare tilfører solvarme til oppvarming av tappevann i perioden mai – september, og en nåverdi på 402 403 kroner når en tilfører solvarme til oppvarming av tappevann gjennom hele året.

I Systemløsning A er brønnparken så underdimensjonert at det må gjøres tiltak for å redde denne. Alternativ til å lade brønn med solvarme er å utvide brønnparken, men denne investeringen har en nåverdi på -570 884 kroner. Utildrekket solfangersystem er derfor det beste tiltaket. For Systemløsning B er spørsmålet om en kan redusere solfangerareal ved kortere driftstid for tilførsel av solvarme til oppvarming av varmt tappevann. Den tekniske analysen viser at nødvendig solfangerareal er like stort for kortere driftstid som for lengere driftstid.

3 STIKKORD

Solfanger

Varmepumpe

Energibrønn

Prosjektbeskrivelse

Tittel: Analyse av varmepumpeteknologi kombinert med solenergi.

Oppgaven er utarbeidet etter forslag fra Erichsen & Horgen i Oslo. Hovedveileder er Habtamu Bayera Madessa (OsloMet – storbyuniversitetet), og biveiledere er Axel Andreas Bjørnulf (Erichsen & Horgen) og Hanne Elisabeth Bø Andreassen (Erichsen & Horgen).

I mange tilfeller hvor varmepumper er tilknyttet termisk energilager i berggrunnen vil temperaturen i grunnen synke over tid. Lave temperaturer i berggrunnen skaper dårligere driftsforhold for varmepumpen. I verste fall kan energibrønnene fryse og man får redusert varmeopptak. En løsning som kan heve temperaturen er å utvide brønnparken, men i denne oppgaven vil det bli sett på om bruk av solfangere kan være et alternativ for dette. Det skal utføres tekniske og økonomiske analyser av ulike typer solfangere som vil kunne gi økt kunnskap om solvarmeanlegg tilknyttet bergvarmepumper.

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet våren 2018 ved OsloMet – storbyuniversitetet, institutt for bygg- og energiteknikk, og markerer avslutningen på masterstudiet Energi og Miljø i bygg.

Høsten 2017 utarbeidet Erichsen & Horgen flere forslag til masteroppgaver. Etter et møte med dem ble det klart at denne oppgaven omhandlet et kompetansebehov som Erichsen & Horgen ønsket å utrede og at problemstillingen var interessant for min bakgrunn. Dette førte til et godt samarbeid med bedriften. Derfor vil jeg først takke hele Erichsen & Horgen i Nydalen. De ga meg ikke bare en plass hvor jeg kunne jobbe med oppgaven, men har holdt alle dørene åpne hvis det var noe jeg lurte på og var svært velvillig til å dele sin kompetanse. Jeg vil spesielt rette stor takk til mine biveiledere, Axel Andreas Bjørnulf og Hanne Elisabeth Bø Andreassen ved Erichsen & Horgen, som har fulgt meg tett denne våren og som alltid har tatt seg tid til små og store spørsmål.

Videre vil jeg takke hovedveileder Habtamu Bayera Madessa, førsteamanuensis ved OsloMet – storbyuniversitetet, for god hjelp hele veien fra definering av problemstilling, gjennomføring av beregninger til veiledning om utføring av skrivningen. De ukentlige møtene har vært hyggelige og gjort meg skjerpet gjennom hele perioden.

Jeg vil også rette en takk til min søster Anne som alltid stiller opp og som har vært til stor hjelp ved oppbygging av dokumentet og korrekturlesing. Til slutt vil jeg takke Sigrid, som også har gjennomført sin masteroppgave denne våren. Det har vært viktig å ha noen som vet hvor mye arbeid som må legges ned i en slik oppgave, men som også skjønner viktigheten av å koble av i perioder.

Eirik Aune

Oslo, 22. mai 2018

Sammendrag

Ved bruk av varmepumpe tilknyttet et termisk energilager i berggrunnen vil en i mange tilfeller oppleve at temperaturen i grunnen synker over tid. Dette gjør driftsforholdene til varmepumpen dårligere. I verste fall kan temperaturen i grunnen bli så lav at energibrønnen fryser. Dette er noe man ikke ønsker, og kan redusere levetiden for varmesystemet betraktelig. For å hindre dette kan et tiltak være å installere solfangere som lader energibrønnen med solvarme.

Berg Fengsel ble benyttet som case og datagrunnlag for analysen. Det har blitt sett på to systemløsninger. I det ene tilfellet (Systemløsning A) benyttes solvarmen bare til lading av brønn, hvor målet er å hindre at brønnparken fryser. I det andre tilfellet (Systemløsning B) benyttes solvarmen til lading av brønn, men også til oppvarming av varmt tappevann. Det er gjennomført teknisk og økonomisk analyse av begge systemløsningene. Den tekniske analysen ble gjennomført ved hjelp av to simuleringsprogram: T*Sol (solfanger) og EED (energibrønn). For å lettere kunne se hvordan systemløsningene påvirker det elektriske energibehovet ble det benyttet referansesystemer. Begge systemløsningene har hvert sitt referansesystem som gjør at det ikke er grunnlag til sammenligning av Systemløsning A og Systemløsning B. En må derfor gjøre separate analyser av systemløsningene.

Det er ofte store investeringsutgifter knyttet til solvarmeanlegg, og i denne oppgaven ligger total systemkostnader i området 2 377 - 4 233 kr/m² for de ulike solfangertypene. I Systemløsning A er ingen av alternativene lønnsomme. Utildekket solfangersystem kom best ut av den økonomiske analysen med en nåverdi på -219 044 kroner. For Systemløsning B får investering av plan solfangersystem en nåverdi på 107 909 kroner, hvis en bare tilfører solvarme til oppvarming av tappevann i perioden mai – september, og en nåverdi på 402 403 kroner når en tilfører solvarme til oppvarming av tappevann gjennom hele året.

I Systemløsning A er brønnparken så underdimensjonert at det må gjøres tiltak for å redde denne. Alternativ til å lade brønn med solvarme er å utvide brønnparken, men denne investeringen har en nåverdi på -570 884 kroner. Utildekket solfangersystem er derfor det beste tiltaket. For Systemløsning B er spørsmålet om en kan redusere solfangerareal ved kortere driftstid for tilførsel av solvarme til oppvarming av varmt tappevann. Den tekniske analysen viser at nødvendig solfangerareal er like stort for kortere driftstid som for lengere driftstid.

Abstract

The use of ground source heat pumps, in many cases, will reduce the temperature in the borehole over time. This will make the heat pump working conditions worse. In worst case the temperature in the ground can drop to a level that the borehole freezes. This is something one does not wish to happen, because it can reduce the lifetime for the hole heating system. To avoid this it is possible to install solar collectors which charge the borehole with solar heat.

In order to perform analysis on an actual building, Berg Fengsel was used as case study. Two system solutions have been analyzed. In System A, the solar heat is only charging the borehole, where the goal is to avoid freezing in the borehole. In System B, the solar heat is not only charging the borehole, but also supplying solar heat for heating of domestic hot water (DHW). Technical and economical analysis were conducted for both system solutions. The technical analysis was performed with the help of two simulation softwares: T*Sol (solar collectors) and EED (boreholes). In order to more easily understand how the system solutions affect the electrical energy demand, reference systems were developed. Each of the system solutions has its own reference system, which makes them incomparable and one has to analyze them separately.

Solar heating systems are often associated with large investment costs. This also applies in this thesis where the total system costs range from 2 377 – 4 233 NOK per area of collector, for the different solar collectors studied. It was found that none of the cases studied in System A was profitable. The unglazed solar collector system had the best economical outcome with a present value of -219 044 NOK. In System B, the flat plate solar collector system had a present value of 107 909 NOK, when the solar heat is supplied to DHW in the period of May – September. In the case where solar heat is supplied to DHW through the whole year it had a present value of 402 403 NOK.

The energy wells in System A are undersized, and measures need to be taken. An alternative to charging of the boreholes is to expand the size of the energy wells, but this investment has a present value of -570 884 NOK. Installing an unglazed solar collector system is therefore the best option. In System B, the goal is to see if the working period for solar heat supplied to DHW affects the required solar collector area. The technical analysis showed that the required solar collector area is the same for both of the working periods studied in this thesis.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Avgrensninger	2
2	Teori	3
2.1	Varmepumpeteknologi	3
2.1.1	Varmepumper i Norge	3
2.1.2	Virkemåte og oppbygning	3
2.1.3	Effektivitet og energisparing	5
2.1.4	Grunnvarme som energikilde	5
2.2	Solvarme.....	7
2.2.1	Ressursgrunnlag	7
2.2.2	Markedet for solfangere.....	9
2.2.3	Solfangersystem	12
2.2.4	Solfanger	13
2.2.5	Varmelager	22
2.2.6	Varmebærer	22
2.3	Varmepumpeteknologi kombinert med solenergi.....	23
2.4	Programvare for beregning.....	25
3	Metode.....	28
3.1	Berg Fengsel.....	28
3.1.1	Brønnparken ved Berg Fengsel	29
3.1.2	Varmepumpen	31
3.2	Ulike systemløsninger	31
3.3	Valg av programvare	33
3.4	Simulering i EED og T*Sol	34
3.4.1	Earth Energy Designer – EED.....	34
3.4.2	T*Sol.....	37

3.5	Itereringsprosess	43
3.6	Økonomisk analyse.....	44
4	Resultat og diskusjon	47
4.1	Referansesystemer	47
4.2	Systemløsning A	49
4.2.1	Økonomisk analyse	53
4.3	Systemløsning B	56
4.3.1	Systemløsning B-1	56
4.3.2	Systemløsning B-2	59
4.3.3	Økonomisk analyse	62
5	Konklusjon.....	66
6	Forslag til videre arbeid	67
7	Referanser	69
	Vedlegg	I
	Vedlegg A Forbruk Berg Fengsel	II
	Vedlegg B Energibruk til varmt tappevann	III
	Vedlegg C Utetemperatur ved Melsom	V
	Vedlegg D Beregnet energibesparelse	VI
	Vedlegg E Produktbeskrivelser av solfangerne	VIII

Figurliste

Figur 1 Illustrasjon av hvordan de fire hovedkomponentene i en varmepumpe er koblet sammen (Li W., Li X., Wang Y., & Tu J., 2017).	4
Figur 2 Solinnstråling mot horisontal flate for henholdsvis januar og juli(Rindal L. B. & Salvesen F., 2009).....	8
Figur 3 Typisk energibehov til oppvarming og varmt tappevann for en lavenergi blokkleilighet i Oslo(Halvorsen U.M, 2011).....	9
Figur 4 Fordeling av total installert kapasitet i drift (Weiss W et al., 2017).....	9
Figur 5 Oversikt over årlige nye installerte solfangere i Norge gitt i MW _{th} (Solar Heating & Cooling Programme, 2014).	10
Figur 6 Global kapasitet for solvarme, vind og solceller, og markedsvekst mellom 2010 og 2016 (Weiss W et al., 2017).	11
Figur 7 Prinippsskisse for solvarmeanlegg, indirekte system(Byggforskserien 552.455, 2011)	13
Figur 8 Prinsipiell oppbygning og skisse av de termiske forholdene av en plan solfanger (Byggforskserien 552.455, 2011; Rindal L. B. & Salvesen F., 2009).....	14
Figur 9 Snitt gjennom en vakuumrørsolfanger(Byggforskserien 552.455, 2011)	15
Figur 10 Snitt av utildekket solfanger(Byggforskserien 552.455, 2011)	15
Figur 11 Skjematisk fremstilling av virkningsgraden til en solfanger(Andresen I., 2008)	16
Figur 12 Eksempler på virkningsgrader for vakuumrørsolfangere, plane og utildekkede solfangere(Kjellsson E., 2009)	18
Figur 13 Investeringskostnader [kr/m ²] for en enebolig med 6 m ² tappevannsanlegg, en enebolig med 12 m ² kombianlegg, et næringsbygg med 300 m ² solfangerareal og et 10 000 m ² frittstående anlegg (Sidelnikova M. et al., 2015).	20
Figur 14 Oversiktsbilde av Berg Fengsel. (Redigert bilde fra Google Maps).	29
Figur 15 Månedlig energifordeling for varmt tappevann og energiuttak fra brønn	30
Figur 16 Bilde av varmepumpen tatt under befaring ved Berg Fengsel	31
Figur 17 Systemskisser av Systemløsning A og Systemløsning B	32
Figur 18 Illustrasjon over hva solvarmesystemet prioriterer ved de forskjellige systemløsningene. (Laget i tegningsprogrammet IncScape.)	33
Figur 19 Skjerm bilde fra EED hvor innsettingsverdier styres.	34
Figur 20 Skjerm bilde fra EED der resultater beskrives	36
Figur 21 Skjerm bilde av modelldatabasen i T*Sol	37

Figur 22 Teoretisk solinnstråling for Berg fengsel ved ulike helningsvinkler mot sør, samt optimal vinkel variert over året og optimal fast helningsvinkel gjennom året.	38
Figur 23 Skjerm bilde som illustrerer beregning av minimum distanse mellom solfangere i T*Sol.	39
Figur 24 Skjerm bilde fra T*Sol som viser hvordan en lager en egendefinert klimafil.	40
Figur 25 Modell benyttet for simulering av Systemløsning A i T*Sol	41
Figur 26 Modell benyttet for simulering av Systemløsning B i T*Sol.	42
Figur 27 Resultater fremstilt grafisk i T*Sol.	43
Figur 28 Eksempel på hvordan itereringsprosessen konvergerer mot en tilfredsstillende verdi.	44
Figur 29 Temperaturforløp og trendlinjer for referansebrønnene.	48
Figur 30 Bilde av varmpumpens display som viser fluidtemperatur fra brønn inn på varmpumpen. Bilde tatt fra befaring (7.mars 2018).	49
Figur 31 Virkningsgrad og solenergi for utildekket, plan og vakuumrørsolfanger i Systemløsning A	50
Figur 32 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn for Systemløsning A.	52
Figur 33 Grafisk fremstilling av temperaturtrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning A.	53
Figur 34 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning A med 200 m ² utildekkede solfangere.	54
Figur 35 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning A med 150 m ² plane solfangere.	55
Figur 36 Lønnsomhetsanalyse for utvidet brønnpark med 2240 meter ekstra total brønnlengde.	55
Figur 37 Virkningsgrad og solenergi til brønn for plan og vakuumrørsolfanger i Systemløsning B-1	56
Figur 38 Soldekningsgrad og solenergi til oppvarming av varmt tappevann for plan og vakuumrørsolfanger i Systemløsning B-1	57
Figur 39 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn for Systemløsning B-1.	58
Figur 40 Grafisk fremstilling av temperaturtrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning B-1.	59
Figur 41 Virkningsgrad og solenergi til brønn for plan og vakuumrørsolfanger i Systemløsning B-2	60

Figur 42 Soldekningsgrad og solenergi til oppvarming av varmt tappevann for plan og vakuumsolfanger i Systemløsning B-2	60
Figur 43 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn for Systemløsning B-2.....	61
Figur 44 Grafisk fremstilling av temperatortrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning B-2.....	62
Figur 45 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-1 med 100 m ² plane solfangere.....	64
Figur 46 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-2 med 150 m ² plane solfangere.....	64
Figur 47 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-2 med 150 m ² vakuumsolfangere	65
Figur B.1 Illustrasjon av kartverktøy hos NGUs berggrunnsdatabase (Norges Geologiske Undersøkelse)	IV

Tabelloversikt

Tabell 1 Totale systemkostnader for forskjellige typer solfangeranlegg med variasjon på $\pm 20 - 30$ % (Sidelnikova M. et al., 2015).	20
Tabell 2 Investeringsutgifter for et næringsbygg med solfangeranlegg med 300 m ² solfangerareal (Sidelnikova M. et al., 2015).	21
Tabell 3 Frysepunkt for glycolblandet vann (Zijdemans, 2014).	23
Tabell 4 Varighet for makseffekt (erfaringstall benyttet av Erichsen & Horgen AS)	29
Tabell 5 Månedlig uttak av energi fra brønn	30
Tabell 6 Verdier for grunnegenskaper fra EED.	35
Tabell 7 Egenskaper for borehull.	35
Tabell 8 Egenskaper U-rør varmeveksler.	35
Tabell 9 Egenskaper for kollektorfluidet.	36
Tabell 10 Middeltemperaturer fra Melsom stasjon (1959-2017).	40
Tabell 11 Månedlig solinnstråling ved Melsom stasjon.	40
Tabell 12 Anbefalt volumstrøm gjennom solfangerne	42
Tabell 13 Systemkostnader og levetid knyttet til solvarmeanlegg (Sidelnikova M. et al., 2015).	45
Tabell 14 Antall brønner og borehullsdybde for referansesystemene	47
Tabell 15 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse.....	54

Tabell 16 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse for Systemløsning B-1.....	63
Tabell 17 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse for Systemløsning B-2.....	63
Tabell A.1 Målt forbruk ved Berg Fengsel	II
Tabell B.1 Spesifikk energibruk til tappevannsoppvarming i energirammene(Tyholt M. & Dokka T. H., 2011).	III
Tabell B.2 Veiledende arealer for Berg Fengsel	IV

1 Innledning

De globale klima- og miljøutfordringene vi står ovenfor i dag krever en omstilling til et samfunn hvor vekst og utvikling skjer innen naturens tålegrenser. «*Det må skje en overgang til produkter og tjenester som gir betydelig mindre negative konsekvenser for klima og miljø enn i dag. Samfunnet må igjennom et grønt skifte. Det vil være krevende, men fullt mulig*» (Klima- og energiseksjonen, 2014).

Bygninger står i dag for 40 % av Europas totale energiforbruk (Skree J. & Vatndal J., 2008). Potensialet til å redusere bygningers energibehov og øke bruk av fornybar energi er stort.

I Norge kan et solvarmeanlegg typisk dekke 40-60 % av årlig energibehov til oppvarming av varmt tappevann for eneboliger, og 25-30 % av årlig energibehov til både tappevann og romoppvarming (Sidelnikova M. et al., 2015). I tilfeller der varmepumpe er tilknyttet et termisk energilager, som i berggrunnen, kan solfangere benyttes til termisk lading av grunnen. I mange tilfeller vil temperaturen i brønner synke over tid, som gjør driftsforholdene til varmepumpen dårligere. Ved å lade berggrunnen med bruk av solvarme skapes en bedre energieffektivitet for varmepumpen, samtidig som man oppnår bedre temperaturforhold i berggrunnen over tid.

Masteroppgaven er utarbeidet etter forslag fra Erichsen & Horgen i Oslo. Målet for oppgaven er å foreta en analyse av kombinasjonsløsninger hvor ulike solfangere kombineres med varmepumpe, med termisk energilagring i grunnen, gjennom teoretiske vurderinger og simuleringer. Berg Fengsel i Tønsberg er benyttet som case. Fengselet består av seks bygg som er koblet til et nærvarmeanlegg. Varmepumpen som sender varme ut på nærvarmenettet henter energi fra en brønnpark. Fengselet har ikke kjølesystem som sender varme tilbake til brønnene, og brønnparken sliter med at temperaturen i berggrunnen er lav. Noe må gjøres for å heve temperaturen i grunnen, og det vil derfor være interessant å se om et solvarmeanlegg kan være et alternativ til utvidelse av brønnparken, ved å benytte solvarme til å lade brønnparken. Berg Fengsel har et stort behov for varmt tappevann, så det vil også være interessant å se om et solvarmeanlegg, som distribuerer varme til lading av brønn og oppvarming av varmt tappevann, kan være lønnsomt.

1.1 Avgrensninger

Denne oppgaven fokuserer på større bygningsmasser med stort behov for varmt tappevann, som er tilknyttet varmepumpe med energibrønn som energikilde. Det er ikke installert kjøling for denne bygningsmassen, så bare energimengder til romoppvarming og oppvarming av varmt tappevann er analysert. I tilfeller hvor solvarme benyttes til oppvarming av tappevann og lading av brønn prioriteres oppvarming av tappevann, mens målet er å oppnå høyere temperatur i berggrunnen. Det betyr at en fastsetter solfangerareal ut fra nødvendig solvarmeproduksjonen som skal til for å holde høy nok temperatur i grunnen og samtidig tilføre mest mulig solvarme til oppvarming av varmt tappevann.

Innsettingsverdiene benyttet i simuleringene er basert på klima- og grunnforholdene ved Berg Fengsel i Tønsberg. Klimaendringer som følge av global oppvarming vil avgrense oppgaven til de klimadata som er benyttet ved tidspunktet for når analysen er gjennomført. Simulering av brønnparken er basert på egenskapene til berggrunnen og brønnkonfigurasjon ved Berg Fengsel.

Det er ikke gjennomført målinger som kan verifisere simuleringene. Simuleringene er gjennomført for 25 års drift, slik at en kan analysere de termiske virkningene i grunnen. Systemvirkningsgraden er avhengig av systemkomponentene som benyttes i simuleringene og energibruk til romoppvarming og oppvarming av varmt tappevann ved Berg Fengsel.

2 Teori

2.1 Varmepumpeteknologi

Det årlige energiforbruket i Norge er 220 TWh, hvor 110 TWh av dette er dekket av elektrisitet. Det totale energiforbruket til oppvarming av rom, ventilasjon og varmtvann i norske bygg ligger på omtrent 50 TWh, i et normalt år. Av dette er hele 28 TWh dekket av elektrisitet (Andresen T., 2002).

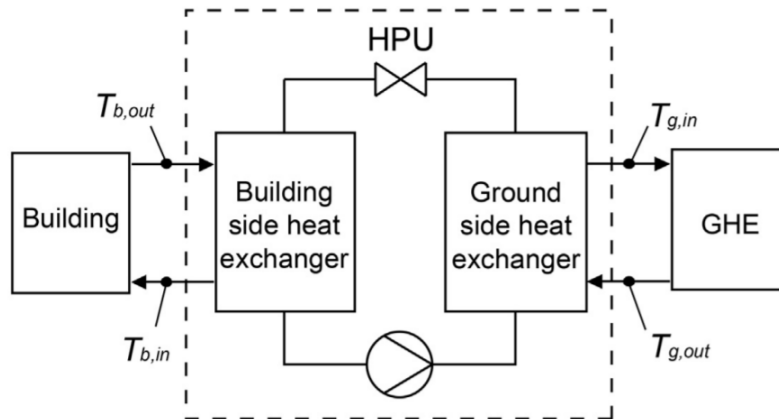
2.1.1 Varmepumper i Norge

De siste 15 årene har varmpumper blitt stadig mer utbredt, og er i dag en viktig faktor i det norske energi- og kraftsystemet. Den store økningen av installerte luft-luft varmpumper tidlig på 2000-tallet har bidratt til at varmpumper er en vanlig varmeløsning i eneboliger i dag. Det er mindre utbredt med varmpumper med vannbårne systemer, men også disse har hatt stor økning siden 2000, og er på grunn av sin størrelse i all hovedsak benyttet i yrkesbygg. I dag leverer varmpumper omtrent 15 TWh varme og trekker ca. 6,5 TWh elektrisitet per år (Ericson T. et al., 2016). Teoretisk sett kan hele energibruket på 50 TWh, som går til oppvarming av rom, ventilasjon og varmtvann, så vel som kjøling, dekkes av varmpumper. Ressursgrunnlaget for varme fra varmpumper er enormt, men potensialet er likevel begrenset til varmebehovet som er knyttet til oppvarming og varmt tappevann i bygningsmassen. Det forventes at arealet i bygningsmassen vil øke mot 2030, men energibehovet vil ikke øke i samme grad på grunn av nybyggenes strenge energikrav sammenlignet med dagens bygningsmasse.

2.1.2 Virkemåte og oppbygging

Varmepumper bruker en liten andel elektrisk energi til å hente ut en større andel varmeenergi fra en kilde med moderat temperatur. Behovet for høyverdig energi¹ til oppvarming reduseres med 40 til 80 prosent i forhold til andre oppvarmingssystemer, fordi varmpumper utnytter gratis omgivelsesvarme (Stene J. & Havellen V., 2016). Dette gjøres mulig ved å sirkulere et arbeidsmedium i en lukket krets med fire hovedkomponenter (Stene J. & Brånås M., 2004).

¹ Høyverdig energi er elektrisitet og energi basert på forbrenning av olje, gass, pellets etc.



Figur 1 Illustrasjon av hvordan de fire hovedkomponentene i en varmepumpe er koblet sammen (Li W., Li X., Wang Y., & Tu J., 2017).

I denne kretsen vil arbeidsmediet gjennomgå ulike tilstandsforandringer. Ved innløpet til *fordamperen* (ground side heat exchanger) er arbeidsmediet i væskefase. Metningstrykket holdes så lavt at mediet har lavere temperatur enn varmekilden. Denne temperaturdifferansen gjør at varme strømmer fra varmekilden til arbeidsmediet, som begynner å fordampe. All væske har fordampet ved utløpet av fordamperen (væske \rightarrow gass).

Kompressoren er den aktive delen i varmepumpeanlegget. Arbeidsmediet i gassfase suges inn i kompressoren, som øker trykket og dermed mediets temperatur. Kompressoren tilføres høyverdig energi i form av elektrisitet, og det meste av energimengden som blir tilført går med på å øke energiinnholdet i gassen.

Arbeidsmediet i gassfase strømmer inn i *kondensatoren* (Building side heat exchanger) med høyt trykk og temperatur. Varmeavgivelsen gjør at arbeidsmediet ved utgangen av kondenseren helt eller delvis har nådd væskefase (gass \rightarrow væske).

Arbeidsmediet i væskefase ved høyt trykk og høy temperatur strømmer til en *strupeventil* (trykkreduksjonsventil). Her strupes trykket ned til fordampningstrykk, og med det lave trykket følger også fordampningstemperatur. Arbeidsmediet i væskefase strømmer til fordamperen, og kretsløpet gjentas på nytt.

2.1.3 Effektivitet og energisparing

Hvor effektiv en varmepumpe er uttrykkes gjennom *effekt faktoren*, COP². Effektfaktoren beskriver forholdet mellom varmepumpens avgitte varmeeffekt og elektrisk effekt som tilføres for drift av varmepumpen (Stene J. & Havellen V., 2016).

Effektfaktoren for en varmepumpe kan defineres som, COP_{HP} (Cengel Y. A. & Boles M. A., 2015):

$$COP_{HP} = \frac{\text{Avgitt effekt}}{\text{Tilført effekt}} = \frac{Q_H}{W_{\text{tilført}}} = \frac{Q_H}{Q_H - Q_L} \quad [2.1]$$

En får høyere energisparing for varmepumpeanlegget ved høyere COP. Gjennomsnittlig COP over året kalles *årsvarmefaktor*, SPF³, og ligger typisk mellom to og fire avhengig av blant annet varmekilde, ytelse, temperaturkrav i varmesystemet og ytelsesregulering.

2.1.4 Grunnvarme som energikilde

Temperaturnivået i grunnen holder seg tilnærmet konstant fra 10 meter under bakkenivå, og tilsvarer omtrent årsmiddeltemperatur for uteluften på stedet. Dette gjør at grunnvarme er veldig godt egnet som varmekilde for varmepumper. Grunnvarmen utnyttes ved at det bores vertikale energibrønner, hvor det plasseres kollektorslanger som kobles til et lukket rørsystem. I kollektorslange sirkulerer det frostvæske som transporterer varme fra grunnen til varmepumpens fordampere.

Borehull og grunn-varmeveksler

Dybden på borehullene varierer ofte mellom 60 – 180 meter for konvensjonelle brønnvarmepumper, men det kan også drilles dypere borehull. Dybden på borehullene avhenger av (Kjellsson E., 2009):

- Byggets varmelast
- Termisk produksjon for varmepumpen
- Grunnens termiske konduktivitet
- Temperaturforhold i grunnen

² COP, Coefficient of Performance, beskriver effektiviteten til en varmepumpe.

³ SPF, Seasonal Performance Factor, beskriver effektiviteten til en varmepumpe over året.

- Avstanden til andre brønnvarmepumpe-systemer
- Dybden ned til fjell
- Grunnvannsnivå og grunnvannstrøm i borehullet
- Geologiske forhold og kostnader knyttet til drilling

Det er svært viktig med tilstrekkelig antall energibrønner og at avstanden mellom disse er riktig satt. Antall brønner og avstanden dem imellom (konfigurasjon) bestemmes av hvilke effekter og energibelastninger brønnparken skal utsettes for, og hvilke termiske egenskaper grunnen har. Mulig varmeuttak fra en energibrønn er typisk 40 W per meter borehull, men kan variere fra 20 til 80 W/m (Stene J. & Brånås M., 2004).

Den termiske konduktiviteten varierer med ulike sammensetninger av stein og mineraler. For borehull med varmeuttak, uten lading av brønn, vil en lav termisk konduktivitet i berggrunnen resultere i lavere temperaturer, sammenlignet med berggrunn som har høyere termisk konduktivitet.

Temperaturen i grunnen tilsvarer omtrent årsmiddeltemperatur for uteluften på stedet, ved et tillegg på 1,5 °C hver 100 dager med snødekke. Berggrunntemperaturen øker med 1,5 – 3 °C per 100 meter dybde. Varmeuttak fra borehull kjøler ned omkringliggende områder og områder som er nedkjølt øker over tid. For et enkelt borehull med grunn-varmeveksler vil dette vises ved redusert fluidtemperatur over de første 3–4 årene. Deretter vil den langvarige reduksjonen i fluidtemperatur være liten i forhold til de årlige variasjonene. I tilfeller hvor flere borehull med grunn-varmevekslere ligger i nærheten av hverandre vil nedkjølingen av omkringliggende omgivelser føre til en gjensidig påvirkning. Dette betyr at fluidtemperaturen reduseres noe raskere sammenlignet med uforstyrrede berggrunnområder (Kjellsson E., 2009).

I borehullet er det en kollektor bestående av et U-rør som fungerer som en varmeveksler mot grunnen. For å oppnå effektiv varmeoverføring burde materialet ha en god termisk konduktivitet og rørene ikke være for tykke. Væsken som sirkulerer i U-røret er en frostvæske som tåler temperaturer ned mot -10 °C uten å fryse. Den burde ha en høy spesifikk

varmekapasitet⁴, høy termisk konduktivitet⁵, høy densitet⁶ og lav viskositet⁷. Dette for å gjøre at fluidet effektivt utnytter varmen fra grunnen. Miljø-aspektet er også viktig ved eventuell lekkasje til grunnen.

Pris

For at grunnvarme i det hele tatt skal være et realistisk alternativ, bør det ikke være for langt ned til fast fjell, det vil si minst mulig overdekning av jord, leire, sand, osv., på grunn av de høye kostnadene for foringsrør ned til fast fjell (Stene J. & Brånås M., 2004).

Erichsen & Horgen benytter 100 000 kr per brønn som tommelfingerregel i tidlig fase prosjektering. Dette inkluderer boring av brønn med 250-300 meters dybde, kollektorer og føringer til sentral.

2.2 Solvarme

I forbindelse med oljekrisen på 70-tallet økte interessen for solenergi i Norge og flere forskningsaktiviteter ble startet (Lofotkraft.no, 2018). Utfordringen ved å utnytte solenergien i Norge er den lave samtidigheten mellom solinnstråling og energibehov. Dvs. solinnstrålingen er høyest om sommeren når energibehovet til oppvarming er lavest, og vice versa om vinteren.

Varmebehovet i et bygg består av behovet for varme til romoppvarming, ventilasjonsvarme og oppvarming av tappevann. Solvarme kan kun dekke noe av varmebehovet over året.

Resten må derfor dekkes av andre varmekilder.

2.2.1 Ressursgrunnlag

Solen avgir en effekt på $3,8 \cdot 10^{26}$ W, men bare 0,0000000458 % treffer jorden (Zijdemans, 2014). Likevel er solenergien som når jorden i løpet av et år omtrent 15 000 ganger energibruket til hele verden. I Norge varierer solinnstrålingen over året, men også geografisk,

⁴ Spesifikk varmekapasitet er et mål på hvor mye energi som kreves for å heve temperaturen 1 K. Angir stoffets evne til å ta opp varme. En lav spesifikk varmekapasitet medfører at selv stor temperaturøkning gir lite opptatt varme.

⁵ Termisk konduktivitet er materialets varmeledningsevne, og angir stoffets evne til å lede varme. Er dette tallet høyt vil materialet lede mer varme per meter kelvin.

⁶ Densitet eller tetthet er et mål for en gitt egenskap per volum. Høy massetetthet betyr derfor at materialet har en høy masse per volum.

⁷ Viskositeten beskriver hvor tykkflytende fluid er. Lav viskositet gir tyntflytende væske, mens høy viskositet gir en tykk og seig konsistens.

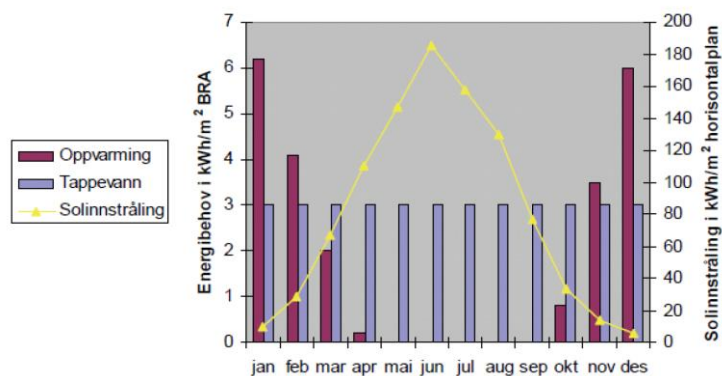
se figur 2. På en horisontal flate vil den årlige solinnstrålingen variere fra ca. 700 kWh/m² i nord til omtrent 1100 kWh/m² i sør (Rindal L. B. & Salvesen F., 2009). Ved å vinkle solfangerflaten mot sola vil solinnstrålingen per m² øke noe. Den optimale helningsvinkelen avhenger av beligenhet, dvs. breddegrad og når på året man ønsker høyest energiproduksjon.



Figur 2 Solinnstråling mot horisontal flate for henholdsvis januar og juli (Rindal L. B. & Salvesen F., 2009)

Energimengden som er tilgjengelig fra solen påvirkes av tilgang til soltimer, lokalisering, reduksjon i atmosfæren, refleksjon og absorbering i skyer, og vinkelen den absorberende flaten har i forhold til horisontalplanet. Solstråling deles inn i direkte og diffus stråling. Direkte stråling fra solen absorberes og reflekteres av skyer, og det som deretter treffer jordoverflaten kalles diffus stråling. På denne måten avgjør det lokale været i stor grad hvor høy effekt som når jordoverflaten. Summen av solstråling en har til rådighet kalles globalinnstråling. Selv om solenergien er en tilnærmet utømmelig energikilde vil tilgjengelig areal og virkningsgrad for solfangersystemet sette begrensninger for hvor mye man kan utnytte av globalinnstrålingen.

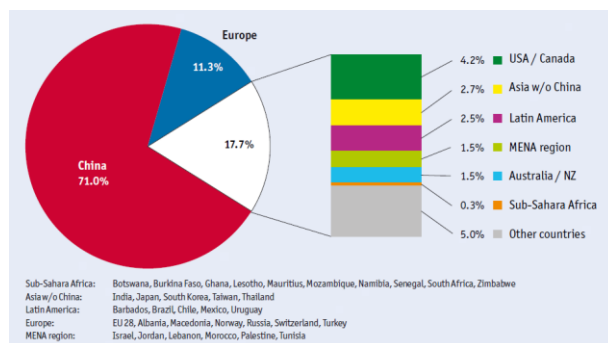
På grunn av lite solinnstråling om vinteren, når behovet er størst, vurderes ofte bruk av solenergi til oppvarming som lite interessant i Norge, men samtidig er det lengre perioder med oppvarmingsbehov både ved vår og høst. Figur 3 illustrerer mulighetene for å utnytte solvarme for en lavenergileilighet. Det er som tidligere forklart lavt oppvarmingsbehov når solinnstrålingen er høy, men en ser her at det er mulig å dekke store deler av behovet for tappevannsoppvarming og noe romoppvarming om sommeren. Det betyr at brukere med behov for mye varme om sommeren er de som har størst mulighet til å utnytte solvarmen. Det vil være brukere med høyt varmtvannsforbruk som f.eks. badeanlegg, hoteller, fengsler osv.



Figur 3 Typisk energibehov til oppvarming og varmt tappevann for en lavenergi blokkleilighet i Oslo (Halvorsen U.M, 2011)

2.2.2 Markedet for solfangere

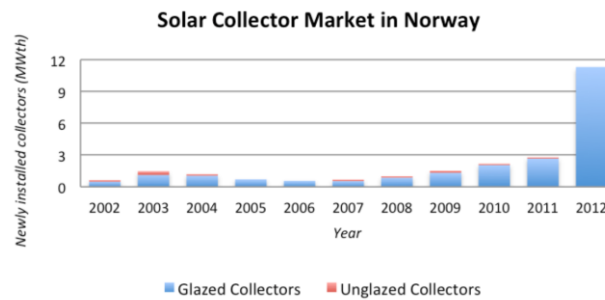
Ved bruk av rammeverket til Solar Heating and Cooling Programme (SHC) ved International Energy Agency (IEA) blir det laget en årlig rapport, Solar Heat Worldwide, som dokumenterer installert kapasitet til termisk solvarme for de største markedene internasjonalt. Rapporten beskriver også bidraget til unngått CO₂-utslipp som et resultat av økt bruk av termisk solvarme. Kina er det desidert største markedet for termisk solenergi (Weiss W, Spörk-Dür M, & Mauthner F, 2017), med 71 % av verdens totale kapasitet i 2017, se figur 4.



Figur 4 Fordeling av total installert kapasitet i drift (Weiss W et al., 2017).

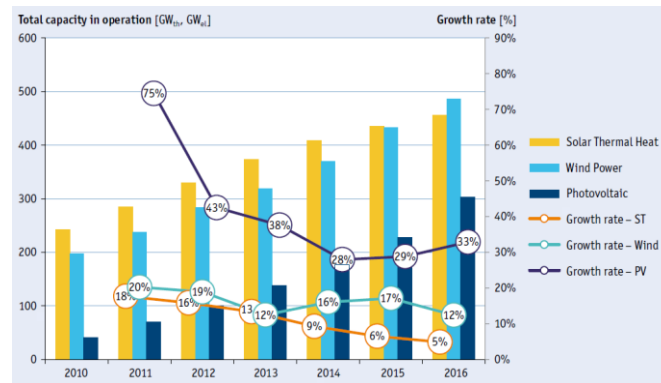
Andelen til Kina tilsvarer 309 500 MW_{th}, mens totalt i Europa er det installert kapasitet til 49 200 MW_{th}. Norge har derimot installert kapasitet på bare 33 MW_{th}. På bakgrunn av størrelse og befolkningstall er det unaturlig å sammenligne Norge med land som Kina og sørligere land i Europa. Ser man på nærliggende land som Sverige og Danmark, som har installert kapasitet på henholdsvis 349 MW_{th} og 853 MW_{th}, er det tydelig at Norge har en vei å gå på dette området.

I figur 5 illustreres trenden til installerte solfangere i Norge fra 2002 til 2012. I 2012 fikk man en voldsom vekst i nye installerte systemer gitt i antall MW_{th}. Hovedgrunnen til dette er at Norge fikk sitt første storskala solfanger-anlegg som alene står for omtrent 80 % av hele landets solfangerareal (Solar Heating & Cooling Programme, 2014). Ser man bort fra dette anlegget vil man likevel se en økning i installerte solfangere de fem foregående årene.



Figur 5 Oversikt over årlige nye installerte solfangere i Norge gitt i MW_{th} (Solar Heating & Cooling Programme, 2014).

Globalt opplever man en negativ trend i vekstraten til den årlige solfangerkapasiteten, som vist i figur 6. Vekstraten i årlig solfangerkapasitet gikk fra 18 % i perioden 2010-2011 til 5 % i perioden 2015-2016. Spesielt de største markedene i Kina og Europa, for småskala solvarmesystemer, er under stort markedspress fra varmepumpe- og solcellersystemer. Ettersom småskala solvarmesystemer for boliger representerer 90 % av de årlige installasjonene er denne trenden å anse som kritisk (Weiss W et al., 2017). For større (MW) solvarme-støttede systemer, i kommersiell og industrisektor, har årlig installasjon globalt økt de seneste årene, men disse representerer bare 3 % av totalt installert kapasitet verden over.



Figur 6 Global kapasitet for solvarme, vind og solceller, og markedsvekst mellom 2010 og 2016 (Weiss W et al., 2017).

I Norge finnes det per i dag flere solvarmeprodukter som er tilgjengelig på markedet. Bedrifter har forventet at markedet for solvarmesystemer skulle utvikle seg. Dette har ført til at mange bedrifter har solvarmeprodukter i sine produktporteføljer. Likevel har utviklingen gått saktere enn mange forventet. I forbindelse med arbeidet i rapporten Mulighetsstudie – Solenergi i Norge ble det i 2011 gjennomført spørreundersøkelser hos fem norske leverandører av solvarmeprodukter. Her ble det spurt om deres synspunkter på mulighetene for å øke omsetningen til solenergianlegg. Tilbakemeldingene var forholdsvis sammenfallende og oppsummeres (Halvorsen U.M, 2011):

Styrket kompetanse er nødvendig

«Det er nødvendig med bedre kunnskap både blant brukere/kjøpere av anlegg, så vel som hos leverandører og montører. Å integrere solvarme inn i både nye og eksisterende varmeanlegg, for eksempel med bioenergi, er forholdsvis krevende. Det er få fagpersoner som behersker dette fullt ut. Ofte er det behov for at grossister eller importørene bistår med detaljkunnskap når anlegg skal monteres og kjøres i gang. Det er derfor et behov for å styrke kunnskaper og erfaringsbase hos rørleggere og andre relevante fagfolk.»

Solvarme passer best i tilfeller der det er høyt behov for varmt tappevann

«Best økonomi oppnås i større anlegg for brukere med stort og jevnt behov for varme eller varmt tappevann. Helseinstitusjoner, sykehjem, idrettsanlegg, svømmehaller og hoteller er blant anvendelsesområdene som ansees for å være velegnet for utnyttelse av solvarme.»

Behov for prosjekter som opplyser solvarme-faget

«Det er behov for noen gode referanseobjekter/forbildeprosjekter som kan demonstrere teknologien, og som kan være tilgjengelige for fagfolk så vel som publikum mer generelt. Vi

trenger også å gjennomføre målinger for å verifisere/dokumentere hvordan anleggene fungerer i praksis.»

Satsing på solvarmeteknologi burde fremmes

«Enova bør finne frem til støtteordninger som bidrar til at leverandører tør å satse mer på å bygge seg opp. Stikkord som gunstige støttesatser og langsiktighet er viktige.»

Brukere burde informeres om beredere tilpasset solvarme

«Man bør undersøke hvordan markedet for varmtvannsberedere kan påvirkes slik at flere oppdager muligheten for å kjøpe beredere tilpasset solvarme, også for eventuelt senere montasje av solvarme. Det er vanskelig for brukere å finne frem til slike, bl.a. fordi de fleste rørleggere tilbyr norske beredere som enten ikke er tilpasset solvarme i utgangspunktet, eller der solvarmetilpasningen er for dårlig, særlig sett i forhold til beredere fra for eksempel Sverige eller Danmark.»

2.2.3 Solfangersystem

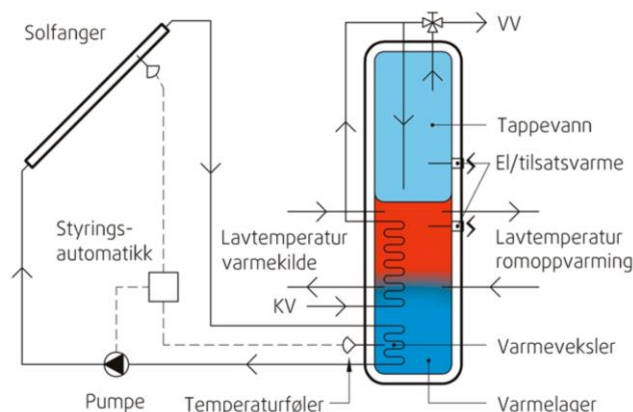
Et aktivt solvarmesystem⁸ består av:

- Solfanger
- Varmelager
- Distribusjonssystem
- Styringsautomatikk
- Eventueltdreneringskar

Foruten om solfangeren er det viktig med en bra akkumuleringstank for å utnytte varmen solfangeren gir best mulig, riktig utførte rørføringer og styring som er tilpasset solfanger og tank. Riktig dimensjonering er også en forutsetning for best mulig utnyttelse av solfangerne og sikker drift.

Det deles inn i tre hovedgrupper for solvarmeanlegg: trykksatte anlegg som er væskefylte hele året, drenerende anlegg bestående av vann som dreneres ved for stort soltilskudd slik at vannet begynner å koke eller i perioder med frost, og selvsirkulerende anlegg. En kan videre inndele trykksatte anlegg i plane solfangere og vakuumsolfangere. Plane solfangere vil være mest aktuelle i Norge (Havellen V., 2017).

⁸ Aktiv solvarme er når det benyttes solfanger for å omgjøre solenergi til varme. Til sammenligning er passiv solvarme når f.eks. solen skinner gjennom vinduer og varmer opp bygget.



Figur 7 Prinippsskisse for solvarmeanlegg, indirekte system (Byggforskserien 552.455, 2011)

2.2.4 Solfanger

Absorpsjon av strålingsenergi i solinnstrålingen er det grunnleggende prinsippet til en solfanger. Den baserer seg på at en mørk flate absorberer opp mot 95 % av innfallende stråling (Sørensen Å.L., Torp C.B., & Nylund H.K., 2017). Dette gjør absorbatoren til den sentrale komponenten i en solfanger, og den konverterer den absorberte strålingsenergien til termisk energi⁹. Solfangeren kjøles ned ved at varmen avgis til et varmemedium, som deretter fører varmen vekk fra solfangeren.

Det finnes flere solfangertyper, men de to vanligste typene er plane solfangere og vakuurrørsolfangere. I norske bygninger har plane solfangere til nå vært den mest benyttede løsningen, men vakuurrørsolfangere har etter hvert tatt større andel av markedet. Også i Europa er plan solfanger den mest benyttede løsningen, mens i verdens største solfangermarked, Kina, er det vakuurrørsolfangere som dominerer.

Avhengig av materialvalg og konstruksjon samler en solfanger inn solenergi mer eller mindre effektivt. En effektiv solfanger utformet for lave tap kan levere varme av høyere temperatur, men kan være relativt kostbar. Det er derfor viktig å velge solfanger med utgangspunkt i de behov anlegget skal dekke og praktiske forhold rundt installasjon.

Plan solfanger

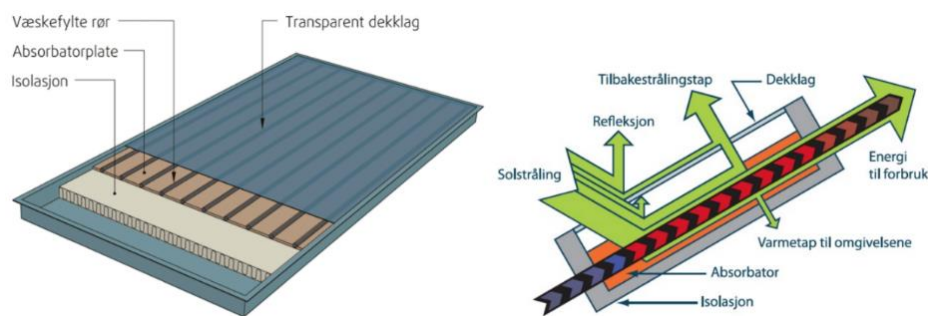
Plane solfangere består i hovedsak av varmemedie som sirkulerer gjennom kanaler i absorbatoren eller rør under absorbatoren. Oppgaven til dekklaget er å oppnå drivhuseffekt ved å slippe inn mest mulig sollys og minst mulig varme ut, i tillegg beskytter dekklaget

⁹ Termisk energi er den delen av energien som kan avgis som varme

absorbatoren mot nedkjøling. Isolasjonen skal redusere varmetap til omgivelsene og består ofte av mineralull fordi den tåler høye temperaturer.

Absorbatoren kan være laget av plast, aluminium eller kobber. Er den laget av plast kan den kun benyttes i trykkløse solvarmesystemer, og består av spesielle polymer-materialer som tåler store temperatursvingninger. Disse solfangeren leverer lavere temperaturer og er relativt billige, men har også en lavere effektivitet.

Absorbatorer som er laget av aluminium eller kobber benyttes som regel i trykksatte systemer, men kan også benyttes i trykkløse solvarmesystemer. Disse solfangerne leverer høyere temperaturer enn solfangerne laget av plast, og har ofte høyere effektivitet. Mange ulike leverandører leverer slike solfangerer og kan variere mye i pris.



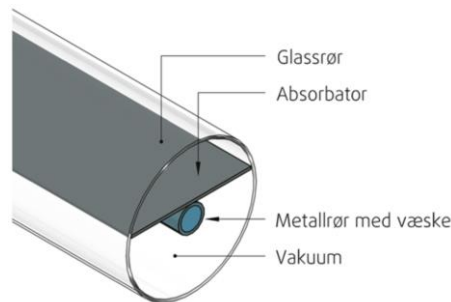
Figur 8 Prinsipiell oppbygning og skisse av de termiske forholdene av en plan solfanger (Byggforskserien 552.455, 2011; Rindal L. B. & Salvesen F., 2009)

I figur 8 er det illustrert en skisse av de termiske forholdene i en solfanger. En ser at deler av solinnstrålingen som treffer solfangeren absorberes i glasset, mens noe reflekteres. Den delen av innstrålingen som går gjennom dekklaget vil varme opp absorbatoren, men en vil også ha varmetap fra absorbatoren som er avhengig av temperaturforskjellen mellom absorbatoren og uteluften, høyere temperaturforskjell gir økt varmetap.

Vakuumsolfanger

I en vakuumsolfanger er absorbatoren plassert i sylindriske vakuumsolfanger i glass. Dette fører til reduksjon av varmetap fra solfangeren sammenliknet med plan solfanger. I forhold til den plane typen er vakuumsolfangere bedre egnet for anlegg med behov for høyere temperaturer, og lave utetemperaturer. De egner seg godt i kaldt klima eller der en har behov for vann temperaturer mellom 50 og 150 °C, for eksempel til bruk av beredning av varmtvann eller prosessvarme(Halvorsen U.M, 2011). Denne typen har et veldig lavt varmetap på grunn

av god isolasjonsevne, men dette kan gjøre dem sårbare for overoppheting om sommeren. Den gode isolasjonsevnen gjør også at utsiden av solfangeren ikke varmes opp, noe som kan føre til at snø blir liggende på panelet eller rundt rørene, og skaper dermed ugunstige forhold for solinnstrålingen.



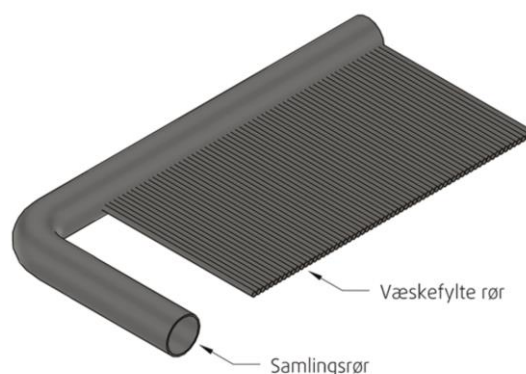
Figur 9 Snitt gjennom en vakuumrørsolfanger (Byggforskserien 552.455, 2011)

Det er kun i trykksatte solvarmesystemer hvor vakuumrørsolfangere benyttes.

Vakuumrørsolfangere har høyest effektivitet, spesielt ved svak solinnstråling, og er svært fordelaktig ved høye fluidtemperaturer. Er derfor gunstig å benytte når tilgjengelig areal er begrenset. Prismessig er denne type solfanger noe dyrere enn alternativene.

Utildekket solfanger

Utildekkede solfangere kan benyttes hvor en har lave temperaturkrav, som for eksempel til utendørs svømmebasseng. Som følge av de lave temperaturkravene er det ikke nødvendig med isolering eller dekkglass. En slik solfanger vil normalt bestå av parallelle kanaler med samlestock i bunnen og toppen av solfangeren.

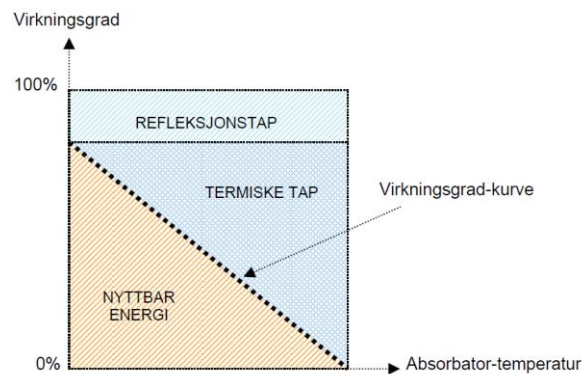


Figur 10 Snitt av utildekket solfanger (Byggforskserien 552.455, 2011)

Solfangerens virkningsgrad, η

Solfangerens effektivitet uttrykkes med en virkningsgrad, η , som er en viktig parameter.

Virkningsgraden definerer hvor mye av innstrålt energi en solfanger klarer å nyttiggjøre. Figur 11 er en forenklet skisse som viser sammenhengen mellom solfangerens virkningsgrad og absorbatortemperatur. Refleksjon fra dekkflaten gjør at omtrent 20 % av solenergien som treffer solfangeren går tapt, og har man flere dekklag vil tapet bli desto større (Rindal L. B. & Salvesen F., 2009). Figuren viser også at virkningsgraden reduseres ved økende absorbatortemperatur, fordi en da får økt varmetap til omgivelsene. Dette gjør at solfangerens virkningsgrad vil variere over året.



Figur 11 Skjematisk fremstilling av virkningsgraden til en solfanger (Andresen I., 2008)

Virkningsgrad til solfanger vil ofte bli presentert som kurver av solfangerleverandører. I virkeligheten vil ikke virkningsgradskurvene være helt lineære, men vil heller ha en svak krumning. Ligning 2.2 beskriver slike virkningsgradskurver hvor η er effektiviteten til solfangeren. Ligningen er hentet fra en rapport med små modifikasjoner (Rodríguez-Hidalgo M.C., Rodríguez-Aumente P.A., Lecuona A., Legrand M., & Ventas R., 2012):

$$\eta = \frac{q}{A \times G} = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{G} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad [2.2]$$

Hvor

q = effekt fra solfangeren [W]

A = solfangerarealet¹⁰ [m²]

G = global innstråling på solfanger [W/m²]

η_0 = optisk virkningsgrad, produktet av transmittansen for dekklaget og absorpsjonsfaktor for absorbatoren ($\tau \cdot \alpha$)

a_1 = førstegrads varmetapskoeffisient for kollektor fluidtemperatur ved omgivelsestemperatur [W/m²K]

a_2 = andregrads varmetapskoeffisient for kollektor fluidtemperatur avhengig av varmetapskoeffisient a_1 [W/m²K²]

T_m = fluidets middeltemperatur i solfangeren [K]

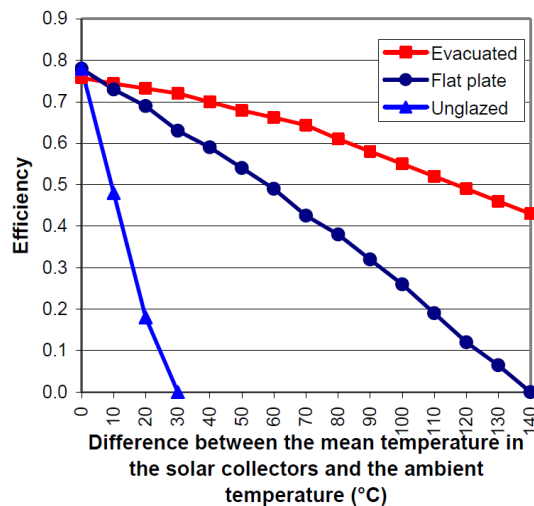
T_a = omgivelsestemperatur [K]

G , T_m og T_a er kjente parametere som kan måles, mens η_0 , a_1 , og a_2 er solfangerens effektivitetsparametre og kan finnes i testsertifikatene for de fleste solfangerne produsert av europeiske produsenter hos Solar Keymark Certificate (Solar Keymark Certificate).

Figur 12 viser eksempler på virkningsgradskurver for tre forskjellige typer solfangere.

Virkningsgradene kan ha store variasjoner mellom ulike solfangere og leverandører (Kjellsson E., 2009). Vakuumsolfangere vil ha en kurve med en mindre helningsgrad fordi varmeisoleringen er høyere (a_1 og a_2 er liten). Ved liten solinnstråling og store temperaturdifferanser vil denne typen solfangere ha best virkningsgrad. Er det derimot stor solinnstråling og lave temperaturdifferanser vil solfangere uten dekklag være den beste løsningen.

¹⁰ Med solfangerareal i beregningene menes absorlatorareal; areal av absorlator som solinnstrålingen treffer.



Figur 12 Eksempler på virkningsgrader for vakuumsolfangere, plane og utildekkede solfangere (Kjellsson E., 2009)

For å oppnå god virkningsgrad er viktig å oppnå:

- Lav inngangstemperatur til solfangeren
- Dekklag med høy soltransmittans
- God isoleringsevne
- Absorbator med høy absorpsjon og lav emisjon

Solfangerens orientering og helningsvinkel

Solfangerens virkningsgrad er høyt påvirket av solfangerens orientering og helningsvinkel.

Det vil si asimutvinkelen¹¹ og helningsvinkelen i forhold til horisontalplanet. Både orientering og helningsvinkel er ansett som to av de viktigste parameterne når en planlegger og installerer et solvarmesystem.

På grunn av jordas rotasjon vil retningen for direkte innstråling variere over døgnet; om morgenen og formiddagen vil en få direkte innstråling fra øst, mens ettermiddag og kveld får en direkte innstråling fra vest.

Den mest optimale asimutvinkelen er direkte mot sør, men vinkler man solfangeren sørvest eller sørøst reduseres ikke solinnstrålingen mer enn typisk 5-15 %. Solfanger vendt mot sørvest gir en lavere reduksjon av energitilførsel enn solfanger vendt mot sørøst (Zijdemans, 2014).

¹¹ Asimutvinkel er vinkelen i forhold til retning sør.

Helningsvinkelen er som tidligere forklart vinkelen mellom solfangeren og det horisontale planet, men det skilles mellom optimal og anbefalt helningsvinkel. Den optimale helningsvinkelen er den vinkelen solfangeren har i forhold til horisontalplanet som gir størst innstrålt energimengde over et år. Den varierer etter hvilken breddegrad en befinner seg på. Solen vil ligge lavere mot horisonten i nord enn den gjør i sør, som betyr at en vil få en større optimal helningsvinkel i nord. En forutsetning for å benytte optimal helningsvinkel er at det til enhver tid er behov for den energien solfangeren gir og at den ikke er tildekket av for eksempel snø. Anbefalt helningsvinkel kan derfor avvike fra den optimale av praktiske årsaker eller for å gi et høyere energiutbytte.

Ofte vil den estetiske vurderingen være den viktigste faktoren ved valg av helningsvinkel. Om solfangeren for eksempel skal innfelles i tak vil helningsvinkelen være lik takvinkelen.

Pris

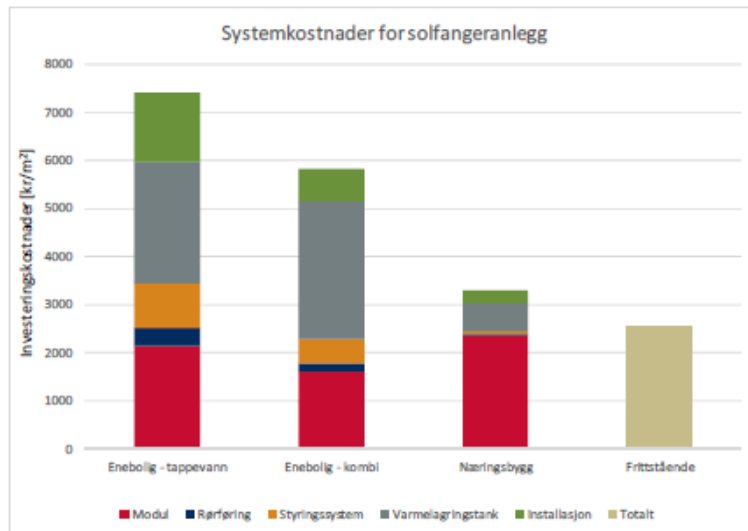
Investeringskostnader for et solvarmeanlegg er relativt høye, men til gjengjeld er drift- og vedlikeholdskostnader lave. De viktigste kostnadskomponentene er relatert til materialer, installasjon og drift og vedlikehold, og vil variere med størrelse og type anlegg.

I en rapport fra Norges vassdrags- og energidirektorat presenteres det kostnader for tre typer solvarmeanlegg (Sidelnikova M. et al., 2015):

- Solvarmeanlegg for enebolig, 6-12 m²
- Solvarme for næringsbygg, 300 m²
- Frittstående bakkemonterte solvarmeanlegg, 10 000 m²

Kostnadstallene fra de forskjellige solvarmeanleggene skiller ikke på kostnader for plane solfangere eller vakuumsolfangere. Normalt vil vakuumsolfangere være litt mer kostbare, men kan gi litt høyere utbytte.

Utgiftene som presenteres viser et gjennomsnitt av innhentede tall og er kun en indikasjon på hvor kostnadsnivået ligger for solvarmeanlegg. I figur 13 det vist material- og installasjonskostnader per kvadratmeter for de forskjellige anleggene. Tappevannsanlegg for enebolig har de høyeste kostnadene per m² med ca. 6000-7000 kr/m², næringsbygg ligger på 3300 kr/m² og frittstående ca. 2500 kr/m².



Figur 13 Investeringskostnader [kr/m²] for en enebolig med 6 m² tappevannsanlegg, en enebolig med 12 m² kombianlegg, et næringsbygg med 300 m² solfangerareal og et 10 000 m² frittstående anlegg (Sidelnikova M. et al., 2015).

De innhentede tallene for totale systemutgifter varierer fra ± 20 – 30 % for de forskjellige anleggene, og vises i tabell 1 som lavt, gjennomsnitt og høyt scenario.

Tabell 1 Totale systemkostnader for forskjellige typer solfangeranlegg med variasjon på ± 20 – 30 % (Sidelnikova M. et al., 2015).

Totale systemkostnader	Lavt scenario [kNOK]	Gjennomsnitt [kNOK]	Høyt scenario [kNOK]
Enebolig – tappevann, 6 m ²	38	45	67
Enebolig – kombi, 12 m ²	50	71	115
Næringsbygg, 300 m ²	713	990	1270
Frittstående, 10 000 m ²	19900	25400	37500

I samtale med veileder fra Erichsen & Horgen kan disse scenarioene benyttes til å skille mellom de forskjellige typene solfangere, slik at lavt, gjennomsnitt og høyt scenario tilsvarer henholdsvis utildekket solfanger, plan solfanger og vakuumsolfanger.

For et næringsbygg med 300 m² solfangere er systemkostnadene fordelt som vist i tabell 2.

Tabell 2 Investeringsutgifter for et næringsbygg med solfangeranlegg med 300 m² solfangerareal (Sidelnikova M. et al., 2015).

Næringsbygg, 300 m²	Totalpris [NOK]
Materialer:	
Modul	703890
Rørføring	18810
Styringsystem	11880
Varmelagringstank	175230
Installasjon	80190
Totalt	990000

Drifts-og vedlikeholdskostnader er satt til 1 % av investeringskostnaden per år. Et solfangeranlegg regnes å ha en økonomisk levetid på 20-30 år.

Innhenting av kostnadstallene er basert på telefonintervjuer og e-postkontakt med norske leverandører, i tillegg til NVEs egne vurderinger.

Et solvarmeanlegg har små driftskostnader, men krever mye kapital. I praksis betyr dette at kjøperen forskuddsbetaler den energi solvarmeanlegget skal levere gjennom anleggets levetid. Lønnsomheten for investeringen vil da være avhengig av prisutvikling for tradisjonell energi som elektrisitet og olje. Dette medfører en viss risiko siden fremtidige energipriser er ukjent.

Levetid

Den tekniske levetiden er viktig å ta med i vurderingen av ulike solfangere og den økonomiske analysen. Et solfangeranlegg regnes å ha en økonomisk levetid på 20 – 30 år (Sidelnikova M. et al., 2015). Ofte har de plane solfangerne lengre levetid enn vakuumrørsolfangere. Grunnen til dette kan være solfangeren mister vakuemet, og dermed også isolasjonen.

Enova støtteordning

Det kan ofte være kostbart og risikabelt å investere i de nyeste og mest klimavennlige teknologiene. Her kan Enova hjelpe til økonomisk, slik at prosjektene lar seg gjennomføre. Årlig investerer Enova over to milliarder kroner i løsninger som er med på å gjøre Norge grønnere.

2.2.5 Varmelager

Tilgjengelig solenergi sammenfaller ikke alltid med bygningens varmebehov, og effektbehovet ved varmtvannstapping kan være betydelig høyere enn effekten solfangerne leverer. Dette gjør at man må akkumulere energien som hentes fra sola. Et varmelager kan lagre solvarmen inntil man får bruk for den.

Når en benytter solfangere til oppvarming av varmt tappevann har størrelsen på akkumulatorvolumet stor betydning for akkumulert energi og soldekningsgraden¹², men påvirker også virkningsgraden til varmeveksleren og solfangeren. Størrelsen på tanken har dermed innflytelse på hele solfangersystemet (Rodríguez-Hidalgo M.C. et al., 2012).

Det er solfangerarealet som gir grunnlag for valg av akkumulatorvolum, og det finnes flere «tommelfingertall» fra ulike land som kan benyttes til dimensjoneringen:

- Et anbefalt forhold mellom lagertankvolum og solfangerareal benyttet i Spania er $0,05 \text{ m} \leq V/A \leq 0,18 \text{ m}$, hvor V er akkumulatorvolum [m^3] og A er solfangerareal [m^2] (Rodríguez-Hidalgo M.C. et al., 2012). Dette tilsvarer 50-180 liter lagervolum per kvadratmeter solfangerareal.
- I Sverige er det normalt å gå ut i fra at hver kvadratmeter solfangerareal krever 50-100 liter lagervolum (Andrén L., 2007).
- I Norge kan en benytte 50-75 liter lagervolum per kvadratmeter solfangerareal (Zijdemans, 2014).

2.2.6 Varmebærer

Væsken som sirkulerer i solfangeranlegget kalles ofte varmebærer. Vann er veldig prisgunstig og gir god varmetransport gjennom små rør. Det er derimot problematisk at vann lett kan fryse, som videre kan skape vannlekkasjer og skader for bygningen. Løsningen vil enten være å frostsikre solfangerkretsen ved å benytte en glykolblanding, eller drenere solfangeren om det er fare for frost. Fordelen ved å benytte luft som varmemedium er at den ikke fryser, og små lekkasjer medfører heller ingen skader på bygningen. Luft gir derimot mye dårligere varmeovergang fra absorptor og har langt dårligere varmekapasitet enn vann, og det må derfor benyttes store luftkanaler for å overføre varmen.

¹² Soldekningsgraden forteller hvor stor del av det årlige energibehovet solvarmeanlegget dekker, i dette tilfellet tappevannets energibehov.

En varmebærer bør ha egenskaper som (Zijdemans, 2014):

- Tåle høy temperatur uten å ta skade
- Lavt nok frysepunkt
- Høy spesifikk varmekapasitet
- Verken høy eller lav viskositet. (Høy viskositet krever større pumper og økt pumpeenergi. For lav viskositet gir økt lekkasjefare. Viskositet i nærheten av rent vann er å foretrekke)
- Ingen negativ miljøpåvirkning ved utslipp til det fri
- Ikke giftig for mennesker eller korrosivt for anlegget

Den vanligste varmebæreren i væskefylte solvarmesystemer i dag er vann blandet med en spesialvariant av glycol som tåler høyere temperaturer. Tabellen under viser hvordan frysepunktet for glycolblandet vann varierer med blandeforholdet.

Tabell 3 Frysepunkt for glycolblandet vann (Zijdemans, 2014).

Andel Propylenglycol [masse %]	0	10	20	30	36	40	43	48	52	55	58	60
Frysepunkt [°C]	0	-3	-7	-12	-18	-20	-23	-29	-34	-40	-46	-51

2.3 Varmepumpeteknologi kombinert med solenergi

I mange tilfeller vil de årlige mengdene varme som hentes ut og tilføres grunnen være i ubalanse. Ved utforming av systemer med grunnvarme som energikilde er det viktig å vurdere den termiske responsen i brønnen for hele levetiden. En ubalanse i varmelastene som hentes ut og tilføres vil over tid føre til redusering av temperaturen i grunnen, i tilfeller hvor bygninger domineres av oppvarming. For å unngå denne trenden er det nødvendig med større energibrønner eller en mekanisme som assisterer systemet som er i ubalanse (Rad F. M., Fung A. S., & Leong W.H., 2009).

Kostnaden som følger av dype eller mange energibrønner kan være ganske stor, det er derfor flere alternative måter å assistere brønnvarmepumpe-systemet på. Disse inkluderer bruk av solfanger, som tilfører ytterligere varme til grunnen. En annet argument for bruk av solfangere er plassmangel, som følger av minimum distanse mellom borehullene, som beskrevet i

kapittel 2.1.4. En økt interesse for brønnvarmepumper kan medføre at flere og flere borehull står tett plassert, som deretter fører til redusert temperatur i berggrunnen. Det kan derfor være nødvendig å lade¹³ brønnene.

Hovedmålet ved å kombinere brønnvarmepumpe med solenergi er å redusere ubalansen av varme som tas ut og tilføres grunnen på årsbasis. Solenergien benyttes til å tilføre ekstra varme, når grunnvarme brukes som energikilde, for å redusere differansen mellom varme som hentes ut og tilføres grunnen.

Ved å kombinere solenergi med brønnvarmepumpe vil både solfanger og varmepumpe få bedre driftsforhold. Ved hjelp av solvarme vil en oppnå en høyere fluidtemperatur gjennom fordampere som øker effekt faktoren til varmepumpen. Solfangeren vil produsere varme ved lavere temperaturer som gir en bedre virkningsgrad, på grunn av lavere varmetap. Som følge av at solfangeren kan brukes ved mindre solinnstråling og lading av energibrønn vil den i tillegg få lengre driftstid.

Økonomi er særlig viktig å tenke på når en ønsker å installere solfangere sammen med brønnvarmepumpe. Primært er utgift knyttet til investering av et kombinasjonssystem en utfordring. Investeringsutgiften øker i takt med kompleksiteten til anlegget. Et komplekst system vil også øke faren for driftsproblemer. Driftskostnader knyttet til sirkulasjonspumper øker ved lengre driftstider. Et godt dimensjonert system vil øke effekt faktoren til varmepumpen og redusere utgifter knyttet til antall borehull eller borehullsdybde.

Det er flere måter å kombinere solvarme med brønnvarmepumpe på. Den enkleste måten er å føre solvarmen direkte ned i energibrønnen. I dette tilfellet kan man i praksis bruke alle typer solfangere siden temperaturen i systemet er lav. Fordelen med et slikt system er høyere temperatur i brønnen. Dette er positivt for systemer som får termiske påvirkninger fra nærliggende borehull eller systemer som domineres av oppvarming og har ingen eller lave kjølebehov. En annen mulighet er å knytte solfangersystemet til varmt tappevannsproduksjon. Solfangeren produserer varme som føres til varmelager for varmt tappevann. Varmepumpen vil da få lavere driftstid, hovedsakelig i løpet av sommeren. Solvarmen reduserer bruk av elektrisitet til varmepumpen ved at varmepumpens driftstid reduseres. Dette fører til at mindre varme hentes ut av brønnen og øker bidraget fra naturlig lading av brønn. En mer fleksibel løsning er hvor solfangerne kan benyttes direkte til lading av brønn og forvarming av

¹³ Ved lading menes tilførsel av varme fra energibrønnens kollektor-sløyfe til berggrunnen.

tappevann. På denne måten blir solvarmen benyttet akkurat der det er behov ved det faktiske øyeblikket.

Det er også mulig sende solvarmen direkte gjennom fordamperen, som deretter føres ned i brønnen. Dette gjør at solvarmen utnyttes av fordamperen så lenge varmpumpen er i drift, men sendes gjennom fordamper og rett i brønnen utenfor driftstid. Ganske likt som hvor solvarmen føres direkte ned i brønn, men her er strømmingen reversert. En annen mulighet er hvor solvarmen benyttes til romoppvarming. Det er her nødvendig å ha et varmelager som er knyttet til distribusjonssystemet for romoppvarming.

2.4 Programvare for beregning

Varmepumpesystemer med grunnvarme blir stadig mer populært i nordiske land. Når slike systemer implementeres i større bygninger med varme- og kjølelast og borehulls-varmeveksleres som til sammen danner grunnvarmelager, øker kompleksiteten og utfordringene ved utforming av slike systemer. Dette krever derfor mer avanserte programvarer. Det finnes en rekke programvarer som takler denne problemstillingen, og det må derfor gjøres en analyse av ulike programvarevarianter. Analysen baserte seg på litteratursøk av liknende problemstillinger som er gjort tidligere, egne erfaringer og rapport gjennomført av SINTEF Energy Research (Persson T., Stavset O., Ramstad R. K., Alonso M. J., & Lorenz K., 2016). De programvarene som er sett nærmere på er:

- Transient System Simulation Tool (TRNSYS)
- Polysun
- Modelica
- IDA Indoor Climate and Energy (IDA ICE)
- MatLab/ Simulink+Carnot
- Earth Energy Designer (EED)
- T*Sol

Ved valg av programvare og må en være oppmerksomme på mulighetene og begrensningene til de ulike verktøyene. Brukervennlighet er knyttet til fleksibiliteten til simuleringssystemet. Høyere grad av fleksibilitet vil i mange tilfeller bety lavere grad av brukervennlighet. I SINTEFs rapport presiseres det at med fleksibilitet menes det spekteret av systemer og komponenter som kan modelleres og mulighetene til å modifisere kodene til ditt

spesifikke formål. Evaluering av brukervennlighet er basert på estimert opplæringstid og simuleringstid.

EED er begrenset til simuleringer av borehullet og grunnen med timesverdier, og er ansett som et program som er lett å bruke. IDA ICE og Polysun er også relativt brukervennlige sammenlignet med Matlab, Modelica og TRNSYS, men med flere begrensninger i design av system. Å sette sammen systemet i Polysun er ganske rett frem, men det kan ta tid å lære seg å sette opp kontrollere, varmelager osv. Her kan det ofte være lurt å benytte noen av malene som følger med enn å sette opp et system helt fra start.

For en erfaren bruker går det relativt kjapt å sette opp simuleringer i IDA ICE og Polysun, og en kan teste mange forskjellige ting på kort tid. Carnot er til motsetning veldig komplekst og brukeren kan være ganske detaljbevisst, men dette krever mye informasjon fra brukeren, og det tar tid å sette opp simulering av et tilfelle. Det samme gjelder for TRNSYS, selv om noen modeller er ganske rett frem, er det mye arbeid som skal til for å sette sammen systemet, og kvalitetssjekke systemet og energibalansen. I Modelica finnes det bibliotek som inneholder komponenter som kan benyttes til simulering av borehull, varmepumpe og hydraulikk.

Brukervennlighet er knyttet til hvor detaljert modellene burde være, men generelt er det nødvendig med noe kunnskap hvis komponenter skal være skreddersydd og detaljert, og et komplekst system skal simuleres.

Av programmene nevnt ovenfor er EED ansett som den mest brukervennlige, fulgt av Polysun og IDA ICE. I de fleste tilfeller vil brukervennlighet gå på bekostning av fleksibilitet, men man får en av de mest detaljerte og fleksible borehulls-modellene i IDA ICE sin borehulls-modul. På den andre siden har ikke IDA ICE en åpen kildekode og modellene kan ikke modifieres. Studie av samhandling mellom borehullet, systemet og bygningen er ikke mulig i EED, og det er derfor i tillegg nødvendig å benytte en annen programvare for simulering av systemer. Bare IDA ICE og TRNSYS tilbyr detaljert fler-sone bygningsmodell.

T*Sol er et simuleringsprogram som kalkulerer solfangeresystemer og systemkomponenter. Programmet har et bibliotek som inneholder maler til ulike energisystem tilpasset ulike varmebehov: romoppvarming, varmt tappevann, oppvarming av basseng eller en kombinasjon av disse. Programmet har en høy grad av brukervennlighet, men er ikke fullt så fleksibel. En kan ikke utforme sitt eget system, og enkelte komponenter som pumper og varmevekslere er delvis eller helt utelukkende låst. Til gjengjeld kan man velge mellom hundrevis av typer solfangere eller utforme sin egen, og en har delvis kontroll på komponentene som er knyttet til komponentene ved de forskjellige varmebehovene.

Type system og hvor detaljert en simulering skal være er hovedargumentene for valg av programvare, men noen programmer kan kreve for mye tidsbruk ved utforming av system og kan passe bedre til bruk ved forskning eller mer kompliserte design-tilfeller.

Det er i en tidligere masteroppgave valgt å benytte T*Sol og EED til beregning av brønnvarmepumpe og termisk solenergi (Hana M., 2010). Det nevnes i denne oppgaven at kombinasjonene av flere separate simuleringsprogram setter grenser for kompleksitet, omfang og nøyaktighet. Programmene jobber separat, og det er derfor nødvendig å gjøre forenklinger.

Andre oppgaver og artikler benytter TRNSYS (Kjellsson E., 2009; Rad F. M. et al., 2009; Ye J., 2014) og IDA ICE (Fadejev J. & Kurnitski J., 2015; Hesaraki A., 2013; Hesaraki A. & Holmberg S., 2013).

3 Metode

I dette kapitlet vil det bli gått igjennom hvilke valg og forutsetninger som ble tatt ved gjennomføring av analysen for solvarmeanlegg og berggrunnen. Metoden gir også en beskrivelse av hvordan man knytter sammen resultatene fra to ulike simuleringsprogram gjennom en itereringsprosess. Produksjon av solvarme og temperatur i berggrunnen er sentrale faktorer for analyse av anleggets virkningsgrad og økonomi.

3.1 Berg Fengsel

Berg Fengsel i Tønsberg er benyttet som case i oppgaven. Dette er en av tre avdelinger som ligger under Søndre Vestfold fengsel. Avdelingen er et «åpent fengsel» med lavere sikkerhetsnivå (Kriminalomsorgen).

Det ble i starten av mars gjort en befaring for å bli bedre kjent med fengselet og varmeanlegget. Figur 14 viser et oversiktobilde av området. Bygningene som er navngitt er de som er tilknyttet nærvarmeanlegget. Varmeforsyningen til bygningene dekkes av en varmepumpe med varmeopptak fra brønnpark og en oljefyrt kjel. Oljekjelen dekker spisslasten i anlegget og står som reserve. Varmesentralen er plassert i kjeller i kjøkkenbygget.

Brønnparken ved Berg Fengsel er underdimensjonert i forhold til energibehovet. Dette har følger for temperaturforholdet i grunnen og varmepumpens kompressorarbeid. Perioder med oppvarmingsbehov resulterer i at årlig gjennomsnittlig temperatur i brønnene synker som følge av mengden energi varmepumpen henter ut av brønnene. Det er ikke installert kjøling, som betyr at brønnene heller ikke lades. I en tilstandsvurdering av varmeanlegg med forslag til oppgradering og utvidelse gjennomført av konsultentselskapet Erichsen & Horgen AS forutsettes det at brønnparken må utvides. Fengselet har et høyt varmtvannsforbruk over året. Med dette utgangspunktet er Berg Fengsel en interessant case for analyse av varmepumpeteknologi kombinert med solenergi, og om dette kan være et alternativ til utvidelse av brønnparken.



Figur 14 Oversiktsbilde av Berg Fængsel. (Redigert bilde fra Google Maps).

3.1.1 Brønnparken ved Berg Fængsel

I alt består brønnparken av 16 brønner der hver av dem har en dybde på 150 m. De er plassert på markområdet nord for brakke R. Total maksimal effektuttak fra brønnparken er 100 kW. Det finnes ikke egne beregnings- eller målingsdata for effektvarighet for Berg Fængsel. Det forutsettes derfor en fordeling, som vist i tabell 4 under, som benyttes av Erichsen & Horgen når annet ikke er oppgitt.

Tabell 4 Varighet for makseffekt (erfaringstall benyttet av Erichsen & Horgen AS)

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Varighet makseffet [timer]	24	24	12	0	0	0	0	0	0	12	12	24

Berggrunnens termiske egenskaper setter grenser for hvor mye energi en kan hente ut, eventuelt tilføre energibrønnen. Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) har en nasjonal berggrunnsdatabase som viser at berggrunnen består av rombeporfyrilava (Norges Geologiske Undersøkelse). I en rapport fra NGU er det gjennomført bergartsprøver av rombeporfyr som målte en varmeledningsevne på omtrent 2,4 W/m K (Midttømme K., Ramstad R. K., Solli A., SørDAL T., & Elvebakk H., 2004).

Det er ikke gjennomført en termisk responstest for berggrunnen ved Berg Fengsel, men nasjonal berggrunnsdatabase ga et tilstrekkelig bilde av grunnforholdene i området til å kunne gjennomføre en nøyaktig simulering.

Termisk energi ved Berg Fengsel

Romoppvarming for alle byggene og oppvarming av varmt tappevann for kjøkkenbygget er tilknyttet varmepumpen. I sommermånedene er det ikke behov for romoppvarming og varmepumpen er ikke i drift. I denne perioden benyttes elektrisitet til oppvarming av varmt tappevann for kjøkkenbygget. De andre byggene har egne beredere med el-kolbe som varmer opp tappevannet. I mangel av målinger for hvor mye energi som går til oppvarming av varmt tappevann for kjøkkenbygget ble det i denne analysen gjort en forenkling: Alle bygg bruker elektrisitet til oppvarming av tappevann. Dette betyr at hele energimengden som hentes opp fra brønn forutsettes å gå til romoppvarming av bygningene.

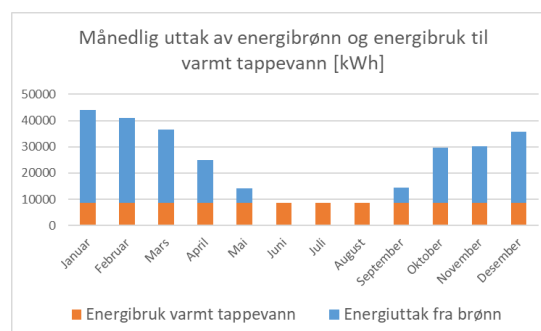
Målingsverdier, vist i tabell 5, viser energimengden som hentes ut fra brønnene.

Tabell 5 Månedlig uttak av energi fra brønn

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
[kWh]	35 305	32 195	27 688	16 121	5 496	0	0	0	5 721	20 798	21 541	27 006

Det er ikke gjennomført målinger for hvor mye energi som går til oppvarming av tappevann. Det velges derfor å benytte erfaringstall som eksisterer for bruk til varmt tappevann (Tyholt M. & Dokka T. H., 2011), se vedlegg B for nærmere beskrivelse. Energibehov til oppvarming av tappevann er 105 180 kWh og 8 765 kWh for henholdsvis årsbasis og månedsbasis.

Figur 15 illustrerer hvordan energimengden som går til romoppvarming og varmt tappevann fordeler seg over året.



Figur 15 Månedlig energifordeling for varmt tappevann og energiuuttak fra brønn

3.1.2 Varmepumpen

Varmepumpen ved Berg Fengsel er produsert av Climaveneta og ble installert i 2002. Den inneholder et sirkulerende fluid som er en kjølevæske av typen R134a. Installert makseffekt er 100 kW. Varmepumpen er ikke i drift i sommermånedene siden det da ikke er et oppvarmingsbehov ved fengselet. Det forutsettes i denne oppgaven at temperaturredifferansen over fordampere er 3 °C. Dette er en erfaringsbasert verdi som Erichsen & Horgen anvender.



Figur 16 Bilde av varmpumpen tatt under befaring ved Berg Fengsel

3.2 Ulike systemløsninger

Systemløsninger hvor en kombinerer varmpumpe og solfangere finnes det mange ulike varianter for. I denne rapporten fokuseres det på to løsninger:

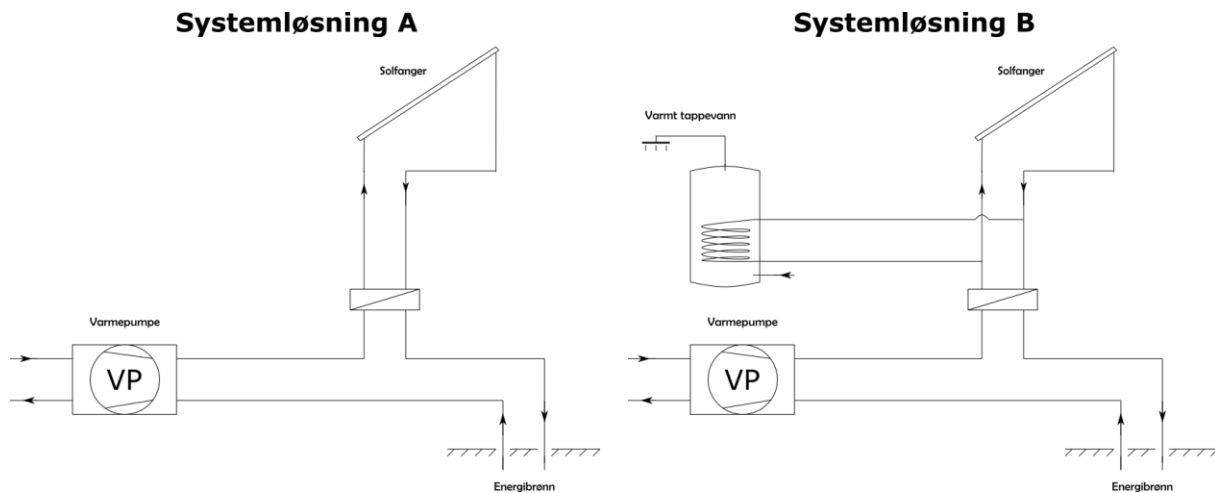
- A. Solvarme til lading av brønn
- B. Solvarme til tappevann + lading av brønn

Systemløsning A ble valgt for å se om den underdimensjonerte brønnparken til Berg Fengsel kan reddes ved bruk av solfangere. Systemløsning B ble valgt for å se på hvor stor energisparing en kan oppnå, hvis solfanger tilfører varme til oppvarming av tappevann og brønn, om samme brønnpark var riktig dimensjonert.

I begge systemløsningene føres solvarme direkte ned i brønnparken for å lade brønnene og skape et godt temperaturforhold over tid. Målet er å skape en levedyktig brønnpark som kan holde tilstrekkelig temperatur gjennom hele levetiden på 25 år. Tilstrekkelig temperatur ble definert som gjennomsnittlige fluidtemperaturer i brønnen over 0 °C. Dette får også positiv innvirkning på varmpumpen; kompressorarbeid reduseres ved at fluidtemperatur inn på fordampere øker. Det ble også sett på hva som skal til for å gjøre brønnparken bærekraftig. En

bærekraftig brønnpark er definert å være i termisk balanse, dvs. at den årlige gjennomsnittstemperaturen i brønnen holdes stabil, også etter endt levetid.

Det som skiller de to løsningene er at i Systemløsning A benyttes solvarmen kun til lading av brønn, mens i Systemløsning B brukes solvarmen også til oppvarming av varmt tappevann, se figur 17.



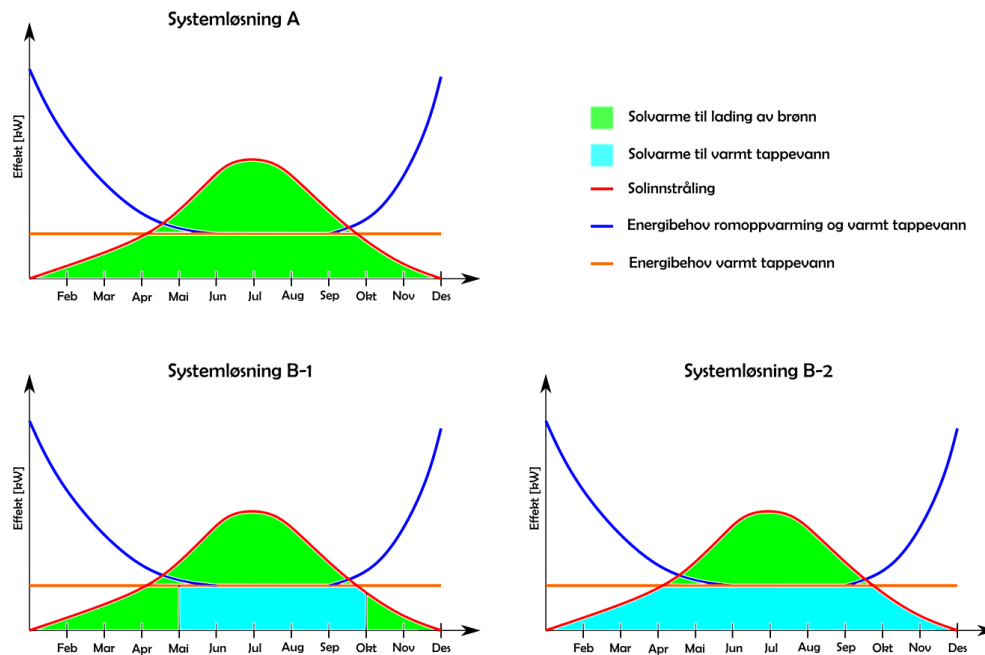
Figur 17 Systemskisser av Systemløsning A og Systemløsning B

Målet for begge løsningene er først og fremst å skape en levedyktig brønnpark, men i Systemløsning B prioriteres oppvarming av tappevann. Det betyr at solfangersystemet først leverer energi til oppvarming av varmt tappevann, og deretter vil et eventuelt energioverskudd tilføres brønnene. Figur 18 illustrerer hva solvarmesystemet prioriterer ved de forskjellige systemløsningene.

Systemløsning B ble delt inn i to løsninger med ulike driftsperioder. Bakgrunnen for dette var å se om en løsning med kortere driftstid for solvarmetilførsel til oppvarming av varmt tappevann kunne klare seg med et mindre solfangerareal enn for en løsning med lengre driftstid. I juni, juli og august er varmepumpen ikke i bruk og oppvarming av varmt tappevann skjer da elektrisk. I disse månedene hentes det derfor ikke energi fra brønnparken. Mai og September er måneder med et relativt lavt behov for romoppvarming ved Berg Fengsel. I og med at dette også er måneder hvor man får høy solinnstråling, vil det være interessant å se hva som skjer med temperaturen i grunnen om man benytter solvarme til varmt tappevann også for disse månedene. Systemløsning B ble delt inn i to driftsperioder hvor solvarmesystemet prioriterer å levere energi til oppvarming av varmt tappevann:

- Systemløsning B-1: Solfangerne leverer solvarme til oppvarming av varmt tappevann i perioden 1.mai – 30.september (5 måneder).
- Systemløsning B-2: Solfangerne leverer solvarme til oppvarming av varmt tappevann i perioden 1.januar – 31.desember (12 måneder).

Solvarmesystemets prioritering



Figur 18 Illustrasjon over hva solvarmesystemet prioriterer ved de forskjellige systemløsningene. (Laget i tegningsprogrammet IncScope.)

Systemløsning B skiller seg også fra Systemløsning A ved antall meter energibrønn. I Systemløsning A ble dagens totale brønnlengde ved Berg Fengsel benyttet. Systemløsning B benyttet en total brønnlengde som er optimalisert til den energimengden som hentes ut gjennom en optimaliseringsfunksjon i EED.

3.3 Valg av programvare

I en problemstilling som i denne oppgaven, hvor en ønsker å kombinere flere energikilder med varmepumpe, vil simuleringsprogram som IDA ICE og TRNSYS være gunstige ved at en får simulert hele systemet i én modell og som gir mer nøyaktige resultater. Disse programvarene er derimot mindre brukervennlige som fører til mer tidsbruk under opplærings-, modelloppbyggings- og simuleringsfasen. EED og T*Sol er anerkjente

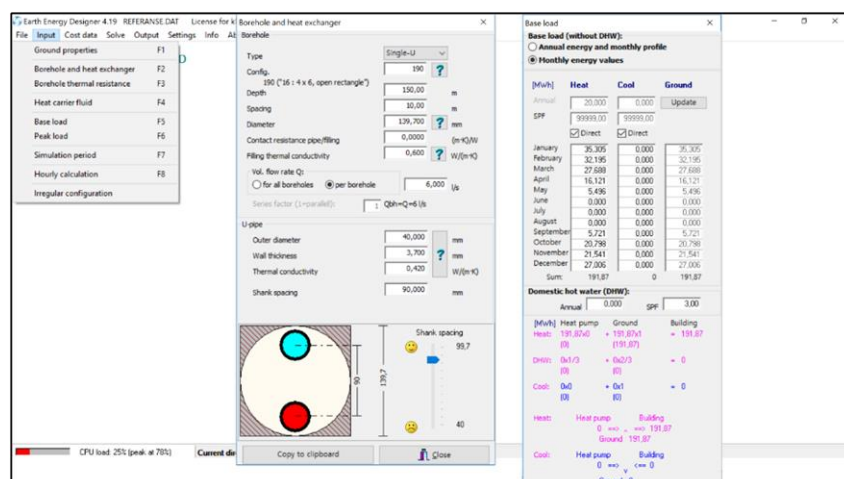
programmer innenfor sine områder, og en får god oversikt over de termiske prosessene i systemene. Valg av simuleringsprogram ble valgt på grunnlag av tidsbruk og grad av kontroll over systemene. Tidsbruk er spesielt viktig i en masteroppgave hvor det er begrenset med tid, og for en uerfaren bruker av disse programmene vil dette kunne medføre risiko. Oversikt over systemene gir god kontroll av simuleringer, som fører til nøyaktige resultater. Det ble derfor bestemt at EED og T*Sol skulle bli benyttet til simulering av henholdsvis energibrønnene og solfangersystemet.

3.4 Simulering i EED og T*Sol

EED ble benyttet til å beregne hvordan temperaturen endrer seg i grunnen over levetiden, men også for å finne ut hva fluidtemperaturen inn i solfanger er. Når fluidtemperaturen inn i solfanger var funnet ble T*Sol benyttet til å beregne hvor mye energi solfangerne kunne levere til lading av brønn og til oppvarming av tappevann.

3.4.1 Earth Energy Designer – EED

Før simuleringer i EED kunne kjøres ble det satt inn innsettingsverdier for egenskaper for grunnen ved Berg Fengsel, konfigurasjon for borehullene og varmeveksler (kollektor), egenskaper for kollektorfluidet¹⁴ og laster for energi og effekt, se figur 19.



Figur 19 Skjerm bilde fra EED hvor innsettingsverdier styres.

¹⁴ Kollektorfluidet er væsken som sirkulerer i borehullets U-rør

Innsetningsverdier

Tabell 6 Verdier for grunnegenskaper fra EED.

Termisk konduktivitet (Rombeporfyr)	2,4 W/m K
Volumetrisk varmekapasitet	2,5 MJ/m ³ K
Grunnoverflatetemperatur (Oslo)	5,7 °C
Geotermisk varmefluks (Oslo)	0,05 W/m ²

Grunnegenskapene ble satt på grunnlag av informasjon fra NGU (Norges Geologiske Undersøkelse) og mest gunstige lokasjon (Oslo) som EED oppgir.

Tabell 7 Egenskaper for borehull.

Dybde*	150/288 m
Antall brønner*	16/10
Avstand mellom borehullene	10 m
Diameter	139,7 mm
Fyllmassens termiske konduktivitet (vann)	0,6 W/m K

Antall borehull og brønndybde for optimert brønn ble bestemt ved bruk av en optimaliseringsfunksjon i EED.

Tabell 8 Egenskaper U-rør varmeveksler.

Type varmeveksler	U-rør
Volumstrøm, per borehull	6 l/s
Ytre diameter	40 mm
Veggykkelse	3,7 mm
Termisk konduktivitet	0,42 W/m K
Avstand mellom senter tur-retur	90 mm

Gitt avstand mellom senter tur-retur vil være konstant, sett at det benyttes avstandsbriketter. Det er benyttet 90 mm i simuleringene, som er anbefalt avstand av EED, hvor ytterpunktene er 40 til 99,7 mm. Økes avstanden vil varmeovergangen mellom tur-retur reduseres og temperaturdifferansen øke, noe som betyr at en får en høyere effekt fra brønnen. Reduseres avstanden skjer det motsatte.

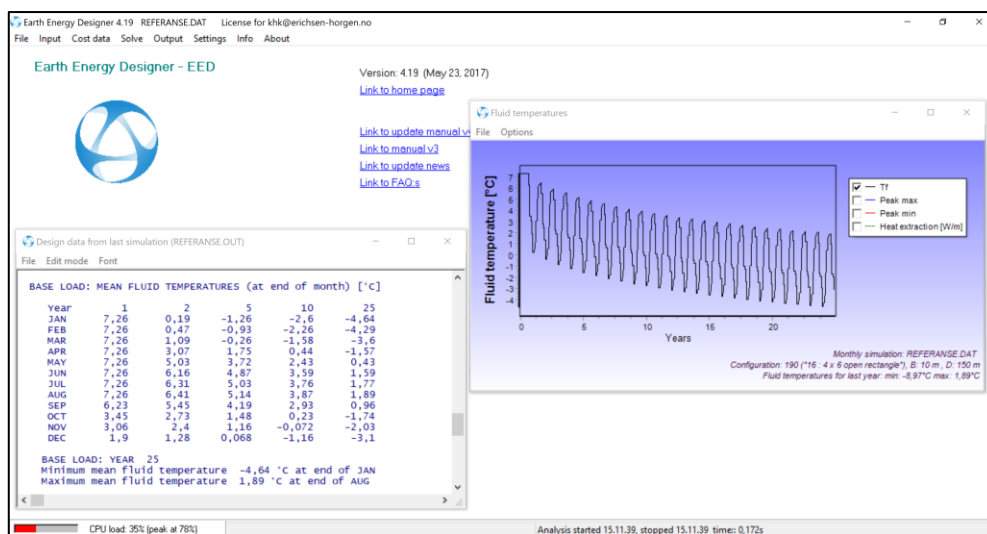
Tabell 9 Egenskaper for kollektorfluidet.

Termisk konduktivitet	0,428 W/m K
Spesifikk varmekapasitet	4295 J/KgK
Densitet	972 Kg/m ³
Viskositet	0,0058 Kg/m s
Frysepunkt	-14,6 °C

For innsetningsverdier «Base load» i EED ble lastene for energi satt inn. Her styrer man profilen for hvor mye energi som hentes ut av brønn, og hvor mye som tilføres gjennom året. Hvor mye energi som sendes ned, og lader brønnen ved hjelp av solfangere, ble satt inn i kolonnen for kjøling. Verdier for energimengden som hentes ut av brønn er beskrevet i kapittel 3.1.1.

Et referansesystem er et system uten solfangere, som dermed betyr at brønnene ikke lades. I EED betyr dette at alle månedene for kjøling ble satt til null. Siden antall meter borehull for Systemløsning A og Systemløsning B er forskjellige, ble det laget referansesystemer for begge tilfellene. Referansesystemene har like berggrunnegenskaper og energiuttak, men forskjellig brønnkonfigurasjon.

Etter innsetningsverdier var satt, ble simuleringen startet for å finne gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn («Solve mean fluid temperatures»). Her ble også brønnparken optimalisert for Systemløsning B til den energimengden som skulle hentes ut («Solve required borehole length – Optimization»).



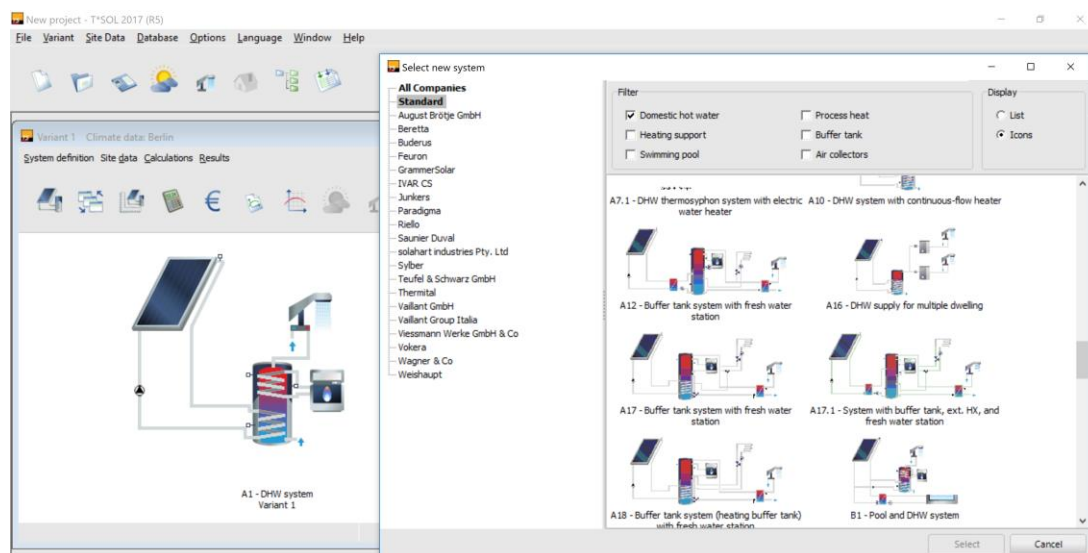
Figur 20 Skjerm bilde fra EED der resultater beskrives

EED ga en oversikt over innsetningsverdier og resultater («View design data») for år 1, 2, 5, 10 og 25, og en illustrerende graf («Plot fluid temperatures») for temperaturforløpet i brønnen gjennom hele levetiden.

Temperaturene som ble beregnet i EED er gjennomsnittlig fluidtemperatur i kollektoren, halvveis ned i borehullet. Typisk er temperaturen ut av borehullet, før varmepumpen, ca. 1,5-2,0 °C høyere i varmemodus, og returtemperaturen tilsvarende lavere enn den gjennomsnittlige fluidtemperaturen. I kjølemodus er temperaturen ut av borehullet ca. 2 °C lavere enn gjennomsnittlig fluidtemperatur, og returtemperaturen er tilsvarende høyere (Buildingphysics.com).

3.4.2 T*Sol

I T*Sol er det en database med mange ulike modeller som kan benyttes til simulering av solvarmesystem. Det er ikke mulig å gjøre endringer i modellene, som setter begrensninger for hvilke oppgaver som kan simuleres. Det er ingen modeller i T*Sol som er utformet for simulering av solvarme som tilføres berggrunnen. Det ble derfor valgt å benytte en modell der solfanger er tilknyttet et basseng. Nærmere beskrivelse av hvordan dette ble gjennomført finnes lenger ned i dette kapittelet.



Figur 21 Skjerm bilde av modelldatabasen i T*Sol

Solfangerne

Det ble besluttet å gjennomføre beregninger for tre ulike typer solfangerer: utildekket solfanger, plan solfanger og vakuumsolfanger. Plan solfanger og vakuumsolfanger er de mest anvendte solfangerne i markedet. Siden energibrønner jobber med lave temperaturer ble også utildekket solfanger benyttet. Dette er også den minst kostbare av solfangerne.

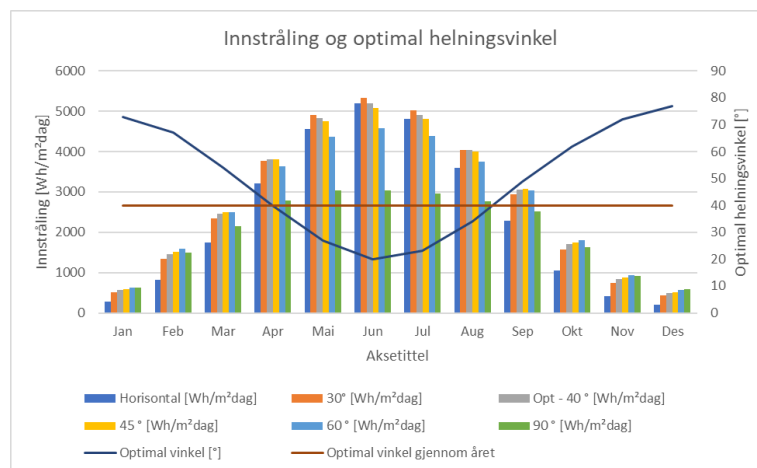
Produktbeskrivelser for disse finnes i vedlegg E. Den plane solfangeren som er benyttet her er den samme typen som brukes på noen brakker ved Berg Fengsel i dag.

Orientering og helningsvinkel

Solfangerne ble orientert mot sør.

Ved valg av helningsvinkel for solfangerer ved Berg Fengsel ble solinnstrålingsprogrammet fra EUs Joint Research Centre benyttet (European Commission Joint Research Centre).

Teoretisk solinnstråling varierer med helningsvinkel som vist i figur 22.



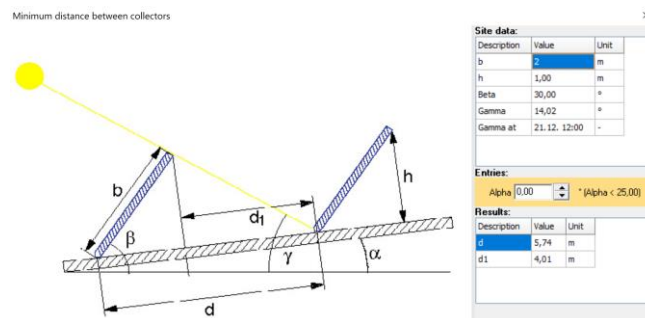
Figur 22 Teoretisk solinnstråling for Berg fengsel ved ulike helningsvinkel mot sør, samt optimal vinkel variert over året og optimal fast helningsvinkel gjennom året.

Den optimale helningsvinkelen gjennom hele året er 40 °. Praktiske årsaker, som å unngå at snølag blir liggende på solfangerne, og erfaringer fra Erichsen & Horgen gjorde at helningsvinkelen ble bestemt å vinkles noe brattere enn optimal helningsvinkel. Det ble valgt å benytte anbefalt helningsvinkel, og solfangerne vinkles derfor 45° fra horisontalplanet.

Solfangerareal

Solfangerarealet styres ved å sette inn antall solfangerer en ønsker å benytte. Det ble valgt å se på systemer med 50 m², 100 m², 150 m², 200 m², 250 m² og 300 m² solfangerer.

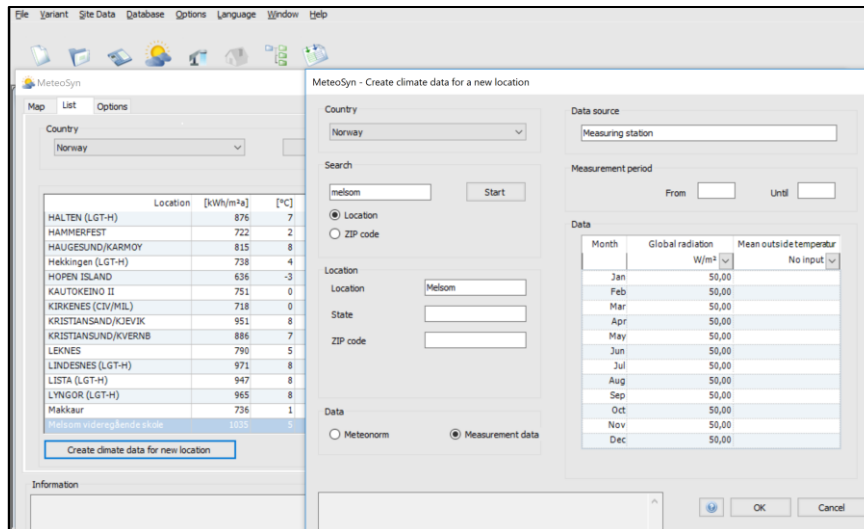
Maksimal solfangerareal ble bestemt ut i fra tilgjengelig plass. Det forutsettes at solfangerne plasseres på markområdet hvor brønnparken befinner seg. Under befaring ble dette markområdet ansett som det mest gunstige området for plasseringen av solfangerer. Markområdet er anslått til å være 900 m². Ved beregning av maksimal solfangerareal ble det antatt solfangerer med lengde på 2 meter og bredde på 1 meter. Som illustrert i figur 23, får man en minimum distanse fra bunnen av solfanger til bunnen av neste solfanger på 5,74 meter. Med solfangerbredde på 1 meter tilsvarer dette 5,74 m² opptatt markareal per solfanger. Det er derfor plass til 156 solfangerer med solfangerlengde på 2 meter. Dette tilsvarer maksimal solfangerareal på 312 m², avrundet til 300 m². Dette gjelder for solfangerer som er 2m x 1m, men maksimal solfangerareal på 300 m² er benyttet for alle solfangertyper i denne oppgaven.



Figur 23 Skjerm bilde som illustrerer beregning av minimum distanse mellom solfangerer i T*Sol.

Klimadata

I T*Sol har en mulighet til å velge klimafil fra flere lokasjoner i Norge. Etter en nærmere undersøkelse viste det seg at gjennomsnittlig utetemperatur og solinnstråling ikke stemte overens med virkeligheten. Det ble blant annet oppdaget at utetemperaturen om vinteren var høyere enn normalt, og at den årlige solinnstråling var lavere enn hva en kan forvente for dette området. Det ble derfor laget en egendefinert klimafil for Melsom, som er et tettsted ikke langt fra Berg Fengsel. Dette tettstedet ble valgt fordi Meteorologisk Institutt ikke hadde andre værstasjoner nærmere fengselet og det passet overens med Berg Fengsel i forhold til høydemeter og avstand til havet.



Figur 24 Skjermbilde fra T*SOL som viser hvordan en lager en egendefinert klimafil.

I T*SOL kan en lage sin egen klimafil ved å sette inn månedsverdier for solinnstråling og omgivelsestemperaturer for stedet, se figur 24. Gjennom mailutveksling med Klimavakten – Meteorologisk institutt ble det angitt månedsverdier for middeltemperaturer ved Melsom stasjon fra år 1959 til 2017 (Kalve L., 2018), se vedlegg C . Melsom ligger ca. 10 km fra Berg Fengsel i luftlinje, og blir ansett som relativt nøyaktige verdier for middeltemperatur til denne simuleringen.

Tabell 10 Middeltemperaturer fra Melsom stasjon (1959-2017).

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Middeltemperatur [°C]	-3,7	-3,8	0	4,4	10,6	15	16,3	15,2	11,1	7	1,7	-2,1

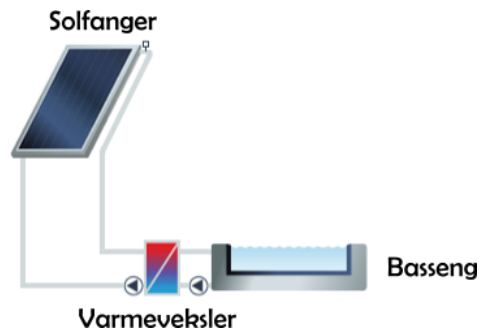
For verdier for solinnstråling ble solkart.no benyttet. Denne nettsiden er utarbeidet av Sivilingeniør Carl Christian Strømberg AS som står bak Solcellespesialisten, og er basert på erfaringstall og data fra PVGIS databasen (Solcellespesialisten, 2018). Verdiene i tabell 11 viser solinnstråling på horisontalt plan, og gir total årlig solinnstråling på 1036 kWh/m².

Tabell 11 Månedlig solinnstråling ved Melsom stasjon.

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Solinnstråling [kWh/m²]	12,2	27	79,2	119	169	181	168	135	82,8	40,3	15,1	7,75

Modeller til systemløsningene

I T*Sol ble det benyttet forskjellige, men ikke helt ulike, modeller for Systemløsning A og Systemløsning B, som illustrert i figur 25 og 26.

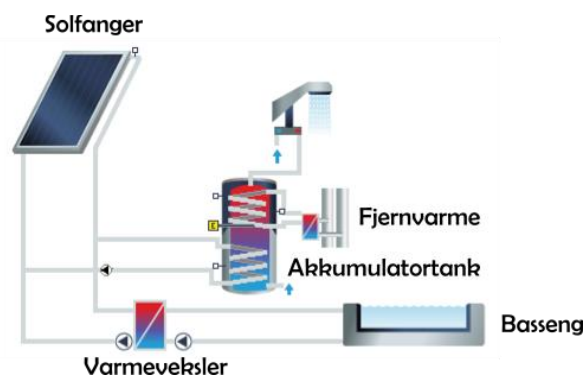


Figur 25 Modell benyttet for simulering av Systemløsning A i T*Sol

For begge systemløsningene sendes solvarmen til et basseng. Bassenget representerer brønnparken. Måten dette ble gjort på var å ha et basseng av stor størrelse og høy tilførsel av ferskvann, slik at solvarmen ikke påvirker temperaturen i bassenget. På denne måten finner man ut hvor mye energi solfangerne tilfører bassenget ved en gitt temperatur inn på solfangeren. Temperaturen inn på solfanger bestemmes av temperaturen i bassenget. På grunn av høyt omløp av ferskvann er bassengtemperaturen lik ferskvannstemperaturen. I T*Sol kan man styre ferskvannstemperaturen ved å sette inn verdier for temperaturen for februar og august. Dette ga en sinuskurve for hvordan ferskvannstemperaturen, og dermed temperaturen i brønnen, varierer over året.

Varmeveksleren skiller solkretsen fra brønnkretsen, og anbefalt dimensjonerende LMTD¹⁵ (Logarithmic Mean Temperature Difference) på 5 K ble benyttet (Havellen V., 2017).

¹⁵ LMTD (Logarithmic Mean Temperature Difference) er en logaritmisk temperaturforskjell mellom varm og kald side i en varmeveksler.



Figur 26 Modell benyttet for simulering av Systemløsning B i T*Sol

For Systemløsning B har modellen i tillegg en krets som veksler varme mot en akkumulatortank for varmt tappevann. Akkumulatortanken inneholder blant annet inntak av ferskvann, uttak av oppvarmet tappevann og en el-kolbe som ble satt til 15 kW. I virkeligheten er ikke Berg Fengsel koblet til et fjernvarmenett, men begrensninger i T*Sol gjør at det ikke er mulig å fjerne komponenter. For å eliminere bidrag fra fjernvarmekomponenten ble tilhørende spiralvarmeveksler satt til å overføre 0 W/K.

Størrelse på total akkumuleringsvolum ble bestemt til 50 liter per solfangerareal (Andrén L., 2007; Rodríguez-Hidalgo M.C. et al., 2012; Zijdemans, 2014). Ønsket temperatur i tanken ble satt til 60 °C. Det er ikke ønskelig at solfangeren veksler varme til tank ved lavere temperaturer enn tanktemperatur. For å unngå dette ble det bestemt at solfangerkrets til tank åpnes når fluidtemperatur ut av solfanger er 8 °C høyere enn tanktemperatur, og stenges når fluidtemperaturen ut av solfanger er 3 °C høyere enn tanktemperatur.

Årlig forbruk av varmt tappevann ble beregnet til 105 180 kWh, noe som gir 43 825 kWh i tilfellet for Systemløsning B-1, se vedlegg B. Ønsket vanntemperatur ut av tappestedet ble bestemt 45 °C.

Volumstrøm ble satt som anbefalt av leverandør, se produktbeskrivelsene i vedlegg E, som vist i tabell 12 under.

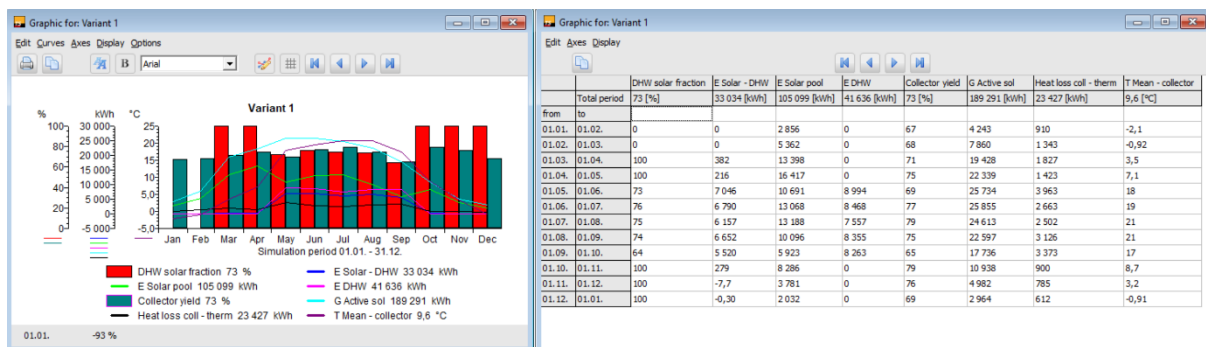
Tabell 12 Anbefalt volumstrøm gjennom solfangerne

Solfanger	Type	Areal [m ²]	Anbefalt volumstrøm [l/h]	Volumstrøm per m ² [(l/h)/m ²]
AMK-Solac Systems AG	Vakuumsø	1,716	150	87,41
Hewalex KS 2000	Plan	1,827	132	72,25
Solar-Ripp	Utildekket	4,12	200	48,54

Driftstid for det elektriske elementet og bruk av varmt tappevann ble bestemt etter hvilken systemløsning som skulle simuleres, enten Systemløsning B-1 eller Systemløsning B-2.

Driftstid for bassenget (brønnparken) var hele året.

Når innsetningsverdier og modell er ferdigstilt kan en sette i gang simuleringen. Da fikk en mulighet til å lage en «Presentation report», som viste resultater i en rapport i pdf-format, eller «Graphics», som fremstilte resultatene grafisk eller i tabell, se figur 27.



Figur 27 Resultater fremstilt grafisk i T*Sol.

I «Graphics» kunne man hente ut resultater fra mange steder i systemet. En kunne fremstille maks åtte resultater om gangen. De resultatene som ble ansett som spesielt interessant i denne oppgaven var soldekningsgrad til tappevann, solenergi til tappevann, solenergi til basseng (brønn), totalt energibruk til tappevann, solfangerens virkningsgrad, total solinnstråling, solfangerens varmetap og middeltemperatur i solfanger.

3.5 Itereringsprosess

Solfanger og energibrønn er gjensidig avhengig av hverandre:

- Temperaturen i energibrønnen påvirkes av hvor mye varme som tilføres og hentes ut.
- Mengden varme solfangeren tilfører energibrønnen påvirkes av temperaturen i energibrønnen.

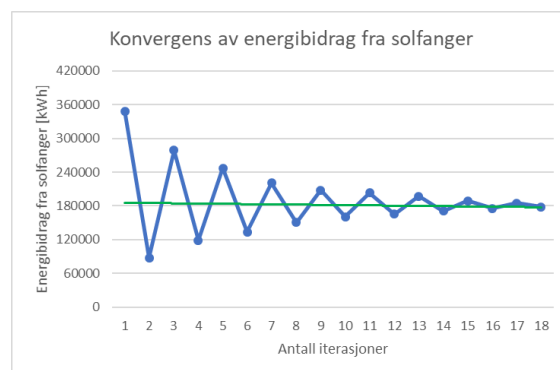
Med andre ord varierer fluidtemperaturen som tilføres solfanger med fluidtemperaturen i brønnen. For å finne fluidtemperatur i brønnen ble det gjennomført en itereringsprosess mellom energiproduksjon i solfanger og fluidtemperatur tilført solfanger. Fremgangsmetoden for dette var som følger:

1. Beregnet referansesystemet i EED for å finne temperaturforløpet i brønnene.
2. Dagens temperatur (temperatur for år 10 i referansesystemet ble benyttet) i brønnen korrigert for temperaturfall i kollektor og over fordamper i varmepumpen gir fluidtemperatur som tilføres solfanger, som ble satt inn i T*Sol.
 - Temperaturfall på 1,5 °C i kollektoren, som beskrevet i kapittel 3.4.1, ble benyttet (Buildingphysics.com).
 - Over fordamper er det benyttet en temperaturdifferanse på 3 K, basert på erfaring fra Erichsen & Horgen.

En begrensning i T*Sol er at det ikke er mulig å simulere med fluidtemperaturer lavere enn 0 °C. Det ble derfor benyttet 0,1 °C i disse tilfellene.

3. Resultatene fra simulering i T*Sol gir et månedlig energibidrag til brønnene, som deretter ble satt inn i EED, og ny simulering ga et nytt temperaturforløp i brønnene.

Denne iterasjonsprosessen ble gjennomført til resultatene konvergerer mot en verdi ansett tilfredsstillende. Eksempel på tilfredsstillende verdi er vist i figur 28.



Figur 28 Eksempel på hvordan itereringsprosessen konvergerer mot en tilfredsstillende verdi.

Som følge av denne prosessen ble energibidrag fra solfanger funnet, og en satt da igjen med temperaturforløpet for brønnene ved et gitt solfangerareal.

3.6 Økonomisk analyse

Det ble gjennomført økonomisk analyse for de systemløsningene som ga levedyktig brønnpark med minst solfangerareal.

Dagens kroneverdi er ikke den samme som fremtidens kroneverdi. En må ta hensyn til prisstigning og avkastningskravet til prosjektet. For å beregne lønnsomheten til

systemløsningene ble nåverdimetoden benyttet. Nåverdien beregnes ved å summere alle diskonterte fremtidige kontantstrømmer, og trekke fra investeringsutgiften i år 0. Er denne differansen større eller lik null, er prosjektet per definisjon lønnsomt (Stene J., 1997).

Nåverdien er gitt ved (Stene J., 1997):

$$NV = \frac{B_1}{(1+r)^1} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_{n-1}}{(1+r)^{n-1}} + \frac{B_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad [3.1]$$

Hvor

- B = årlig netto inntjening [kr]
 r = kalkulasjonsrente¹⁶ [%]
 n = levetid [år]
 I₀ = investeringsbeløp [kr]

Det ble i denne oppgaven tatt utgangspunkt i en kalkulasjonsrente på 5 %, og en økonomisk levetid på 25 år. Investeringsbeløp og årlig netto inntjening ble bestemt ut fra priser hentet fra rapport (Sidelnikova M. et al., 2015) og erfaringstall. Erichsen & Horgen benytter investeringsutgift på 100 000 kroner per brønn i tidlig fase prosjektering. Dette inkluderer boring av brønn på 250-300 meter, samt kollektorer og føringer til sentral. Det ble av den grunn benyttet 333 kroner per meter borehull i den økonomiske analysen. Drifts- og vedlikeholdskostnader er minimale for energibrønner, og ble derfor ikke tatt hensyn til under den økonomiske analysen.

Tabell 13 Systemkostnader og levetid knyttet til solvarmeanlegg (Sidelnikova M. et al., 2015).

Utgift og kostnad: Solvarmeanlegg			
	Utildekket solfanger	Plan solfanger	Vakuumsolfanger
Totale systemkostnader [kr/300 m ²]	713000	990000	1270000
Solfangerareal [m ²]	300	300	300
Totale systemkostnader [kr/m ²]	2377	3300	4233
Levetid [år]	25	25	25
Drifts- og vedlikeholdskostnader [kr/m ² år]	24	33	42

¹⁶ Kalkulasjonsrente er den renten eller avkastningen man krever å få av en investering.

Tallene i tabell 13 ble benyttet til å finne investeringsbeløp og drifts- og vedlikeholdskostnader for solvarmeanlegget.

For å beregne årlig spart energi til varmepumpe ble SPF på 2,3 benyttet som utgangspunkt, se vedlegg A. Det er ikke oppgitt når tallene i vedlegg A er beregnet, så det ble antatt at SPF var 2,3 i år 5. Det ble forutsatt at SPF øker med 3 % for hver grad temperaturøkning i fordamper (Byggforskserien 552.403, 2009). Ved å beregne årlig temperaturdifferanse for referansesystemene og systemløsningene ble SPF for hele levetiden bestemt, og energi til varmepumpe funnet. Strømkostnader spart ble så beregnet ut fra kraftpris. Fremtidig kraftpris ble forutsatt på 0,5 kr/kWh, i tillegg ble det tatt hensyn til el-avgift på 0,105 kr/kWh og variabel nettleie på 0,15 kr/kWh. Det ble derfor benyttet en samlet kraftpris på 0,95 kr/kWh, som inkluderer merverdiavgiften (Rindal L. B. & Salvesen F., 2009).

Årlig spart energi til bereder ble beregnet i T*Sol ved å se på hvor mye energi solfangerne gir til oppvarming av varmt tappevann.

Enova har et støtteprogram som heter Varmesentraler. Denne støtteordningen gjelder for nybygg eller når det er snakk om konvertering til fornybar energi. Det ble derfor trukket fra 201 kr/m² (Enova, 2018) av investeringsutgiften til solfangerne.

4 Resultat og diskusjon

4.1 Referansesystemer

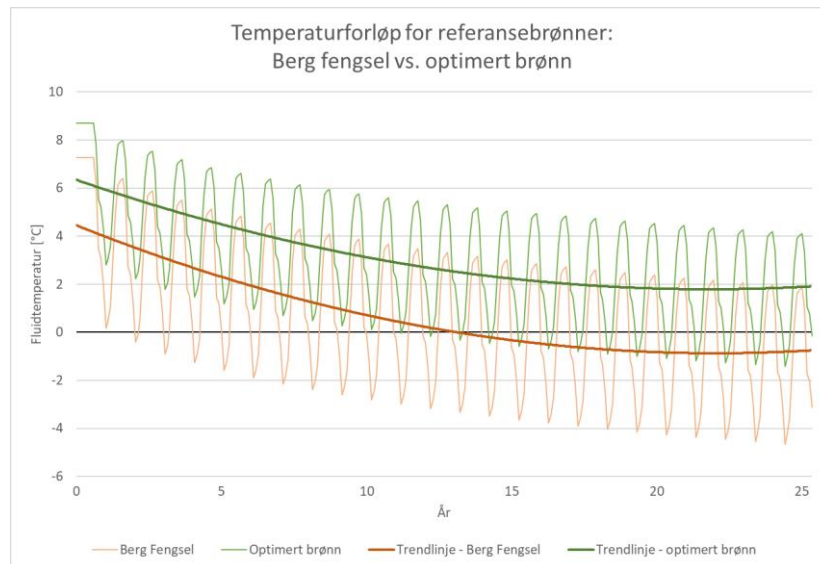
For å kunne vurdere systemløsningene, må referansesystemer benyttes. Referansesystemer er systemer hvor varmeanlegget ikke er tilknyttet solfangere. For Systemløsning A benyttes referansesystem Berg Fengsel, som er brønnparken slik den er utformet i dag. For Systemløsning B benyttes referansesystem Optimert brønn, som er brønnparken ved Berg Fengsel om den var normalt dimensjonert. Grunnen til at det ble valgt å gjøre beregninger for en brønnpark med en større total brønnlengde i Systemløsning B enn for Systemløsning A var at brønnparken i Systemløsning A er så underdimensjonert at det virket lite hensiktsmessig å benytte solvarme til tappevann. En må med andre ord installere et solvarmeanlegg som er såpass stort at det overstiger maksimal solfangerareal. Det virket derfor mer interessant å se hva som skjer med grunntemperaturen om man benytter solfangerne til oppvarming av varmt tappevann samtidig som man lader brønnene, ved en normal godt dimensjonert brønnpark. Ved å benytte optimaliseringsfunksjonen i EED ble det funnet at optimert brønnpark skulle ha en total borehullslengde på 2880 m. Som vist i tabell 14 ga dette en total lengde borehull som er 480 m lengere enn for dagens brønnpark.

Tabell 14 Antall brønner og borehullsdypde for referansesystemene

Referansesystem	Antall brønner	Borehullsdypde [m]	Total lengde borehull [m]
Berg Fengsel (dagens brønnpark)	16	150	2400
Optimert brønn	10	288	2880
Differanse	6	138	480

Figur 29 viser simuleringsresultater fra EED for dagens brønnpark og optimert brønnpark. Her ser en at fluidtemperaturen i brønnkollektoren var 2-3 °C høyere for optimert brønnpark gjennom hele levetiden på 25 år, men fluidtemperaturen synker i begge tilfellene. Temperatursenkningen er størst de første årene, deretter flater den ut. Referanse optimert brønn hadde høyere fluidtemperatur enn referanse Berg Fengsel og skyldes av forskjell i

brønndybde, henholdsvis 288 m og 150 m. Temperaturen i grunnen øker når avstand opp til bakkenivå øker, som igjen fører til at fluidet i kollektoren får en høyere temperatur.



Figur 29 Temperaturforløp og trendlinjer for referansebrønnene

Trendlinjene for gjennomsnittlig fluidtemperatur, som for eksempel vises i figur 29, viste at temperaturen øker mot slutten av levetiden. Dette vil ikke vært tilfellet i virkeligheten.

Oppstartsmåned for simulering i EED er september, noe som fører til at resultatene i de tre siste månedene i år 25 ikke ble tatt med. Fluidtemperaturer for oktober-desember er relativt lave, og trendlinjen ville vært fortsatt synkende om disse hadde blitt tatt med i beregningen.

Referanse Berg Fengsel, beregnet i EED, skal vise temperaturforløpet i grunnen slik brønnparken konfigurert i dag. Befaringen viste at denne referansen sannsynligvis er litt optimistisk. Figur 30 er et bilde av varmepumpens display. Her ser en at fluidet som førtes inn på varmepumpen hadde en temperatur på $-4,3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Bildet var tatt i starten av mars, som sannsynligvis ikke var den måneden med lavest fluidtemperatur. Plassering av temperatursensoren er også av betydning. Om den er plassert over bakkenivå vil fluidtemperaturen være $1,5\text{-}2\text{ }^{\circ}\text{C}$ lavere nede i borehullet, som forklart i kapittel 3.4.1. Varmepumpen har vært i drift i omtrent 16 år. Referanse Berg Fengsel viser at laveste fluidtemperatur, vanligvis i januar, i år 16 er $-3,8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Denne forskjellen kan være betydelig for valg av solfangerareal, og varmepumpens COP kan være lavere enn beregnet.



Figur 30 Bilde av varmepumpens display som viser fluidtemperatur fra brønn inn på varmepumpen. Bilde tatt fra befaring (7.mars 2018).

Den termiske konduktiviteten i grunnen under Berg Fengsel er satt til 2,4 W/m K. Dette er en relativt lav verdi sammenlignet med andre bergarter, som for eksempel granitt og gneis som ligger mellom 2,7-3,4 W/m K (Midttømme K. et al., 2004). Dette gjør at berggrunnen vil ha lavere temperaturer lokalt rundt borehullet i tilfeller hvor det hentes ut energi og høyere temperaturer lokalt rundt borehullet i tilfeller hvor det tilføres energi, sammenlignet med berggrunner med høyere varmeledningsevne. Betydningen av lav varmeledningsevne er lavere varmeuttak per meter borehull.

Det ble sent i oppgaven oppdaget at referanse Optimert brønn har lavere temperaturer enn brønnparker som er normalt dimensjonert, og er av den grunn ikke optimal. Grunnen til dette er at da den ble simulert i EED var minste tillatte temperatur ved maks belastning satt til -5 °C, og ikke -3 °C som normalt blir brukt av Erichsen & Horgen. Dette har betydning for varmepumpens COP i referansesystemet og arealbehov av solfangere i Systemløsning B, som påvirker den økonomiske analysen. Denne referansen benyttes likevel for Systemløsning B på grunnlag av begrenset tid og at denne feilen er ikke betydelig for helhetsbilde av analysen.

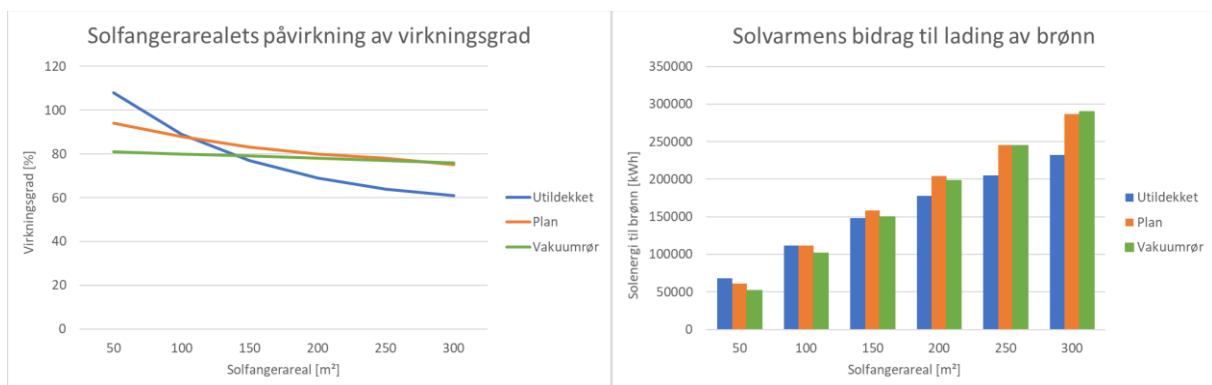
4.2 Systemløsning A

I Systemløsning A benyttes solvarmen til å lade den underdimensjonerte brønnparken, der målet å skape tilstrekkelig temperatur i brønnparken og gjøre den levedyktig. Tilstrekkelig temperatur ble bestemt 0 °C for å unngå frysing. Dette er den gjennomsnittlige fluidtemperaturen i brønnkollektoren per måned. Det betyr at det vil være tilfeller hvor fluidtemperaturen er lavere enn 0 °C, men som er tillatt i små perioder. Erichsen & Horgen benytter -3 °C som laveste tillatte fluidtemperatur ved maksimal belastning.

Solenergiproduksjon til brønn

Virkningsgrad og produksjon av solvarme for de ulike solfangerne ble beregnet i T*Sol, og figur 31 viser resultatene for disse. Utildekket solfanger hadde høyest virkningsgrad ved mindre solfangerarealer, og ble funnet å ha 108 % virkningsgrad ved 50 m² solfanger. Ved økt areal synker virkningsgrad og energiproduksjon mest for den utildekkede solfangeren. Den plane solfangeren hadde en virkningsgrad på 94 % ved 50 m², mens vakuumsolfangeren hadde 81 %. Ved større solfangerareal nærmet plan solfanger seg vakuumsolfanger i virkningsgrad, og de produserte omtrent like mye energi ved 250 m². Ved større arealer hadde vakuumsolfangeren en høyere solvarmeproduksjon. Grunnen til dette er at ved store arealer vil fluidtemperaturen i solfangeren bli høy. Dette øker temperaturdifferansen mellom omgivelsestemperatur og fluidtemperaturen i solfangeren, som fører til økt varmetap fra solfangeren. Vakuumsolfanger har lavere varmetapskoeffisient enn plan solfanger, og er dermed bedre isolert. Dette gjør at den taper mindre varme til omgivelsene og får bedre virkningsgrad ved høye temperaturdifferanser.

Det trekkes ut ca. 190 000 kWh fra brønn over et år, se kapittel 3.1.1. Det er funnet at det vil være nødvendig med omtrent 200 m² plane solfanger eller vakuumsolfanger for å tilføre like mye energi som det trekkes ut fra brønnen over året. For utildekkede solfanger var det et behov for 250 m² i samme tilfellet.



Figur 31 Virkningsgrad og solenergi for utildekket, plan og vakuumsolfanger i Systemløsning A

Resultatene viser at den utildekkede solfangeren har best virkningsgrad for solfangerarealer under 100 m², og har en virkningsgrad på over 100 % rundt 50 m². Den optiske virkningsgraden er 91,7 % for denne solfangeren. Solfangerens virkningsgrad er høyere enn den optiske virkningsgraden ved små solfangerarealer på grunn av den lave fluidtemperaturen

som føres inn på solfangeren. Fluidtemperaturen i solfangeren er ofte lavere enn omgivelsestemperaturen, som gjør at solfangeren også tar imot varme fra omgivelsene og ikke bare fra solinnstrålingen. Ser man nærmere på formel 2.2 ser man virkningen av dette. Når fluidtemperaturen i solfangeren (T_m) er lavere enn omgivelsestemperaturen (T_a) vil det ene varmetapsleddet bli positivt. Dette skjer også for plan solfanger og vakuumsolfanger, men påvirkes i mindre grad på grunn av lavere varmetapskoeffisienter.

Kondensdannelse kan også være med på å påvirke virkningsgraden. Luft kan oppta mer vanndamp ved høyere temperaturer. I tilfeller hvor fluidtemperaturen i solfangeren er lavere enn omgivelsestemperaturen vil det oppstå kondens på solfangeren. Virkningen av dette er høyere varmeovergangstall, og solfangeren tar av den grunn til seg mer varme fra omgivelsene.

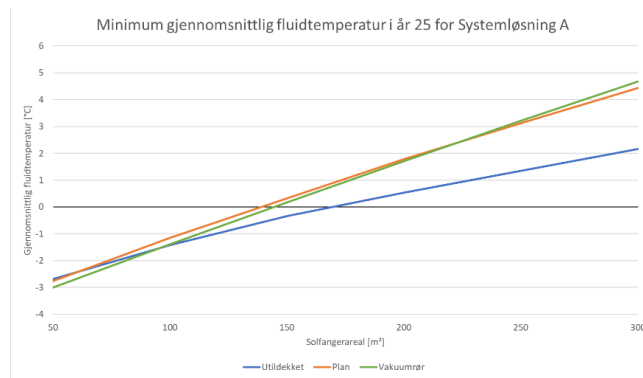
I T*Sol er det ikke mulig å simulere fluidtemperaturer, som kjøres inn i solfanger, lavere enn $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Det ble derfor benyttet $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ for tilfeller hvor det er minusgrader i brønnen. Dette har en del å si for virkningsgraden, og solvarmeproduksjonen kan forventes noe høyere. Det er heller ikke mulig å styre temperatur inn på solfanger for hele året, bare for februar og august. Da får man en sinuskurve med lavest temperatur i februar og høyeste i august. Dette stemmer ikke helt overens med beregninger i EED som viser lavest temperatur i brønnen i januar og høyest i august og juli. Dette påvirker hvordan solvarmeproduksjonen er fordelt gjennom året.

Årlig gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn

Det er viktig å legge merke til at EED gir verdier for gjennomsnittlig fluidtemperatur halvveis ned i brønnskolektoren. Det betyr at det ikke alltid er tilstrekkelig at simuleringene gir et resultat som viser $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ i brønnen, da kan det være minusgrader i innløpet til brønnen i tilfeller der varmepumpen er i varmemodus, se kapittel 3.4.1. Om grunnen fryser kan en få problemer når leira rundt brønnen tiner og leirstrukturen kollapser. Dette kan påvirke grunnvannsstrømningen rundt brønnene. Om grunnvannet føres bort fra brønnene kan dette påvirke den effektive varmeledningsevnen¹⁷ negativt (Ramstad R. K., 2011).

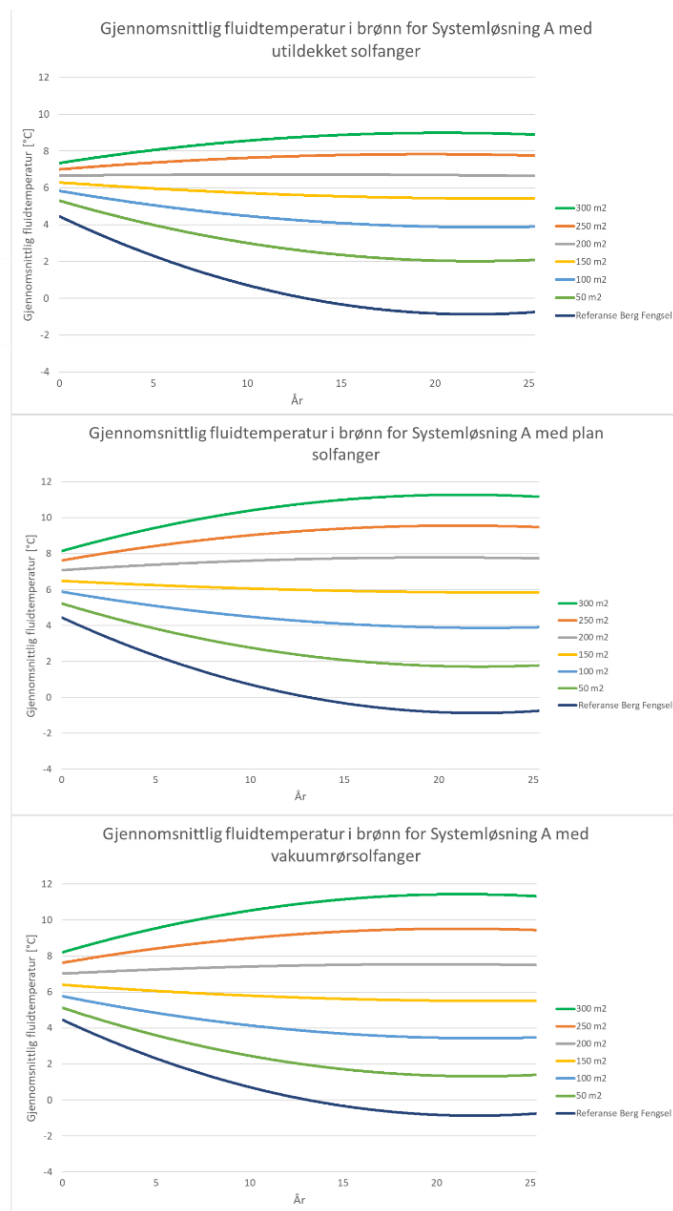
Figur 32 viser minste gjennomsnittlig fluidtemperatur i kollektoren i brønnen for år 25, beregnet i EED. For å unngå fluidtemperaturer under $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ble det funnet et behov ca. $135\text{-}140\text{ m}^2$ plane solfangere eller vakuumsolfangere, og ca. 170 m^2 utildekkede solfangere.

¹⁷ Effektiv varmeledningsevne er varmeledningsevnen til fjellet + eventuell grunnvannsbevegelse (konveksjon).



Figur 32 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidetemperatur i brønn for Systemløsning A

Det er i figur 33 illustrert trendlinjer for temperaturforløpet til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangere og solfangerareal, for Systemløsning A. Ved økt solfangerareal falt ikke temperaturen like mye over levetiden. Alle solfangerne skaper ganske like temperaturtrender i brønnparken for arealer opp til 150 m², utildekket solfanger ga en tanke høyere temperaturer. Fra 200 m² til 300 m² ga plan solfanger og vakuumsølsolfanger en temperaturtrend høyere enn for utildekket solfanger.



Figur 33 Grafisk fremstilling av temperaturtrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning A

4.2.1 Økonomisk analyse

Tabell 15 viser solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse. Verdiene er hentet fra figur 32 og 33, og er omtrentlige. For å gjøre en brønnpark levedyktig viser figur 32 hvor stort solfangerarealet må være for å oppnå tilstrekkelig temperatur i brønn (0 °C). De økonomiske analysene ble gjort av solfangerareal som gjør brønnene levedyktige. Siden simuleringene er gjort for hver 50 m² solfangere rundes arealet opp til nærmeste simulerte verdi ved økonomisk analyse. Det ble derfor valgt å gjøre økonomisk analyse for 200 m² utildekkede solfangere og 150 m² plane

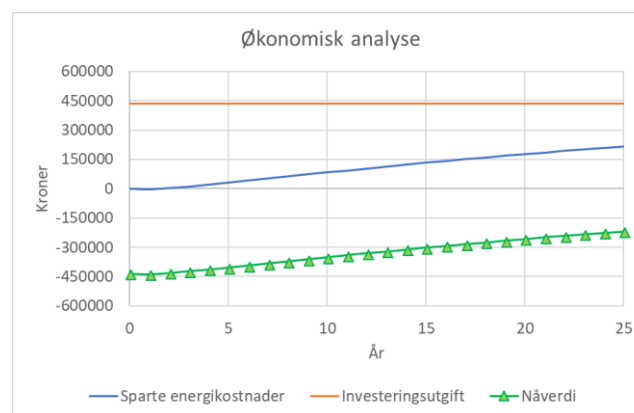
solfangere. Det ble valgt å se bort fra vakuumsolfangerne siden de hadde lavere solvarmeproduksjon for disse arealene og er et dyrere alternativ. For å oppnå bærekraftig brønn er det nødvendig med en stabil temperaturtrend i figur 33, det vil si at temperaturen i grunnen ikke påvirkes og temperaturtrenden er horisontal.

Tabell 15 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse.

	Utildekket [m²]	Plan [m²]	Vakuumsolfanger [m²]
Levedyktig brønn	170	135	140
Økonomisk analyse	200	150	-
Bærekraftig brønn	200	175	175

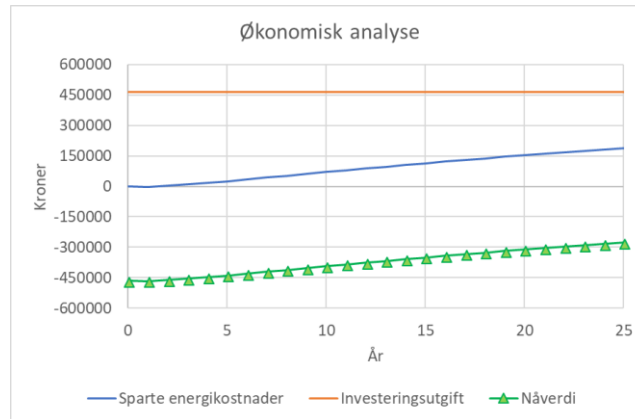
Beregningene ble gjort for å se hvor mye en må øke solfangerarealet for å oppnå bærekraftig brønn. For å gå fra en levedyktig brønnpark til en bærekraftig brønnpark må man øke solfangerarealet med 30 m² ved bruk av utildekkede solfangere, 40 m² for plane solfangere og 35 m² for vakuumsolfangere. Siden valgt solfangerareal til økonomisk analyse rundes opp til nærmeste 50 m², ble arealet for utildekkede solfangere også det arealet som gjør brønnparken bærekraftig (200 m²).

I den økonomiske analysen ble nåverdimetoden anvendt. Differansen av investeringsutgiften og sparte energikostnader gir nåverdien for en investering etter 25 år. Figur 34 viser beregnet lønnsomhet for Systemløsning A med 200 m² utildekkede solfangere. Nåverdien ble beregnet til -219 044 kroner.



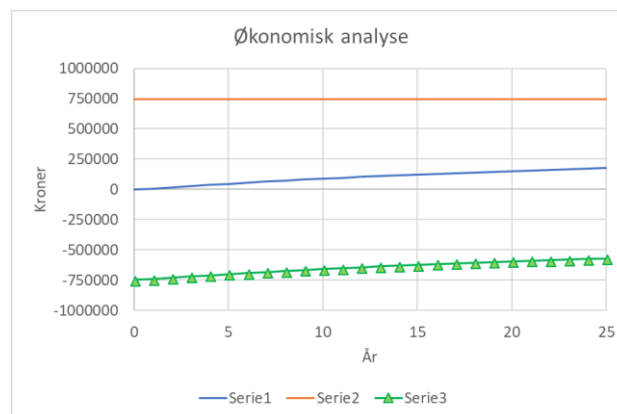
Figur 34 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning A med 200 m² utildekkede solfangere.

Figur 35 viser beregnet lønnsomhet for Systemløsning A med 150 m² plane solfangere. Nåverdien ble beregnet til -277 469 kroner.



Figur 35 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning A med 150 m² plane solfangere.

Figur 36 viser beregnet lønnsomhet for utvidelse av brønnpark med 2240 meter ekstra total brønnlengde. Nåverdien ble beregnet til -570 884 kroner.



Figur 36 Lønnsomhetsanalyse for utvidet brønnpark med 2240 meter ekstra total brønnlengde.

Å kombinere solfangere og varmepumpe ble sett på som et alternativ til utvidelse av brønnparken. Ved utvidelse av brønnpark er det behov for 2240 meter ekstra total brønnlengde fordelt på de 16 brønnene for å gjøre den levedyktig. Dette er nesten en dobling av brønndybde. Det ble også forsøkt å øke antall borehull med dagens brønndybde (150 meter), men optimaliseringsfunksjonen i EED ga ingen gunstige alternativer for dette. Nåverdi for utvidelse av brønnpark ble beregnet til -570 884 kroner. For solvarmeanleggene

ble nåverdi beregnet til -219 044 kroner for utildekket solfangersystem og -277 469 kroner for plan solfangersystem. Ingen av investeringene er lønnsomme. Det beste økonomiske valget er å ikke gjøre noen tiltak, men da er det fare for at brønnparken fryser. Når vannet i brønnen, rundt kollektoren, fryser til is vil volumet av den øke, og kan skade kollektoren. Dette kan føre til lekkasje av kollektorvæske. Da er man nødt til stenge av de brønnene som er skadet, som fører til veldig redusert varmeopptak. Dette er ikke noe som kan repareres og brønnene vil være ute av drift til evig tid. Om alle brønnene fryser kan det være de må stenges, og man mister hele energikilden.

4.3 Systemløsning B

I Systemløsning B benyttes solvarmen til å heve temperaturen i brønnparken og gjøre den levedyktig, samtidig som det tilføres solvarme til oppvarming av varmt tappevann.

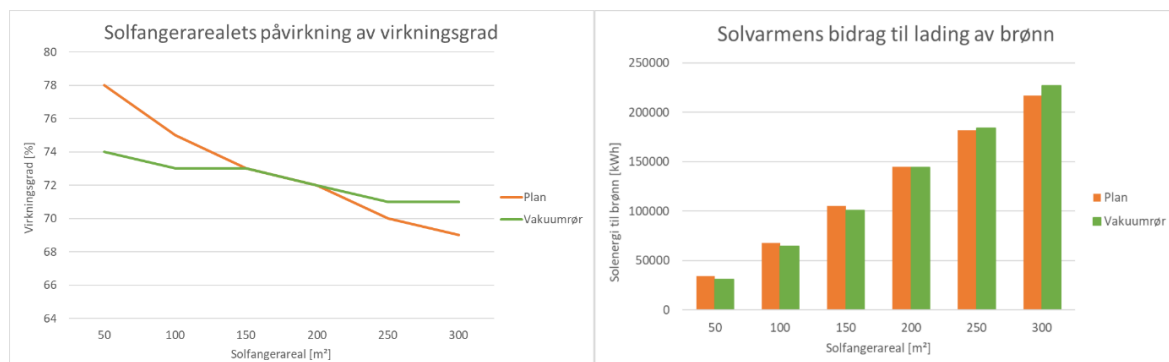
Utildekkede solfangere får en kraftig redusert virkningsgrad når fluidtemperaturen inn på solfangeren er høy sammenlignet med andre typer solfangere. Dette vil være tilfelle ved oppvarming av varmt tappevann. Utildekkede solfangere ble derfor ikke analysert for Systemløsning B.

4.3.1 Systemløsning B-1

Solenergiproduksjon til brønn

Plan solfanger hadde bedre virkningsgrad ved mindre arealer, som vist i figur 37.

Vakuumsolfanger startet på en lavere virkningsgrad enn plan solfanger ved 50 m², men fra 150 m² hadde den lik eller bedre virkningsgrad. Solenergi som bidrar til lading av brønn var relativt likt for begge typer solfangere. Plan solfanger hadde et litt høyere bidrag til lading av brønn ved solfangerarealer mellom 50-200 m².



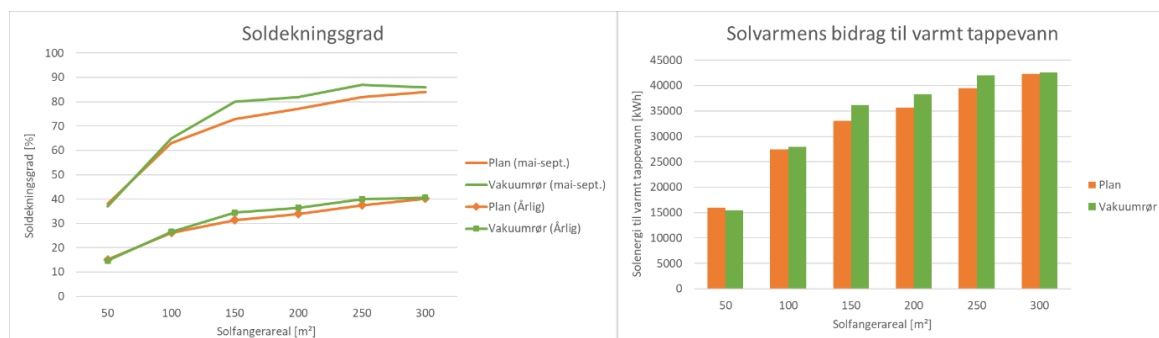
Figur 37 Virkningsgrad og solenergi til brønn for plan og vakuumsolfanger i Systemløsning B-1

Solenergiproduksjon til oppvarming av varmt tappevann

Soldekningsgraden er beregnet for perioden mai-september og for hele året. I figur 38 ser man at solfangerne hadde relativt lik dekningsgrad, men noe høyere for vakuumsolfanger.

Begge solfangerne hadde en årlig soldekningsgrad på 15 % ved 50 m², og rundt 40 % ved 300 m². Solvarmens bidrag til oppvarming av varmt tappevann hadde størst vekst fra 50-150 m².

Ved å øke arealet fra 150 m² til 200 m² øker energibidraget 2000-2500 kWh.



Figur 38 Soldekningsgrad og solenergi til oppvarming av varmt tappevann for plan og vakuumsolfanger i Systemløsning B-1

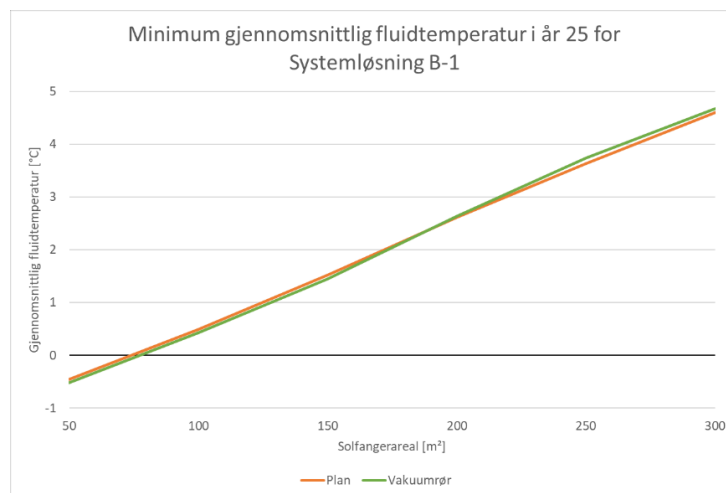
I Norge vil det være normalt å dimensjonere solvarme kombianlegg med dekningsgrad på omtrent 50 % for tappevannsoppvarming (Fornybar.no) (Zijdemans, 2014). Soldekningsgrad øker ved økt solfangerareal, men for Systemløsning B-1 flater dekningsgraden ut ved omtrent 40 %. Dette er forventet siden en her gir solbidrag til oppvarming av tappevann for bare fem måneder gjennom året. Det er også verdt å legge merke til at dekningsgraden synker fra 250 m² til 300 m² for vakuumsolfangere. Grunnen til dette er at solfangerne gir opp mot maksimal energiutbytte til varmt tappevann. Ved å øke solfangerarealet øker også tilført energimengde til tank, men energimengden ut av tank er fremdeles konstant og en får av den grunn høyere varmetap i rør og tank. Tapet ble derfor kompensert med høyere energiforbruk til el-kolben (elektrisitet).

En ønsker ikke å kjøle ned vannet i tanken, derfor må temperaturen ut fra solfangerne være høyere enn temperaturen i tanken. Det ble bestemt at solfangerne starter å føre solvarme til oppvarming av tappevann først når fluidtemperaturen ut fra solfangerne er 8 °C høyere enn temperaturen i varmtvannstanken, og avslutter når fluidtemperaturen ut fra solfangerne er 3 °C høyere enn temperaturen i varmtvannstanken. Dette ble bestemt for å ta høyde for

varmetap i solkretsen og for at energimengden som veksles i tank er høyere enn energibruken til sirkulasjonspumpen.

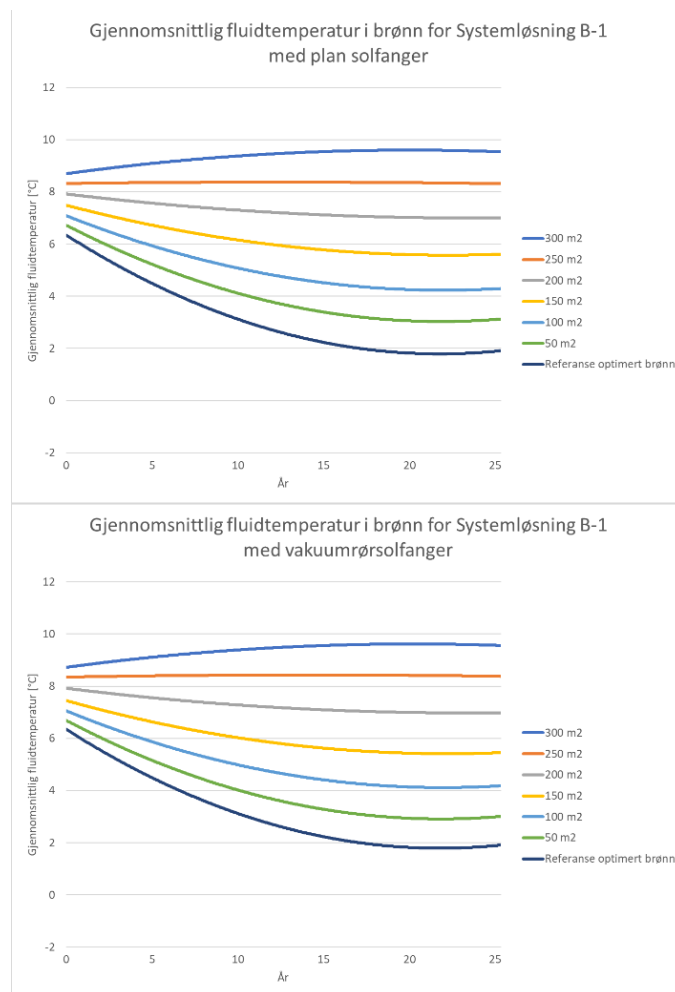
Årlig gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn

Figur 39 viser minste gjennomsnittlig fluidtemperatur i kollektoren i brønnen for år 25, beregnet i EED. Begge typer solfangere ga omtrent helt likt resultat for alle solfangerarealer simulert i denne oppgaven. For å unngå fluidtemperaturer under 0 °C ble det funnet et behov for ca. 75 m² av plan solfanger eller vakuumsolfanger.



Figur 39 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn for Systemløsning B-1

Figur 40 viser trendlinjer for temperaturforløpet til kollektorfluidet i brønn for Systemløsning B-1. Økt solfangerareal ga temperaturtrender med høyere temperatur og høyere stigningstall. Temperaturforløpet i brønnen ga ingen klar forskjell mellom plan solfanger og vakuumsolfanger.

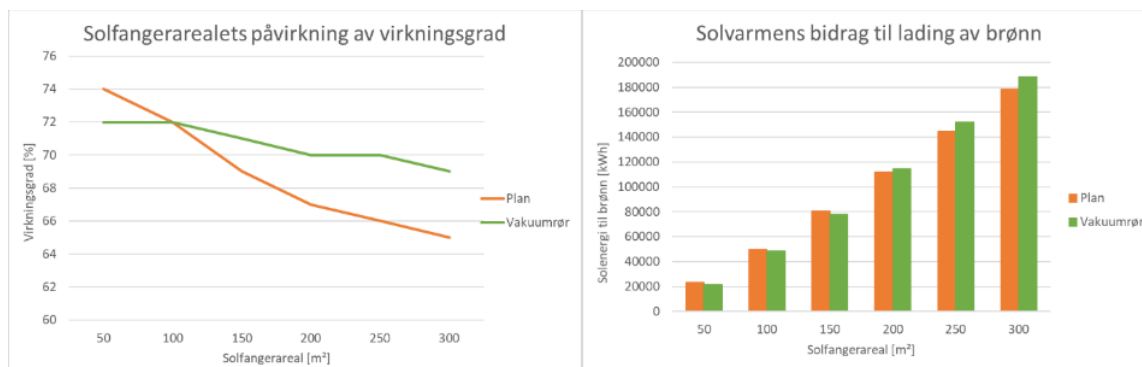


Figur 40 Grafisk fremstilling av temperaturtrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning B-1

4.3.2 Systemløsning B-2

Solenergiproduksjon til brønn

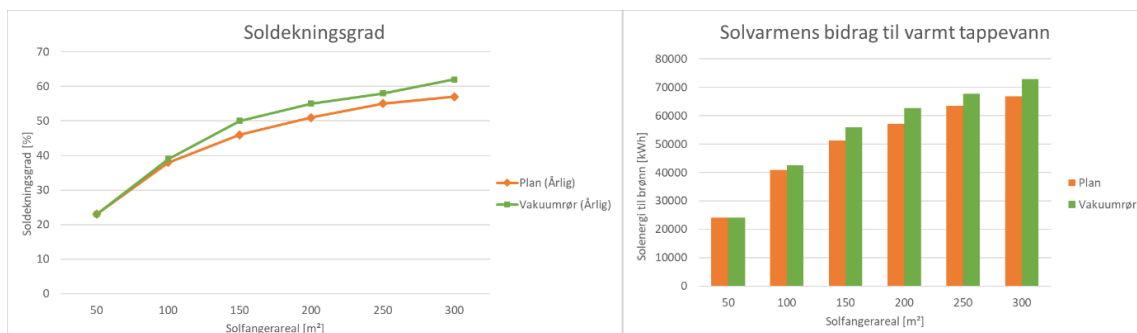
Figur 41 viser at plan solfanger hadde best virkningsgrad opp til 100 m². Et større solfangerareal viste at virkningsgraden for plan solfanger synker mye i forhold til vakuumrørsolfanger. Vakuumrørsolfanger gir et litt høyere solvarmebidrag til lading av brønn ved 200 m² og høyere.



Figur 41 Virkningsgrad og solenergi til brønn for plan og vakuumsolfanger i Systemløsning B-2

Solenergiproduksjon til oppvarming av varmt tappevann

Soldekningsgraden, som vist i figur 42, var beregnet 23 % ved 50 m² for begge solfangerne, og 57 % og 62 % ved 300 m², for henholdsvis plan solfanger og vakuumsolfanger. Fra 150 m² og oppover hadde vakuumsolfanger ca. 4-5 % høyere soldekningsgrad enn plan solfanger. Solenergi som går til bruk av oppvarming av varmt tappevann øker litt mer for vakuumsolfanger enn for plan solfanger, ved økt solfangerareal.



Figur 42 Soldekningsgrad og solenergi til oppvarming av varmt tappevann for plan og vakuumsolfanger i Systemløsning B-2

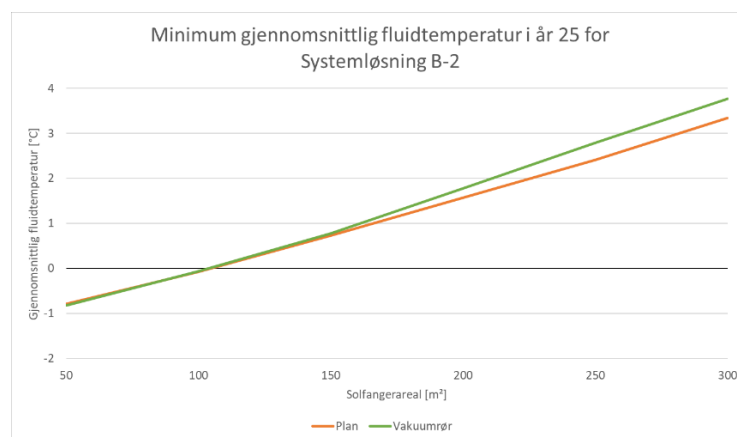
Målet for Systemløsning B var å skape tilstrekkelig temperatur i brønnparken, men først etter at solvarmeanlegget har avgitt den varmen den kan gi til varmt tappevann. Beredervolumet ble dimensjonert ut fra solfangerareal for å optimalisere soldekningsgraden. Brønnparken styrer hvor stort solfangerareal det er behov for. Deretter skulle en se hvor mye energi solvarmeanlegget kunne gi til oppvarming av varmt tappevann. Beredervolumet burde blitt dimensjonert ut fra tappevannsbehovet, ikke solfangerarealet. Ved å dimensjonere beredervolum for å optimalisere soldekningsgrad får man et unaturlig stort beredervolum på

grunn av det store solfangerarealet. Om en hadde dimensjonert berederne ut fra varmt tappevannsbehov ville det vært forventet at soldekningsgraden var noe lavere enn hva som er beregnet i denne oppgaven.

Det ble i kapittel 3.1.1 gjort en forenkling av energibehov til oppvarming av varmt tappevann. Det ble forutsatt elektrisk oppvarming av varmt tappevann for alle bygningene. I virkeligheten tilfører varmepumpen energi til oppvarming av tappevann for kjøkkenbygget deler av året. Grunnen til denne forenklingen var mangel av målinger og data for energibehovet til kjøkkenbygget. Det vil dermed også føre til en forutsetning om at all energi hentet ut fra brønn går til romoppvarming av bygningene, mens i virkeligheten går en liten del av denne energien også til oppvarming av varmt tappevann for kjøkkenbygget. Dette betyr at energimengden hentet ut av brønnene som går til romoppvarming skal være noe lavere enn hva som er oppgitt i denne oppgaven. Følgene av dette er at resultatene for fluitemperaturen i brønnene er en tanke lavere enn hva de egentlig burde vært.

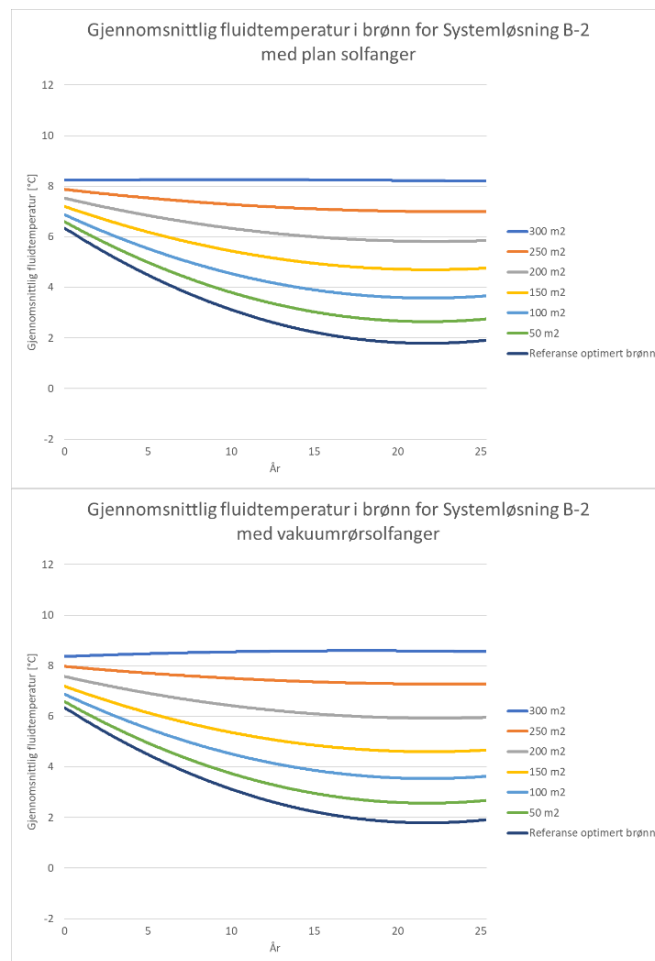
Årlig gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn

Figur 43 viser minste gjennomsnittlig fluidtemperatur i kollektoren i brønnen for år 25, beregnet i EED. Fra solfangerareal 150 m² og større, ga vakuumsolfangere en noe høyere minste gjennomsnittlige fluidtemperatur i brønn.



Figur 43 Illustrasjon av minimum gjennomsnittlig fluidtemperatur i brønn for Systemløsning B-2

I figur 44 viser trendlinjer for temperaturforløpet til kollektorfluidet i brønn for Systemløsning B-2.



Figur 44 Grafisk fremstilling av temperaturtrenden til kollektorfluidet i brønn ved ulike solfangerareal for Systemløsning B-2

4.3.3 Økonomisk analyse

Tabell 16 og 17 viser hvilket solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og hvilket areal som ble valgt i lønnsomhetsanalysen. For Systemløsning B-1 er arealbehovet for levedyktig brønn likt for begge solfangertyper. Vakuurrørsolfangere har lavere virkningsgrad enn plan solfanger ved dette solfangerarealet, men har tilnærmet lik soldekningsgrad. Siden investeringsutgiften for vakuurrørsolfangere er en del høyere, ble det ikke gjennomført lønnsomhetsanalyse for denne typen solfanger. For Systemløsning B-2 er også arealbehovet for å skape levedyktig brønn like stort, men her har vakuurrørsolfanger bedre virkningsgrad og soldekningsgrad. Plan solfanger gir en litt høyere energimengde til lading av brønn, men gir en lavere energimengde til oppvarming av varmt

tappevann. For denne systemløsningen ble det valgt å gjøre en lønnsomhetsanalyse for begge solfangertyper.

Tabell 16 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse for Systemløsning B-1.

	Plan [m²]	Vakuumsør [m²]
Levedyktig brønn	75	75
Økonomisk analyse	100	-
Bærekraftig brønn	250	250

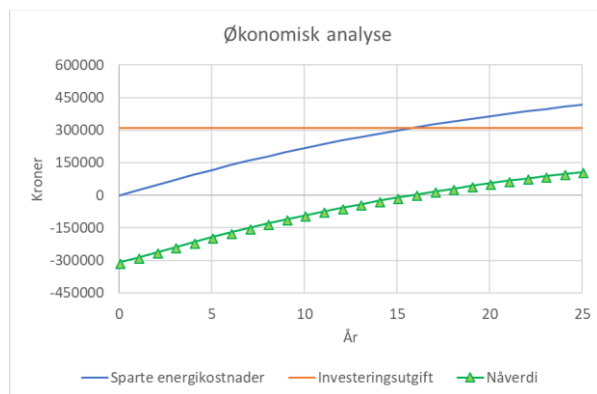
Tabell 17 Solfangerareal som er nødvendig for å gjøre brønnparken levedyktig, bærekraftig og valgt areal til økonomisk analyse for Systemløsning B-2.

	Plan [m²]	Vakuumsør [m²]
Levedyktig brønn	100	100
Økonomisk analyse	150	150
Bærekraftig brønn	300	300

For Systemløsning B må en øke solfangerarealet en god del, sammenlignet med Systemløsning A, for å gå fra en levedyktig brønnpark til bærekraftig brønnpark. Dette er på grunn av at en leverer mer solvarme til oppvarming av tappevann ved økt solfangerareal, lavere virkningsgrad og økt brønndybde. Siden brønnen er dypere i Systemløsning B vil temperaturen i brønnen også være høyere. Da må solvarmeanlegget gi et større energibidrag til lading av brønn for å holde temperaturen stabil. For begge solfangertypene må en øke arealet ca. 200 m² for å oppnå bærekraftig brønnpark.

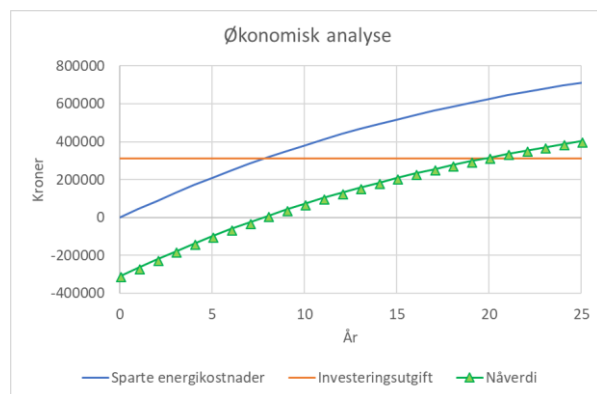
Systemløsning B-1 med 100 m² solfangere gir en virkningsgrad på 75 % for plane solfangere. Soldekningsgraden ligger her på 63 % for perioden mai-september, som tilsvarer 26 % for hele året. For 150 m² solfangere i Systemløsning B-2 oppnår man 69 % og 71 % for henholdsvis plan solfanger og vakuumsørsolfanger. Vakuumsørsolfanger har her litt bedre virkningsgrad på grunn av høyere isolasjonsevne, og takler av den grunn høyere temperaturdifferanse mellom omgivelsene og fluidet i solfangeren. Soldekningsgrad for plan solfanger ligger på 46 %, og 50 % for vakuumsørsolfanger.

Figur 45 viser beregnet lønnsomhet for Systemløsning B-1 med 100 m² plane solfangere. Nåverdien ble beregnet til 107 909 kroner.



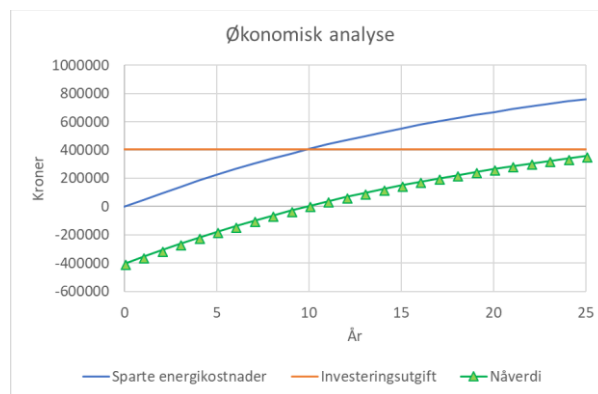
Figur 45 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-1 med 100 m² plane solfangere.

Figur 46 viser beregnet lønnsomhet for Systemløsning B-2 med 150 m² plane solfangere. Nåverdien ble beregnet til 402 503 kroner.



Figur 46 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-2 med 150 m² plane solfangere

Figur 47 viser beregnet lønnsomhet for Systemløsning B-2 med 150 m² vakuumrørsolfangere. Nåverdien ble beregnet til 357 294 kroner.



Figur 47 Lønnsomhetsanalyse for Systemløsning B-2 med 150 m2 vakuumsolfangere

Det ble sett på kombinasjonen solfanger og brønnvarmepumpe i Systemløsning B for å finne ut om energisparingen veier opp for investeringsutgiften. For Systemløsning B-1, hvor solfangerne tilfører varme til tappevann i fem måneder av året, ble nåverdien beregnet til 107 909 kroner. Lønnsomhetsanalysen i seg selv viser ikke veldig stor fortjeneste for denne investeringen, men den tar ikke høyde for alle faktorer. Ved å kombinere solfanger og varmepumpe får man en høyere temperatur i grunnen som øker levetiden til brønnparken, og man reduserer risikoen for isdannelse og skade på brønnkollektoren. Høyere temperatur i grunnen gjør at varmepumpens COP øker, som fører til lavere kompressorarbeid og lengre levetid for varmepumpen. Dette er faktorer som sammen med nåverdien burde tas med i overveielse av investering.

For Systemløsning B-2 ble det gjort økonomisk analyse for både plan solfanger og vakuumsolfanger, der nåverdien ble beregnet til henholdsvis 402 503 kroner og 357 294 kroner. Begge investeringene gir god lønnsomhet. Vakuumsolfangere hadde en høyere årlig kostnadsbesparelse, men på grunn av en høyere investeringskostnad er den mindre lønnsom. Begge variantene er gode investeringer, men plan solfangeranlegg fremstår som den beste av disse.

5 Konklusjon

I denne oppgaven er det tre hovedgrunner til å kombinere solfangere med bergvarmepumpe:

- Løfte temperaturen i energibrønnen
- Redusere netto energiuttak fra energibrønnen
- Redusere bruk av elektrisk energi i varmeanlegget

I Systemløsning A var målet å finne ut om solfangere kan være et alternativ til utvidelse av brønnparken ved Berg Fengsel, slik at det ikke oppstår isdannelse i borehullene. Resultatene indikerer at dette er fullt mulig, men at det ikke er en lønnsom investering. Likevel er ikke lønnsomhet det eneste incentivet til investering av et solvarmeanlegg. Investeringsanalysene viser at det beste økonomiske alternativet er å ikke gjennomføre noen tiltak, men dette ansees ikke som et reelt alternativ. Da er det fare for at noen eller alle borehull må stenges, og man sitter igjen med redusert eller ingen energikilde. Utvidelse av brønnparken har en nåverdi på omtrent -570 000 kroner. Solvarmeanlegg med utildekkede solfangere kom best ut av den økonomiske analysen og har en nåverdi på omtrent -220 000 kroner. Solvarmeanlegget har ikke bare den beste nåverdien, men gir også en lengre levetid for brønnparken. Utvidelse av brønnpark gir energibrønnene en levetid på 25 år, mens solvarmeanlegget gjør energibrønnene bærekraftig. I teorien betyr dette at en får en energikilde med uendelig lang levetid.

I Systemløsning B var målet for analysen å finne ut om det ville lønne seg å benytte et solvarmeanlegg som distribuerer varme til både lading av brønn og oppvarming av varmt tappevann, for en godt dimensjonert brønnpark. Resultatene indikerer at en slik systemløsning vil være en lønnsom investering. Et solvarmeanlegg med plane solfangere, som bare distribuerer varme til oppvarming av tappevann fra mai til og med september (Systemløsning B-1), har en nåverdi på omtrent 110 000 kroner. For et solvarmeanlegg som distribuerer varme til oppvarming av varmt tappevann gjennom hele året (Systemløsning B-2) er nåverdien omtrent 400 000 kroner, ved bruk av plane solfangere. Bakgrunnen for ulike driftsperioder til oppvarming av tappevann var for å se om behovet for solfangerareal var mindre for Systemløsning B-1 enn for Systemløsning B-2. For begge variantene er det nødvendig å benytte 100 m² plane solfangere for å oppnå en levedyktig brønnpark, og Systemløsning B-2 med plane solfangere er derfor den beste investeringen.

6 Forslag til videre arbeid

Ett simuleringsprogram

I denne oppgaven ble det benyttet to ulike program til simulering av ett system. For å kunne knytte sammen resultatene fra hver av simuleringsprogrammene måtte en svært tidkrevende itereringsprosess gjennomføres. Blant de to simuleringsprogrammene er det størst usikkerhet hos T*Sol. Det er blant annet ikke mulig å styre temperaturen inn på solfanger like nøyaktig som temperaturvariasjonen er i berggrunnen, og det er ikke mulig å simulere for tilfeller der fluidtemperatur er under 0 °C. Dette gjør beregnet solvarmeproduksjon mindre nøyaktig, som deretter påvirker beregnet temperatur i brønnen. Det foreslås derfor å benytte ett simuleringsprogram, i stedet for to, som kan gjennomføre en samlet simulering av både solfangere og energibrønner. Dette vil gi bedre nøyaktighet og korter ned simuleringstiden. Forslag til slike typer simuleringsprogram: EED eller TRNSYS.

Sirkulasjonspumpenes energibruk

Beregning av energibehov til sirkulasjonspumper vil føre til mer nøyaktige verdier for eventuelle energibesparelser en får ved å installere et solvarmeanlegg. Det kan være tilfeller hvor energien produsert i solfangerne er lavere enn energibruken til sirkulasjonspumpene. Ved slike tilfeller kan det være nødvendig å stenge solvarmeanlegget.

Ingen varmeveksler

Det er forutsatt ulike varmbærere som sirkulerer gjennom solfanger og energibrønn. Det betyr at en skiller disse med en varmeveksler. Varmeveksleren reduserer effektiviteten til systemet, samtidig som den øker investeringsutgiften. Hvis en benytter samme varmbærer til solfanger og energibrønn er det ikke nødvendig med varmeveksler. Det ville vært interessant å se hvilke følger dette får for mengden overført solvarme til grunnen.

Variabel volumstrøm

I denne oppgaven er det benyttet anbefalt volumstrøm fra leverandør til hver solfangertype. En sensitivitetsanalyse for volumstrøm kunne fastslått hva følgene ville vært om en endrer volumstrømmen. I tillegg kunne en gjennomført simuleringer med variable volumstrømmer. En kan for eksempel øke volumstrømmen ved lavere fluidtemperaturer i brønnen, eller ved å styre sirkulasjonspumpen i forhold til temperaturdifferansen mellom tur- og returtemperatur i solfangeren.

Kortere intervaller for solfangerareal

Det ble i denne oppgaven sett på arealer fra 50 m^2 til 300 m^2 , med 50 m^2 intervaller. Dette gjør at behovet for solfangerareal rundes opp til nærmeste 50 m^2 slik at temperaturkravet i grunnen er tilfredsstillt. Kortere intervaller mellom beregnede solfangerarealer vil føre til bedre nøyaktighet av nødvendig solfangerareal og solvarmeproduksjon.

7 Referanser

- Andrén L. (2007). *Solenergi - Praktiske tillämpningar i bebyggelse* (Third ed.): AB Svensk Byggtjänst.
- Andresen I. (2008). *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus. En introduksjon*. Retrieved from https://www.sintef.no/globalassets/upload/byggforsk/publikasjoner/sb_prosjektrapport_22.pdf
- Andresen T. (2002). *Heat Pumps in Smart Energy-Efficient Buildings A State-of-the-Art Report*. Retrieved from SINTEF.no: <https://www.sintef.no/globalassets/upload/smartbygg/wp3/heat-pumps-in-smart-energy-efficient-buildings.pdf>
- Buildingphysics.com. EED - frequently asked questions (FAQ). Retrieved from <http://www.buildingphysics.com/index-filer/Page1440.htm>
- Byggforskserien 552.403. (2009). 552.403 Varmepumper i bygninger. Funksjonsbeskrivelse. Retrieved from https://byggforsk-no.ezproxy.hioa.no/dokument/541/varmepumper_i_bygninger_funksjonsbeskrivelse#i32
- Byggforskserien 552.455. (2011). 552.455 Vannbaserte solfangere. Funksjon og energiutbytte. Retrieved from https://www-byggforsk-no.ezproxy.hioa.no/dokument/542/vannbaserte_solfangere_funksjon_og_energiutbytte
- Cengel Y. A., & Boles M. A. (2015). *Thermodynamics: An Engineering Approach* (8. ed.): McGraw-Hill Education.
- Enova. (2018). Varmesentraler. Retrieved from <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/varmesentraler/>
- Ericson T., Fidje A., Fonnelløp J. E., Langseth B., Magnussen I. H., Rode W. W., & B., S. (2016). *Varmepumper i energisystemet - Status og muligheter*. Retrieved from nve.no: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_60.pdf
- European Commission Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information Center (PVGIS). Retrieved from <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- Fadejev J., & Kurnitski J. (2015). *Geothermal energy piles and boreholes design with heat pump in a whole building simulation software*. Retrieved from Sciencedirect.com: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778815300451>
- Fornybar.no. (mai 2016). Retrieved from <http://www.fornybar.no/>
- Halvorsen U.M, B. P., Salvesen F., Bugge L., Andresen I., Simonsen I., (2011). *Mulighetsstudie Solenergi i Norge*. Retrieved from <http://hdl.handle.net/11250/2427475>

- Hana M. (2010). *Analyse av varmesystem for større bygniger basert påvarmepumpe og solvarmeanlegg*. (Mastergrad), NTNU, BIBSYS Brage. Retrieved from <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/233862>
- Havellen V. (2017). *Varmenormen*: NORSK VVS Energi- og Miljøteknisk Forening.
- Hesaraki A. (2013). *Energy and Indoor Environment in New Buildings with Low-Temperature Heating System*. Royal Institute of Technology KTH, Retrieved from <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:627711/FULLTEXT01.pdf>
- Hesaraki A., & Holmberg S. (2013). *Energy performance of low temperature heating systems in five new-built Swedish dwellings: A case study using simulations and on-site measurements*. Retrieved from Sciencedirect.com: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360132313000589>
- Kalve L. (2018). Mailutveksling; klimavakten@met.no (04.03.2018).
- Kjellsson E. (2009). *Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings - Analysis of System Performance*. (Doktorgrad), Lund University, Retrieved from <http://portal.research.lu.se/portal/files/3650590/1501885.pdf>
- Klima- og energiseksjonen (Producer). (2014). Grønt skifte - klima - og miljøvennlig omstilling. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/gront-skifte/id2076832/>
- Kriminalomsorgen. Søndre Vestfold fengsel, Berg avdeling. Retrieved from <http://www.kriminalomsorgen.no/soendre-vestfold-fengsel-berg-avdeling.5029286-242495.html>
- Li W., Li X., Wang Y., & Tu J. (2017). *An integrated predictive model of the long-term performance of ground source heat pump (GSHP) systems*. Retrieved from ScienceDirect: https://ac-els-cdn-com.ezproxy.hioa.no/S0378778817326646/1-s2.0-S0378778817326646-main.pdf?_tid=d7a945b6-5819-4f3b-bfa7-a16095c6fe73&acdnat=1526134065_c02bebd20e7a0057ae1b5629c708ebe8
- Lofotkraft.no. (2018). Solen som energikilde. Retrieved from <https://www.lofotkraft.no/samfunnsansvar-og-beredskap/miljo-og-klima/klimavennlige-energilosninger/solen-som-energikilde/>
- Midttømme K., Ramstad R. K., Solli A., Sørdal T., & Elvebakk H. (2004). *Grunnvarmekartlegging i Asker og Bærum*. Retrieved from http://www.ngu.no/upload/publikasjoner/rapporter/2004/2004_013.pdf
- Norges Geologiske Undersøkelse. Nasjonal berggrunnsdatabase. Retrieved 12.01.2018 http://geo.ngu.no/kart/berggrunn_mobil/
- Persson T., Stavset O., Ramstad R. K., Alonso M. J., & Lorenz K. (2016). *Software for modelling and simulation of ground source heating and cooling systems*. Retrieved from

- <https://www.sintef.no/globalassets/sintef-energi/interact/tr-a7570-software-for-modelling-and-simulation-of-ground-source-heating-and-cooling-systems-2016.pdf>
- Rad F. M., Fung A. S., & Leong W.H. (2009). Combined Solar Thermal and Ground Source Heat Pump System. Retrieved from http://ibpsa.org/proceedings/BS2009/BS09_2297_2305.pdf
- Ramstad R. K. (2011). Energibrønner som varmekilde for varmepumper - Har kuldebransjen noe å lære? In Geovitenskap og petroleum NTNU & Asplan Viak AS (Eds.).
- Rindal L. B., & Salvesen F. (2009). *Solenergi for varmeformål - snart lønnsomt?* Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2008/oppdragsrapportA2008_10.pdf
- Rodríguez-Hidalgo M.C., Rodríguez-Aumente P.A., Lecuona A., Legrand M., & Ventas R. (2012). Domestic hot water consumption vs. solar thermal energy storage: The optimum size of the storage tank. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911008944>
- Sidelnikova M., Weir D. E., Groth L. H., Nybakke K., Stensby K. E., Langseth B., . . . Qureshi T. H. (2015). *Kostnader i energisektoren*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf
- Skree J., & Vatndal J. (2008). *Energibruk i bygg*. Retrieved from <https://www.arkitektur.no/energibruk-i-bygg?pid=NAL-EcoPublication-Attachment>
- Solar Heating & Cooling Programme. (2014). Country Report - Norway. Retrieved from <http://www.iea-shc.org/country-report-norway>
- Solar Keymark Certificate. SPF Online Collector Catalogue. Retrieved 01.02.2018, from SPF Rapperswil Institute http://www.spf.ch/index.php?id=111&L=6&no_cache=1
- Solcellespesialisten. (2018). solkart.no. Retrieved from <https://solkart.no/?side=omsolkart>
- Stene J. (1997). *Varmepumper - Grunnleggende varmepumpeteknikk*. SINTEF Energiforskning AS: SINTEF.
- Stene J., & Brånås M. (2004). *Varmepumper i boliger*. Retrieved from http://bronnboring.com/old_site_2/pdf/sintef.pdf
- Stene J., & Havellen V. (2016). Varmepumper til oppvarming og kjøling i bygninger. Retrieved from http://byggalliansen.no/wp-content/uploads/2016/10/Tipshefte-7_Varmepumper_Byggalliansen.pdf
- Sørensen Å.L., Torp C.B., & Nylund H.K. (2017). Solvarme i kombinasjon med andre varmekilder. Retrieved from <https://www.solenergi.no/nyhet/2017/9/6/ny-publikasjon-om-solvarme>
- Tyholt M., & Dokka T. H. (2011). *Nye forskriftskrav til bygningers energibehov*. Retrieved from https://www.energimerking.no/download?objectPath=/upload_images%2F653EF43617AF4B62B7B924C51E919689.pdf

- Weiss W, Spörk-Dür M, & Mauthner F. (2017). *Solar Heat Worldwide*. Retrieved from <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2017.pdf>
- Ye J. (2014). *Performance analysis of solar assisted R744 ground source heatpump in different climates*. (Masteroppgave), NTNU, BIBSYS Brage. Retrieved from https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2350030/12183_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Zijdemans, D. (2014). *Vannbaserte oppvarmings- og kjølesystemer*. Oslo, Norge: Skarland Press AS.

Vedlegg

- Vedlegg A: Forbruk Berg Fengsel
- Vedlegg B: Energibruk til varmt tappevann
- Vedlegg C: Utetemperatur ved Melsom
- Vedlegg D: Beregnet energibesparelse
- Vedlegg E: Produktbeskrivelser av solfangerne

Vedlegg A Forbruk Berg Fengsel

Tabell 18 Målt forbruk ved Berg Fengsel

	Strøm VP [kWh]	Varme VP [kWh]	COP	Fra brønn [kWh]
Januar	24 476	59 781	2,4	35 305,0
Februar	24 382	56 577	2,3	32 195,0
Mars	21 964	49 652	2,3	27 688,0
April	12 753	28 874	2,3	16 121,0
Mai	4 312	9 808	2,3	5 496,0
Juni	0	0	0,0	0,0
Juli	0	0	0,0	0,0
August	0	0	0,0	0,0
September	4 113	9 834	2,4	5 721,0
Oktober	14 658	35 456	2,4	20 798,0
November	16 475	38 016	2,3	21 541,0
Desember	24 569	51 575	2,1	27 006,0
	147 702	339 573	2,3	191 871,0

Vedlegg B Energibruk til varmt tappevann

For å bestemme energibruk til varmt tappevann benyttes erfaringstall. Det er i en SINTEF-rapport (Tyholt M. & Dokka T. H., 2011) gjengitt erfaringstall fra ulike undersøkelser.

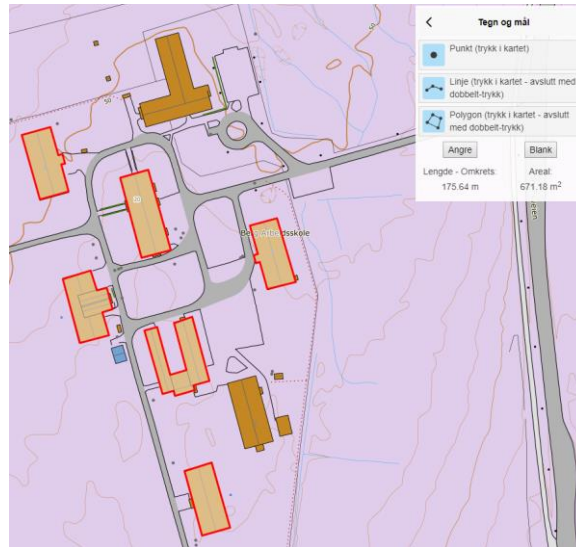
Tallene er basert på statistikk og en del registreringer. Tallene er grove gjennomsnittstall, og må betraktes som veiledende. Ut i fra disse erfaringstallene er det stipulert energibehov til varmt tappevann ut i fra bygningskategori, som vist i tabell B.1.

Tabell 19 Spesifikk energibruk til tappevannsoppvarming i energirammene (Tyholt M. & Dokka T. H., 2011).

Bygningskategori	Årlig energibehov til varmt tappevann [kWh/m ²]
Småhus	35
Boligblokk	35
Barnehager	10
Kontorbygg	5
Skolebygg	10
Sykehus	30
Sykehjem	30
Hoteller	30
Restaurantbygg	30
Idrettsbygg	50
Forretningsbygg	10
Kulturbygg	10
Bygning for lett industri, verksteder	10

I forhold til årlig energibehov til varmt tappevann kan et fengsel ha noe likt behov som et sykehjem. Velger derfor bygningskategori «sykehjem» for å finne årlig energibehov.

Erfaringstallene for energibehov til varmt tappevann oppgis i kWh/m² per år. Opplysninger rundt arealer for Berg Fengsel mangler. Det benyttes derfor verktøy for måling av arealer i kart på hjemmesiden til NGU (Norges Geologiske Undersøkelse), som vist i figur B.1.



Figur 48 Illustrasjon av kartverktøy hos NGUs berggrunnsdatabase (Norges Geologiske Undersøkelse)

Målingene gir arealer:

Tabell 20 Veiledende arealer for Berg Fengsel

Bygning	Areal [m ²]
Kjøkkenbygg	655
Vedlikeholdsbygg	674
Skolebygg	513
Brakke T	519
Brakke S	597
Brakke R	548
Totalt	3506


Dette gir veiledende tall for energibruk til varmt tappevann:

$$\text{Årlig energibehov til varmt tappevann} = 30 \frac{kWh}{m^2} \times 3506 m^2 = \mathbf{105\ 180\ kWh}$$

For fem måneder gir dette energibruk til varmt tappevann:

$$\text{Energi behov til varmt tappevann} = 105\ 180\ kWh \times \frac{5}{12} \text{ år} = \mathbf{43\ 825\ kWh}$$

Vedlegg C Utetemperatur ved Melsom

Årsrapport - døgner													
	Stasjoner												
Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Kommune	Fylke	Region						
27450	MELSOM	apr.59		26	Sandefjord	Vestfold	ØSTLANDET						
Elementer													
Kode	Navn	Enhet											
OT	Sum soltimer	timer											
TAM	Middeltemperatur	°C											
27450 MELSOM, TAM 2017													
Dag	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	des	
1	2,9	0,8	1,5	6,5	7,7	12,2	19,2	15,7	12,5	11,5	8,6	-3	
2	-2	0,5	-0,3	7,4	11	10,4	18,1	15,8	12,7	13,1	7,3	-3,9	
3	0,4	0,4	0	4,3	11,8	11,4	16,8	14,2	12,9	12,7	5,3	0,8	
4	-1,4	-0,5	0,4	5,5	10,7	13	14,9	16,2	11,5	9	7,1	-3,8	
5	-8,9	0,3	-1,6	7,4	13,1	14	15,4	15,4	13,5	7,2	7,1	2,9	
6	-1,5	-0,3	-1,5	7,1	15,4	16	14,9	16,2	13,7	9,8	2,1	0,9	
7	0,7	-4,5	-2,7	12	9,5	12,9	16,4	14,1	11,6	7	3,5	7,5	
8	0,2	-5,7	-2,8	9,4	6,9	13,5	16,7	16,1	11,8	7,8	6,3	4,8	
9	2,5	-4,7	2,4	7,3	5,9	13,4	16,2	14,9	12,6	5,8	7,3	1,7	
10	4,2	-2,8	2,4	9,3	3,5	15,6	15,2	17,4	12,5	4,3	3,5	-4,9	
11	5	-2,6	0,1	7	4,3	13,5	15,7	16	14,2	4,6	1,5	-2,8	
12	3	-5,1	2,9	6,1	7	15,2	15,3	16,1	13,6	9,6	-0,4	-4,9	
13	-2,2	-5,4	2,7	4,3	7,7	17,6	15,4	15,6	11,6	8,6	0	-6	
14	-1,8	-5,8	5,3	1,9	8,8	16,9	15,8	13,8	12,1	13,1	0,7	-2,4	
15	-4,3	-4,5	7	0,6	9,4	15,7	16,2	15,2	11,5	12,1	4,1	-2,2	
16	-5,5	-1,2	4,1	1,8	9,1	15,9	16,8	17,4	12,3	12,7	3,4	-3,4	
17	-1	-1,8	5,4	2,9	11	17,6	15,5	15,6	11,3	11,2	4,8	-10,2	
18	-1,7	-1,4	1,8	2,4	12,6	20,8	17,1	16,5	12	6,7	2,5	-2,5	
19	5,3	5,2	0,2	4,2	13,7	17,1	15,8	15,1	12	4,5	-0,2	-3,4	
20	7,2	6	2,9	8	15,8	16,2	18,2	14,7	10,3	7,5	-3	-2	
21	1	3,9	5	8,3	13,9	14,9	15	14,8	9,4	8,1	-2,7	-1,2	
22	0,3	3,3	4,4	7,3	13	14,9	18,2	13,8	11,4	6,3	-2,4	2,4	
23	-2,8	-0,3	3,2	5,9	12,9	13,9	20,2	13,7	12,1	5,3	7,2	6,1	
24	-3,8	-0,9	4,9	3,9	14,6	16	18,1	13,6	13,3	6,1	3,4	1,9	
25	0,6	-1,2	8,5	3,3	16,4	13,9	19,4	14,3	14	6,1	0,5	3,2	
26	2,7	-0,8	8,1	4,9	17	15,5	18,4	14,1	12,7	8	1,7	3,3	
27	0,7	3,1	6,6	3,3	15,1	13,8	16,8	14,1	13,5	7,2	0	2,5	
28	0,3	3,9	5,7	3,4	15,2	15,8	16,2	15,8	13,3	9,3	-0,2	0,3	
29	1		5,2	6,2	14,8	18,2	15,5	16,7	12,1	6,3	-0,1	-2,1	
30	1,6		4,3	5,6	13,1	19,3	15,5	14,1	12,5	2,3	-0,8	-5,5	
31	-0,2		3,9		14,4		16,2	12,7		4,8		-1,4	
Antall	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Laveste	-8,9	-5,8	-2,8	0,6	3,5	10,4	14,9	12,7	9,4	2,3	-3	-10,2	
Dag	5	14	8	15	10	2	4	31	21	30	20	17	
Høyeste	7,2	6	8,5	12	17	20,8	20,2	17,4	14,2	13,1	8,6	7,5	
Dag	20	20	25	7	26	18	23	10	11	2	1	7	
Sum													
Middel	0,1	-0,8	2,9	5,6	11,5	15,2	16,6	15,2	12,4	8	2,6	-0,9	
Normal	-3,7	-3,8	0	4,4	10,6	15	16,3	15,2	11,1	7	1,7	-2,1	
Avvik	3,8	3	2,9	1,2	0,9	0,2	0,3	0	1,3	1	0,9	1,2	
%													

Vedlegg D Beregnet energibesparelse

Systemløsning A

Systemløsning A					
Energisparing: 150 m ² plane solfangere					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: Berg Fengsel) [°C]	6,06	3,38	2,077	0,796	-1,195
Temperatur fra energikilde (med solfanger) [°C]	6,7	7,32	7,5	7,61	7,77
Temperaturøkning [°C]	0,64	3,94	5,423	6,814	8,965
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	1,92 %	11,82 %	16,27 %	20,44 %	26,90 %
SPF (referanse)	2,57	2,39	2,30	2,21	2,07
SPF (med solfanger)	2,62	2,67	2,67	2,66	2,63
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse) [kWh]	131937	142146	147702	153605	163778
Strøm VP (med solfanger) [kWh]	129451	127120	127035	127534	129066
Differanse Strøm VP [kWh]	2485	15026	20667	26071	34712
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	1914	11570	15914	20074	26729

Energisparing: 200 m² utildekkede solfangere					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: Berg Fengsel) [°C]	6,06	3,38	2,077	0,796	-1,195
Temperatur fra energikilde (med solfanger) [°C]	6,57	7,82	8,23	8,56	9,02
Temperaturøkning [°C]	0,51	4,44	6,153	7,764	10,215
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	1,53 %	13,32 %	18,46 %	23,29 %	30,65 %
SPF (referanse)	2,57	2,39	2,30	2,21	2,07
SPF (med solfanger)	2,61	2,71	2,72	2,73	2,71
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse) [kWh]	131937	142146	147702	153605	163778
Strøm VP (med solfanger) [kWh]	129949	125437	124686	124586	125361
Differanse Strøm VP [kWh]	1988	16708	23016	29019	38417
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	1531	12865	17722	22344	29581

Energisparing: 270 m brønn					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: Berg Fengsel) [°C]	6,06	3,38	2,077	0,796	-1,195
Temperatur fra energikilde (dypere brønn) [°C]	7,84	6,36	5,62	4,84	3,51
Temperaturøkning [°C]	1,78	2,98	3,543	4,044	4,705
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	5,34 %	8,94 %	10,63 %	12,13 %	14,12 %
SPF (referanse)	2,57	2,39	2,30	2,21	2,07
SPF (dypere brønn)	2,71	2,60	2,54	2,48	2,37
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse) [kWh]	131937	142146	147702	153605	163778
Strøm VP (dypere brønn) [kWh]	125249	130481	133511	136986	143521
Differanse Strøm VP [kWh]	6688	11665	14191	16619	20258
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	5150	8982	10927	12797	15599

Systemløsning B

Systemløsning B-1					
Energisparing: 100 m ² plane solfangere					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: optimert brønn) [°C]	7,7	5,46	4,29	3,17	1,52
Temperatur fra energikilde (med solfanger) [°C]	7,89	6,55	5,83	5,11	4,05
Temperaturøkning [°C]	0,19	1,09	1,54	1,94	2,53
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	0,57 %	3,27 %	4,62 %	5,82 %	7,59 %
SPF (referanse)	2,69	2,53	2,30	2,37	2,26
SPF (med solfanger)	2,70	2,62	2,41	2,51	2,43
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse: optimert brønn) [kWh]	126383	134093	147702	143013	150212
Strøm bereder (referanse: optimert brønn) [kWh]	105180	105180	105180	105180	105180
Total strømforbruk (referanse: optimert brønn) [kWh]	231563	239273	252882	248193	255392
Strøm VP (med solfanger) [kWh]	125666	129847	141180	135147	139615
Strøm bereder (med solfanger) [kWh]	77727	77727	77727	77727	77727
Total strømforbruk (med solfanger) [kWh]	203393	207574	218907	212874	217342
Differanse Strøm VP [kWh]	28169	31699	33975	35319	38050
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	21690	24408	26161	27195	29298

Systemløsning B-2					
Energisparing: 150 m ² plane solfangere					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: optimert brønn) [°C]	7,7	5,46	4,29	3,17	1,52
Temperatur fra energikilde (med solfanger) [°C]	7,9	6,75	6,11	5,48	4,53
Temperaturøkning [°C]	0,2	1,29	1,82	2,31	3,01
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	0,60 %	3,87 %	5,46 %	6,93 %	9,03 %
SPF (referanse)	2,69	2,53	2,30	2,37	2,26
SPF (med solfanger)	2,70	2,63	2,42	2,54	2,46
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse: optimert brønn) [kWh]	126383	134093	147702	143013	150212
Strøm bereder (referanse: optimert brønn) [kWh]	105180	105180	105180	105180	105180
Total strømforbruk (referanse: optimert brønn) [kWh]	231563	239273	252882	248193	255392
Strøm VP (med solfanger) [kWh]	125629	129097	140055	133744	137771
Strøm bereder (med solfanger) [kWh]	53869	53869	53869	53869	53869
Total strømforbruk (med solfanger) [kWh]	179498	182966	193924	187613	191640
Differanse Strøm VP [kWh]	52065	56307	58958	60579	63752
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	40090	43356	45398	46646	49089

Energisparing: 150 m ² vakuumsolfangere					
År	1	2	5	10	25
Temperatur fra energikilde (referanse: optimert brønn) [°C]	7,7	5,46	4,29	3,17	1,52
Temperatur fra energikilde (med solfanger) [°C]	7,93	6,71	6,05	5,4	4,43
Temperaturøkning [°C]	0,23	1,25	1,76	2,23	2,91
Økning årsvarmefaktor, SPF (3% per grad)	0,69 %	3,75 %	5,28 %	6,69 %	8,73 %
SPF (referanse)	2,69	2,53	2,30	2,37	2,26
SPF (med solfanger)	2,71	2,63	2,42	2,53	2,46
Energi fra brønn [kWh]	191871	191871	191871	191871	191871
Varme VP [kWh]	339573	339573	339573	339573	339573
Strøm VP (referanse: optimert brønn) [kWh]	126383	134093	147702	143013	150212
Strøm bereder (referanse: optimert brønn) [kWh]	105180	105180	105180	105180	105180
Total strømforbruk (referanse: optimert brønn) [kWh]	231563	239273	252882	248193	255392
Strøm VP (med solfanger) [kWh]	125516	129246	140294	134045	138151
Strøm bereder (med solfanger) [kWh]	49191	49191	49191	49191	49191
Total strømforbruk (med solfanger) [kWh]	174707	178437	189485	183236	187342
Differanse Strøm VP [kWh]	56855	60836	63397	64957	68050
Strømpris [kr/kWh]	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Strømkostnader spart [kr]	43778	46844	48815	50017	52398

Vedlegg E Produktbeskrivelser av solfangerne

Produktdatablad for solfangerne benyttet i simuleringene:

- Utildekket solfanger: SOLAR-RIPP
- Plan solfanger: Hewalex KS 2000 TLP
- Vakuumrørsolfanger: AMK-Collectra OPC 15

Utildekket solfanger

**SOLAR-
RIPP®**
Solar Pool Heater

20 Years
Quality

SOLAR-RIPP® Materials	header tube and gasket: UV/chlorine-/salt-resistant special plastic <i>PROPYSOL</i> solar tube: UV/chlorine-/salt-resistant special plastic <i>PROPYSOL</i> spacer: UV/chlorine-/salt-resistant special plastic <i>PROPYSOL</i>
Available sizes	5 m ² to 2000 m ² , rectangular and irregular shapes
Collector efficiency factor η_{0a}	0,917*
Therm. collector capacity C_{eff}	4250 (Ws/m ² K)
Collector efficiency factor b_{ua}	0,082 (s/m)*
Collector efficiency factor b_{1a}	38,305 (W/m ² K)*
Incident angle modifiers IAM	0,96
Incident angle modifiers	1,22 at 50° \angle *
Peak capacity W_{peak}	917 W/m ² (En=1000 W/m ²)*
Solar tube surface	3.2 m ² /m ² (rib design)
Flow rate	100 to 250 l/(m ² h)
Pressure loss	4,8 Pa/m at 100kg/h*
Weight	empty 2,5 kg/m ² filled 14 kg/m ²
Therm. linear extension factor	0,00016 K ⁻¹
Pressure resistance, outside	15000 N/m ² (step proof)
Pressure resistance, inside	250 kPa at +40°C, 400 kPa at +20°C
Header outside diameters	Ø 50, 63, 75, 90, 110mm ...
Solar tube diameters	Ø 25 mm outside (parallel middle axis distance 35mm)
Header - System connections	private pools: Ø 50 mm tube hose connection hotel/public pools: Ø 63, 75, 90, 110mm ...
Heat resistance	-35° to +120°C (before the frost period please empty the system)
Stagnation temperature	+55° to +60°C (near equator)
Mounting options	ground, wall, fence, flat roof, sloping roof (always without shadow)
Certified in 2008	* DIN EN 12975-1,2 at approved DIN CERTCO testing laboratory TZSB / izes (DE)
Special features	rodent bite resistant materials, high wind resistance, step proof easy assembly - no tools required



Technical Specifications



SOLAR-RIPP® is a registered trademark and certified following DIN EN 12975-1,2 at approved **DIN CERTCO** testing laboratory TZSB / izes © Copyright 1994-2018

Solar Collector Factsheet Hewalex KS 2000 TLP Am



Model	KS 2000 TLP Am
Type	Flat plate collector
Manufacturer	HEWALEX Sp. z o.o. Sp. k.
Address	ul. Juliusza Slowackiego 33
	PL-43-502 Czechowice-Dziedzice
Telephone	+48 (032) 214 17 10
Fax	+48 (032) 214 50 04
Email	hewalex@hewalex.pl
Internet	www.hewalex.eu
Test date	01.2012

- Performance test EN12975:2006
- Quality test EN12975:2006



Dimensions

Total length	2.020 m
Total width	1.035 m
Gross area	2.091 m ²
Aperture area	1.827 m ²
Absorber area	1.827 m ²
Weight empty	36 kg

Technical data

Minimum flowrate	60 l/h
Nominal flowrate	108 l/h
Maximum flowrate	132 l/h
Fluid content	1.1 l
Maximum operating pressure	6 bar
Stagnation temperature	205 °C

Types of mounting

- Construction for sloping roof
- Integration into sloping roof
- On flat roof with stand
- Facade

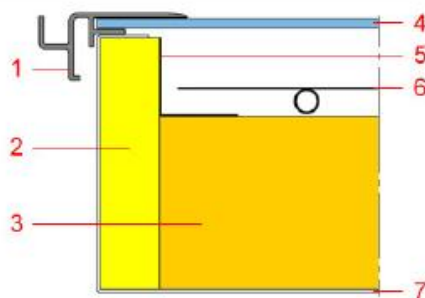
Further information

- Units in different sizes available
- Glazing replaceable

Hydraulic connection

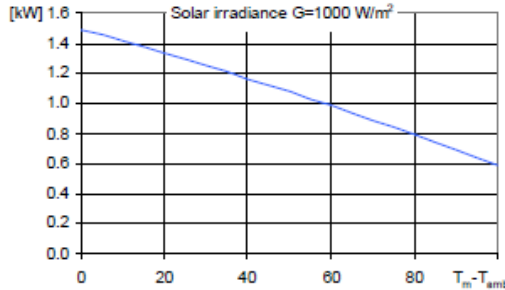
G3/4"

Construction



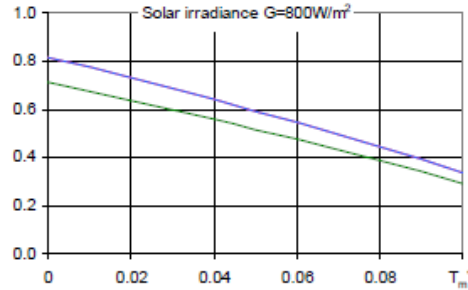
- 1 Cover rail
- 2 Lateral thermal insulation
- 3 Thermal insulation
- 4 Glazing
- 5 Black glass fleece
- 6 Absorber
- 7 Casing

Peak Power per collector unit W_{peak}



Peak Power W_{peak} 1493 W
Thermal capacity* 6.4 kJ/K
Flowrate during test 170 l/h
Fluid for test Water-Glycol 33.3%

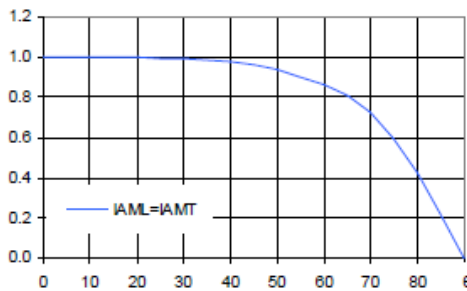
Relative efficiency η



Reference	Gross	Aperture	Absorber
η_0	0.714	0.817	0.817
a_1 [$WK^{-1}m^{-2}$]	3.64	4.17	4.17
a_2 [$WK^{-2}m^{-2}$]	0.0067	0.0077	0.0077

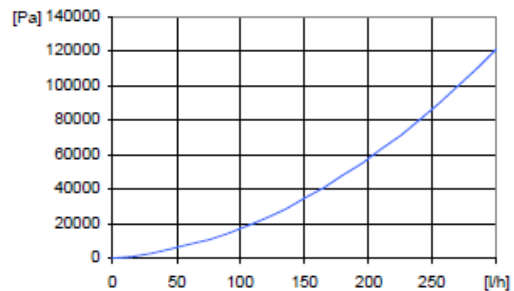
* Specific thermal capacity C of the collector without fluid, determined according to 6.1.6.2 of EN12975-2:2006

Incident angle modifier IAM



K1, transversal IAM at 50° 0.94
K2, longitudinal IAM at 50° 0.94

Pressure drop Δp



Pressure drop at nominal flowrate
 $\Delta p = 19719$ Pa (T=20°C)

SPF Simulation of systems using Polysun

Short description of the system

Climate: Central Switzerland, orientation of the collectors: South,
Cold water 10°C, Hot water 50°

Domestic hot water: $F_{ss}^* = 60\%$

Tank 450 l, collector inclination 45°,
Daily energy demand 10 kWh (4-6 persons)
Energy demand of the reference system 4200 kWh/year

Water pre-heating: $F_{ss}^* = 25\%$

2 Tanks: 1500 l & 2500 l, collector inclination 30°,
Domestic hot water consumption 10'000 l/day (200 persons)
Daily heat losses (circulation and tanks) 60 kWh,
Energy demand of the reference system 191700 kWh/year

Space heating system: $F_{ss}^* = 25\%$

Combined storage 1200 l, collector inclination 45°,
Daily energy demand 10 kWh (4-6 persons), Building 200 m², moderately
heavy construction, well insulated, Heating power demand 5.8 kW (ambient
temperature -8°C), Energy demand space heating 12140 kWh/year,
Energy demand of the reference system 16340 kWh/year

Surface demand**
Number of collectors

Solar yield**

5.01 m²
2.7 collectors 508 kWh/m²

63.9 m²
35.0 collectors 752 kWh/m²

16.0 m²
8.8 collectors 336 kWh/m²

* Fractional solar savings: Proportion of the final energy that, thanks to the solar system, can be saved compared to a reference system.
** Surface demand and solar yield are given with respect to the aperture area.

**Solar Collector Factsheet
AMK-Collectra OPC 15**

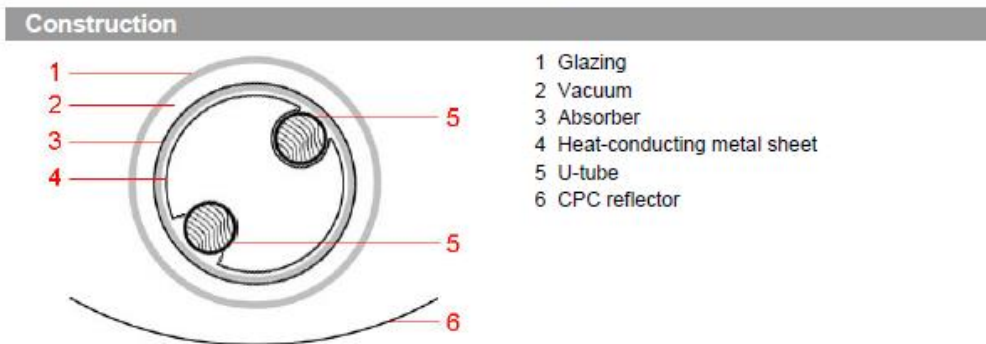


Model OPC 15
 Type Evacuated tube collector
 Manufacturer AMK Collectra AG
 Address Lagerstrasse 30
 CH-9470 Buchs SG
 Telephone +41 (0)81 750 16 90
 Fax +41 (0)81 750 16 91
 Email info@amk-collectra.ch
 Internet www.amk-collectra.ch
 Test date 06.2008

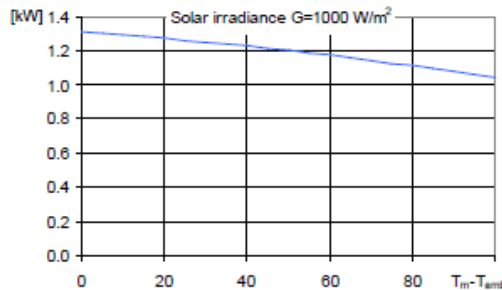
- Performance test EN12975:2006
- Quality test EN12975:2006



Dimensions		Technical data	
Total length	1.700 m	Minimum flowrate	45 l/h
Total width	1.250 m	Nominal flowrate	66 l/h
Gross area	2.125 m ²	Maximum flowrate	150 l/h
Aperture area	1.716 m ²	Fluid content	2.0 l
Absorber area	2.474 m ²	Maximum operating pressure	10 bar
Weight empty	47 kg	Stagnation temperature	323 °C
Types of mounting		Further information	
<input checked="" type="checkbox"/> Construction for sloping roof		<input checked="" type="checkbox"/> Units in different sizes available	
<input type="checkbox"/> Integration into sloping roof		<input type="checkbox"/> Glazing replaceable	
<input checked="" type="checkbox"/> On flat roof with stand		Hydraulic connection	
<input checked="" type="checkbox"/> Facade		G3/4"	



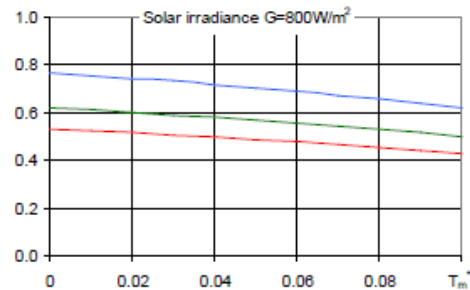
Peak Power per collector unit W_{peak}



Peak Power W_{peak}	1311 W
Thermal capacity*	13.7 kJ/K
Flowrate during test	150 l/h
Fluid for test	Water-Glycol 33.3%

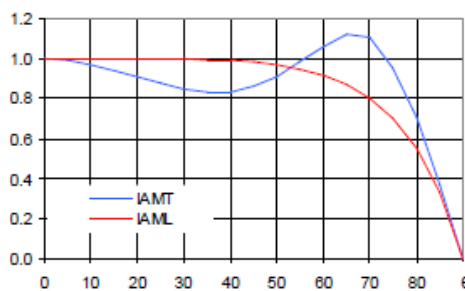
*) Specific thermal capacity C of the collector without fluid, determined according to 6.1.6.2 of EN12975-2:2006

Relative efficiency η



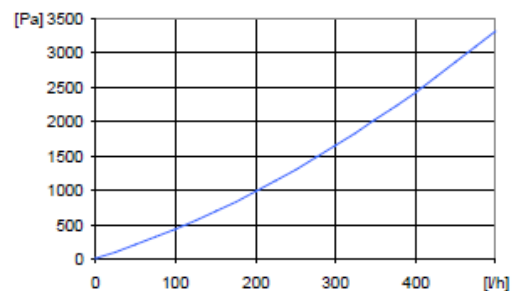
Reference	Gross	Aperture	Absorber
η_0	0.617	0.764	0.530
a_1 [$WK^{-1}m^2$]	0.83	1.02	0.71
a_2 [$WK^{-2}m^2$]	0.0043	0.0053	0.0037

Incident angle modifier IAM



K1, transversal IAM at 50°	0.91
K2, longitudinal IAM at 50°	0.97

Pressure drop Δp



Pressure drop at nominal flowrate
 $\Delta p = 272$ Pa (T=20°C)

SPF Simulation of systems using Polysun

Short description of the system

Climate: Central Switzerland, orientation of the collectors: South, Cold water 10°C, Hot water 50°

Domestic hot water: Fss* = 60%

Tank 450 l, collector inclination 45°, Daily energy demand 10 kWh (4-6 persons) Energy demand of the reference system 4200 kWh/year

Water pre-heating: Fss* = 25%

2 Tanks: 1500 l & 2500 l, collector inclination 30°, Domestic hot water consumption 10'000 l/day (200 persons) Daily heat losses (circulation and tanks) 60 kWh, Energy demand of the reference system 191'700 kWh/year

Space heating system: Fss* = 25%

Combined storage 1200 l, collector inclination 45°, Daily energy demand 10 kWh (4-6 persons), Building 200 m², moderately heavy construction, well insulated, Heating power demand 5.8 kW (ambient temperature -8°C), Energy demand space heating 12140 kWh/year, Energy demand of the reference system 16340 kWh/year

Surface demand**
Number of collectors

Solar yield**

3.95 m ² 2.3 collectors	647 kWh/m ²
58.7 m ² 34.2 collectors	818 kWh/m ²
10.7 m ² 6.2 collectors	516 kWh/m ²

*) Fractional solar savings: Proportion of the final energy that, thanks to the solar system, can be saved compared to a reference system.

**) Surface demand and solar yield are given with respect to the aperture area.