

Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming

Andre Landsnes Keul

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juni 2010

Hovedveileder: Per Olaf Tjelflaat, EPT

Biveileder(e): Olav Rådstoga, Rambøll Norge AS

Oppgavetekst

Energi til romoppvarming og til produksjon av varmt forbruksvann utgjør en stor del av den totale energibruken i bygninger, og fossil energi eller elektrisitet blir ofte benyttet. Grunnet knapphet på elektrisk energi basert på vannkraft er det ønskelig å redusere bruken både av elektrisitet og fossil energi.

Det er aktuelt å utnytte fornybar energi, og et solvarmeanlegg som dekker deler av romoppvarmingsbehovet eller deler av varmtvannsbehovet kan derfor være et godt alternativ.

I denne oppgaven er det ett mål å lage en oversikt over mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i ulike typer bygninger lokalisert i Oslo-klima.

I tillegg skal det detaljert undersøkes mulighetene for å benytte solvarmeanlegg for kontorbygninger. Firmaet Rambøll Norge AS planlegger et nytt hovedkontor i Oslo, og de er interessert i å ta i bruk et solvarmeanlegg i deres nye kontorbygg. Mulige systemløsninger for bruk av et solvarmeanlegg i kontorbygget skal analyseres.

Oppgaven gitt: 25. januar 2010
Hovedveileder: Per Olaf Tjelflaat, EPT

MASTEROPPGAVE

for

Stud.techn. Andre Landsnes Keul

Våren 2010

Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming.

Solar Heating Systems for Water and Space Heating

Bakgrunn

Energi til romoppvarming og til produksjon av varmt forbruksvann utgjør en stor del av den totale energibruken i bygninger, og fossil energi eller elektrisitet blir ofte benyttet. Grunnet knapphet på elektrisk energi basert på vannkraft er det ønskelig å redusere bruken både av elektrisitet og fossil energi.

Det er aktuelt å utnytte fornybar energi, og et solvarmeanlegg som dekker deler av romoppvarmingsbehovet eller deler av varmtvannsbehovet kan derfor være et godt alternativ.

Mål

I denne oppgaven er det ett mål å lage en oversikt over mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i ulike typer bygninger lokalisert i Oslo-klima.

I tillegg skal det detaljert undersøkes mulighetene for å benytte solvarmeanlegg for kontorbygninger. Firmaet Rambøll Norge AS planlegger et nytt hovedkontor i Oslo, og de er interessert i å ta i bruk et solvarmeanlegg i deres nye kontorbygg. Mulige systemløsninger for bruk av et solvarmeanlegg i kontorbygget skal analyseres.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter

1. Lag en oversikt, basert på litteraturstudier og enkle beregninger, over mulighetene for utnyttning av soloppvarming av vann i ulike bygningskategorier i Oslo-klima. Aktuelle parametre som bruksmønster, samtidighet for produksjon og forbruk, lagring og type solfanger bør inngå i oversikten.
2. Gi en oversikt over basis for design og målverdier for inneklimate og energibruk for Rambølls nye kontorbygg i Oslo. Skisser mulige løsninger for utnyttning av solvarmeanlegg.
3. Foreslå aktuelle systemløsninger for bruk av solvarmeanlegg i kontorbygget og utfør detaljerte analyser av disse. Sammenlign og diskuter de ulike systemløsningene. Sammenligningen skal fokusere på tekniske, økonomiske, og miljømessige aspekter.

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sendte instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og eventuelt figurnummer.


Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder. Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosesssteknikk.

I henhold til ”Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet” ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

Ett -1 komplett eksemplar av originalbesvarelsen av oppgaven skal innleveres til samme adressat som den ble utlevert fra. Det skal medfølge et konsentrert sammendrag på maksimalt én maskinskrevet side med dobbel linjeavstand med forfatternavn og oppgavetittel for evt. referering i tidsskrifter).

Til Instituttet innleveres to - 2 komplette kopier av besvarelsen. Ytterligere kopier til eventuelle medveiledere/oppgavegivere skal avtales med, og eventuelt leveres direkte til de respektive. Til instituttet innleveres også en komplett kopi (inkl. konsentrerte sammendrag) på CD-ROM i Word-format eller tilsvarende.

NTNU, Institutt for energi- og prosesssteknikk, 25. januar 2010



Olav Bolland
Instituttleder



Per Olaf Tjelflaat
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder:
Olav Rådstoga, Rambøll Norge AS, Oslo

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet i 10. semester ved masterprogrammet Energi og miljø ved NTNU i Trondheim. Tittelen til masteroppgaven er *Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming*.

Jeg vil gjerne takke veilederen min, Professor Per Olaf Tjelflaat, for god veiledning gjennom hele prosjektet. Jeg vil også takke medveilederen min, Olav Rådstoga ved Rambøll Norge AS, for veiledning og nyttig informasjon. Jeg vil takke Vela Solaris AG for at jeg fikk bruke simuleringsprogrammet Polysun under en utdanningslisens under masteroppgaven. Jeg vil takke post doktor Natasa Djuric, for at jeg fikk en lisens til å bruke simuleringsprogrammet TRNSYS. Til slutt vil jeg takke Kjetil Olsen i Bærum Kommune som har tatt ut driftsdata fra solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter.

Trondheim, 22. juni 2010



André Landsnes Keül

Sammendrag

Energi til romoppvarming og til produksjon av varmt forbruksvann utgjør en stor del av den totale energibruken i bygninger, og fossil energi eller elektrisitet blir ofte benyttet. Bruk av fossil energi og elektrisitet produsert av fossile kilder bidrar til global oppvarming, og det er derfor ønskelig å redusere bruken av både fossil energi og elektrisk energi. Det er da aktuelt å bruke fornybar varme, og et solvarmeanlegg som dekker deler av varmebehovet i bygninger kan være et godt alternativ.

Det ble derfor gjort et litteraturstudie over mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i Norge, med fokus på steder med et klima tilsvarende Oslo-klima. Det ble også gjort en analyse av mulighetene for å utnytte et solvarmeanlegg i et spesifikt kontorbygg i Oslo som skal bygges ut. Kontorbygget bruker nå fjernvarme til vann- og romoppvarming, men andre alternativer undersøkes. For å undersøke mulighetene for å utnytte et solvarmeanlegg i kontorbygget ble det gjort simuleringer i to simuleringsprogram, utført en økonomisk analyse, og en kort analyse av potensiell reduksjon av klimagassutslipp. Til slutt ble det gjort en kort analyse av et nytt solvarmeanlegg for oppvarming av varmtvann i et grendesenter i Oslo, med blant annet en barnehage, skole, og en flerbrukshall. Analysen av grendesenteret er basert på temperaturmålinger fra solvarmeanlegget.

Litteraturstudiet indikerer at solvarmeanlegg passer generelt best for bygninger med et stort varmtvannsbehov, og bygninger med et stort varmtvannsbehov i forhold til totalt varmebehov. Dette medfører at idrettshaller og lavenergiboliger og passivhus er best egnet for solvarmeanlegg. For kontorbygg vil et solvarmeanlegg ikke kunne dekke noen særlig stor andel av totalt varmebehov. Det vil imidlertid kunne bidra til at krav i nye standarder og forskrifter blir oppfylt. I tillegg vil et solvarmeanlegg kunne bidra til en bra energimerking av kontorbygg og bygg generelt.

Hvis det skal bygges et solvarmeanlegg i tilknytting til kontorbygget i Oslo anbefales det å bygge et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med solfangere på taket. Solvarmeanlegget som anbefales har et solfangerareal på 100 m² og en lagringskapasitet på 5000 liter. Solvarmeanlegget bruker en god vakuumsolfanger som er vendt mot sør og har en helningsvinkel på 60 °. Solvarmeanlegget gir en årlig varmeproduksjon på 13,9 % av årlig energibehov til vann- og romoppvarming.

Resultatene fra den økonomiske analysen av solvarmeanlegget til kontorbygget er usikker. Resultatene er avhengig av hva levetiden til solvarmeanlegget blir og hvor stor kostnaden knyttet til planlegging og oppføring av solvarmeanlegget er. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring av solvarmeanlegget er 39 % av total investeringskostnad vil anbefalt solvarmeanlegg gi et tap på omtrent 209 328 kr, det trengs da en støtte på 2,2 kr/kWh produsert fornybar varme for

at solvarmeanlegget skal gå i null. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total investeringskostnad vil solvarmeanlegget gi en gevinst på omtrent 53 766 kr. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 39 % av total investeringskostnad vil anbefalt solvarmeanlegg gi et tap på omtrent 65 421 kr, det trengs da en støtte på 0,7 kr/kWh produsert fornybar varme for at solvarmeanlegget skal gå i null. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total investeringskostnad vil solvarmeanlegget gi en gevinst på omtrent 197 673 kr. Anbefalt solvarmeanlegg vil redusere årlig klimagassutslipp fra kontorbygget med omtrent 8924 kg CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer omtrent å fjerne 1,5 biler fra veiene i året.

Resultatene viser at det er mulig å bruke solvarmeanlegg som kan ta en del av varmebehovet i kontorbygninger i et klima tilsvarende Oslo-klima. Om solvarmeanleggene er lønnsomme kommer an på hvor lang levetid solvarmeanleggene får og hvor stor investeringskostnaden blir. Mange av de simulerte systemløsningene for solvarmeanlegg i kontorbygget ble aldri lønnsomme, selv med lang levetid og optimistisk investeringskostnad. Det er derfor viktig å gjøre en grundig analyse før en bygger store solvarmeanlegg for kontorbygninger.

Beregninger indikerer at solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter har produsert varme tilsvarende 5,8 % av totalt energibehov til oppvarming av varmtvann i perioden anlegget har blitt analysert. Beregningene er basert på temperaturmålinger fra og med uke 11 til og med uke 14, og fra og med uke 18 til og med 28. mai i uke 21. Beregningene er svært usikre siden de bare er basert på temperaturmålinger, men de indikerer at solvarmeanlegget ikke fungerer optimalt.

Abstract

Domestic hot water demand and space heating demand is a large part of the total energy demand in buildings, and energy from fossil energy sources or from electricity is often used to cover the demand. The use of fossil energy sources or electricity that is produced from fossil energy sources contribute to global warming. It is therefore desirable to reduce the use of both fossil energy sources and electricity. To accomplish this it is necessary to use renewable heat, and a solar heating system to cover parts of the hot water demand and/or parts of the heating demand in buildings can be a good alternative.

Therefore, a literature study on the possibilities of using solar heating systems in Norway, with focus on climates similar to the Oslo-climate, has been performed. An analysis of the possibilities to use a solar heating system in a specific office building in Oslo that is going to be expanded has also been carried out. The office building use district heating, but alternative options are investigated. To investigate the possibilities of using a solar heating system in the office building it has been done simulations in two programs. Also, an economic analysis and an analysis on the potential reduction of climate gasses resulting in the use of a solar heating system have been carried out. It has also been done a study of the performance of a new solar water heating system in Oslo for a multipurpose building, with a sports center, a school, and a kinder garden. The study of the new solar water heating system is based on temperature measurements from the solar water heating system.

The literature study indicates that solar heating systems are best suited for buildings with a large hot water demand, or buildings with a large hot water demand compared to the total heating demand. This means that sport centers and low energy buildings and passive houses are most suited for solar heating systems. Solar heating systems in office buildings will not be able to cover a large part of the heating demand in the building. However, a solar heating system can contribute to satisfy demands in new standards and regulations. In addition, the solar heating systems can give the office building a better energy mark.

If a solar heating system is to be built on the office building in Oslo it is recommended to use a solar water and space heating system with solar collectors on the roof. The recommended solar heating system have a 100 m² large collector area and a storage capacity of 5000 liters. The solar heating system use a good evacuated tube collector that is facing south and the collector tilt is 60°. The solar heating system will give a yearly heat production that covers 13.9% of the yearly heat demand in the office building.

The results from the economic analysis of the solar heating system for the office building is highly dependent on what the actual life time of the solar heating system will be, and how large the costs associated with planning and assembling the solar heating system are. If the lifetime of the solar heating system is 20 years and the costs associated with planning and

assembling the solar heating system are 39 % of the total investment cost the recommended solar heating system will give a loss of roughly 209 328 kr, a financial support of 2.2 kr/kWh produced renewable heat would be required for the system to break even. If the lifetime of the solar heating system is 20 years and the costs associated with planning and assembling the solar heating system are 20 % of the total investment cost the recommended solar heating system will give a profit of roughly 53 766 kr. If the lifetime of the solar heating system is 30 years and the costs associated with planning and assembling the solar heating system are 39 % of the total investment cost the recommended solar heating system will give a loss of roughly 65 421 kr, a financial support of 0.7 kr/kWh produced renewable heat would be required for the system to break even. If the lifetime of the solar heating system is 20 years and the costs associated with planning and assembling the solar heating system are 20 % of the total investment cost the recommended solar heating system will give a profit of roughly 197 673 kr. The recommended solar heating system will reduce the annual climate gas emissions from the office building with roughly 8924 kg CO₂ equivalents. This is comparable to taking 1.5 cars off the road each year.

The results show that it is possible to use solar heating systems that can deliver a part of the heating demand in office buildings located in a climate similar to the Oslo-climate. If the solar heating systems are profitable depends on how long the lifetime of the systems will be and how big the investment costs are. Many of the simulated solar heating systems to be used in the office building were never profitable, even with a long lifetime and an optimistic investment cost. It is therefore important to do a thorough analysis before large-scale solar heating systems for office buildings are built.

Calculations indicate that the new solar water heating system in the multipurpose building have produced heat equivalent to 5.8 % of the total heat demand in the building during the time measurements have been done. The calculations are based upon temperature measurements from week 11 till week 14, and from week 18 till May 21 in week 21. The calculations are very inaccurate since they are only based on temperature measurements, but they indicate that the solar heating system is not performing well.

1	INNLEDNING	1
2	SOLINNSTRÅLING	2
2.1	TILGJENGELIG SOLINNSTRÅLING	3
2.2	INSTALLERT KAPASITET.....	5
3	SOLVARMEANLEGG	9
3.1	SOLFANGERE	9
3.2	SOLFANGERENS VIRKNINGSGRAD	11
3.3	SAMMENLIGNING AV PLANE SOLFANGERE OG VAKUUMRØRSOLFANGERE	13
3.4	VARMELAGER	15
3.5	STYRINGSAUTOMATIKK.....	16
3.6	DEKNINGSGRAD OG SYSTEMVIRKNINGSGRAD	16
4	MULIGHETER FOR UTNYTTELSE AV SOLOPPVARMING AV VANN	17
4.1	AKTUELLE ANVENDELSER	17
4.2	BRUKSMØNSTER OG SAMTIDIGHET FOR PRODUKSJON OG FORBRUK	19
4.2.1	<i>Boliger</i>	20
4.2.2	<i>Yrkesbygg</i>	23
4.3	DEKNINGSGRAD	26
4.4	EUS BYGNINGSENERGIDIREKTIV OG NYE STANDARDER.....	26
4.4.1	<i>Forskrift om krav til byggverk</i>	27
4.4.2	<i>Kriterier for passivhus og lavenergibolig</i>	28
4.4.3	<i>Energimerkeordningen</i>	28
4.5	ØKONOMI	29
4.5.1	<i>Støtte</i>	32
4.6	EKSEMPLER PÅ SOLVARMEANLEGG.....	33
4.7	OPPSUMMERING.....	36
5	STORØYA GRENDESENTER	38
5.1	BESKRIVELSE AV ANLEGGET	39
5.2	MÅLINGER OG BEREGNINGSMETODE	39
6	DIMENSJONERING AV SOLVARMEANLEGG	42
6.1	MÅLSETTING	42
6.2	HELNINGSVINKEL OG ORIENTERING	43
6.3	TOMMELFINGERREGLER.....	44
6.3.1	<i>Massestrøm</i>	45
6.3.2	<i>Styringsautomatikk</i>	46
7	RAMBØLL SITT KONTORBYGG	48
7.1	VARMTVANNSEBEHOV OG OPPVARMINGSBEHOV.....	48
7.1.1	<i>Timeprofiler</i>	52
7.2	ANNEN BASIS FOR DESIGN AV SOLVARMEANLEGGET	53
7.2.1	<i>Byggets orientering</i>	53
7.2.2	<i>Tilgjengelig areal</i>	55
7.3	RAMBØLLS KRAV VEDRØRENDE ENERGIBEHOV OG INNEKLIMA.....	55
7.3.1	<i>Energibruk</i>	55

7.3.2	Inneklima	56
8	MULIGE SYSTEMLØSNINGER FOR BRUK AV SOLVARMEANLEGG I KONTORBYGGET	57
8.1	SKISSERINGER AV SYSTEMLØSNINGER	57
8.2	VANNTEMPERATUR I DISTRIBUTJONSNETTET	58
8.3	BRUK AV TOMMELFINGERREGLER	59
8.4	PARAMETERVARIASJON	60
8.5	SOLFANGERE	60
9	SIMULERINGER I TRNSYS	62
9.1	KLIMA.....	64
9.2	SOLFANGEREN	64
9.3	LAGRINGSTANK	67
9.4	BLANDEVENTIL OG REGULATOR	68
9.5	ENERGIBRUK	68
9.6	MASSESTRØM	68
9.7	VARMEVEKSLER	70
10	SIMULERINGER I POLYSUN	72
10.1	KOMPONENTER	73
10.2	ENERGIBRUK	74
11	RESULTAT	75
11.1	STORØYA GRENDESENTER	75
11.2	SIMULERINGER I TRNSYS	76
11.2.1	<i>Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket</i>	<i>76</i>
11.2.2	<i>Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden</i>	<i>77</i>
11.2.3	<i>Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming.....</i>	<i>78</i>
11.3	SIMULERINGER I POLYSUN.....	82
11.3.1	<i>Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket</i>	<i>82</i>
11.3.2	<i>Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden</i>	<i>83</i>
12	DISKUSJON AV RESULTATER	85
12.1	STORØYA GRENDESENTER	85
12.2	SOLVARMEANLEGG FOR OPPVARMING AV VARMT FORBRUKSVANN.....	87
12.3	SOLVARMEANLEGG FOR VANN- OG ROMOPPVARMING.....	90
12.3.1	<i>Systemvirkningsgrad</i>	<i>93</i>
12.3.2	<i>Større solfangerareal.....</i>	<i>94</i>
12.3.3	<i>Annen mulig bruk av flate tak på kontorbygg.....</i>	<i>96</i>
13	VIDERE ANALYSE AV SYSTEMLØSNINGENE	97
13.1	ØKONOMISKE ANALYSE AV SYSTEMLØSNINGENE	98
13.1.1	<i>Investeringskostnader</i>	<i>100</i>
13.1.2	<i>Energipris.....</i>	<i>101</i>
13.1.3	<i>Beregnet nåverdi</i>	<i>102</i>
13.2	REDUKSJON AV KLIMAGASSUTSLIPP	104
14	KONKLUSJON OG IDEER TIL VIDEREFØRING.....	108
15	LITTERATURLISTE.....	110
16	VEDLEGG	I

A SKISSE OVER SOLVARMEANLEGGET PÅ STORØYA GRENDESENER	II
B RAPPORT AV MODELLEN BRUKT I TRNSYS	III
C RAPPORT AV MODELLEN BRUKT I POLYSUN	XIII
D TALLVERDIER FRA SIMULERINGENE I TRNSYS	XV
E TALLVERDIER FRA SIMULERINGENE I POLYSUN	XX
F INVESTERINGSKOSTNADER OG BEREGNINGER I DEN ØKONOMISKE ANALYSEN	XXIII

1 Innledning

Energi til romoppvarming og til produksjon av varmt forbruksvann utgjør en stor del av den totale energibruken i bygninger, og fossil energi eller elektrisitet blir ofte benyttet. Bruk av fossil energi og elektrisitet produsert av fossile kilder bidrar til global oppvarming, og det er derfor ønskelig å redusere bruken av både fossil energi og elektrisk energi. Det er da aktuelt å bruke fornybar varme, og et solvarmeanlegg som dekker deler av varmebehovet i bygninger kan være et godt alternativ.

I tillegg øker interessen for lavenergibygging og passivhus. Dette er bygging med et meget lavt varmebehov, og hvor en stor del av varmebehovet skal være dekket av fornybar varme. Utnyttelse av solvarme til å dekke deler av varmebehovet i slike boliger er en miljøvennlig løsning som kan være økonomisk lønnsom.

I denne oppgaven var målet å undersøke mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i et klima tilsvarende Oslo-klima. Det ble sett på solvarmeanlegg for bare oppvarming av varmtvann, og det ble sett på solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming, også kalt kombisystemer. Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming er solvarmeanlegg for oppvarming av varmtvann og romoppvarming, og hvis behovet er der kan de også varme opp ventilasjonsluft.

Det ble gjort en litteraturstudie på mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i et klima tilsvarende Oslo-klima, driftsdata fra et nytt solvarmeanlegg i Oslo ble analysert, og mulige systemløsninger for bruk av solvarmeanlegg i et kontorbygg i Oslo-klima ble analysert. Det er fokusert på mulighetene for å bruke solvarmeanlegg til vann- og romoppvarming i yrkesbygg fordi nye forskrifter og energimerkeordningen kommer til å gi økt oppmerksomhet om energibruk i yrkesbygg, og større interesse for å benytte fornybar varme til vann- og romoppvarming. Det er dessuten gjort lite studier på dette området og en del av formålet med oppgaven er derfor å trekke noen slutninger angående muligheten for å bruke solvarmeanlegg i yrkesbygg, spesielt kontorbygg, i Norge

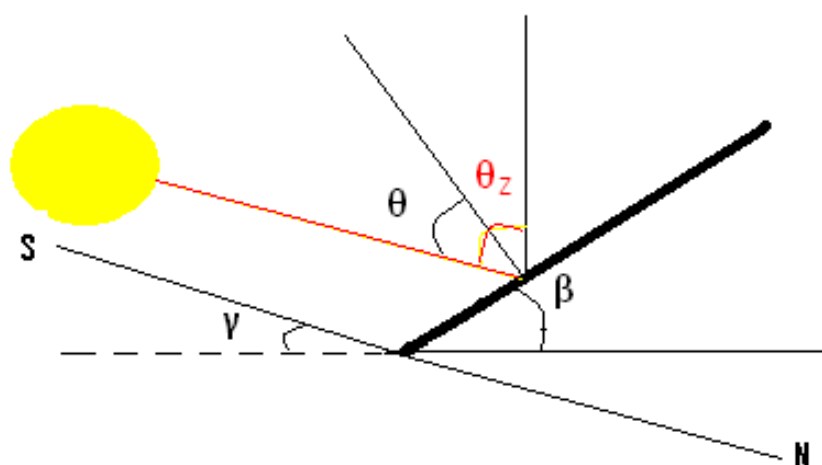
I oppgaveteksten står det at Rambøll Norge AS planlegger et nytt hovedkontor i Oslo, men i realiteten skal de bare bygge ut sitt eksisterende hovedkontor i Oslo. Selv om anlegget som er i drift og kontorbygget som analyseres ligger i Oslo kan resultatene fra oppgaven gi en indikasjon på mulighetene for bruk av solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming generelt i Sør-Norge.

2 Solinnstråling

Utenfor Jordens atmosfære er solinnstrålingens intensitet tilnærmet konstant $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3$ prosent. Variasjonen skyldes at avstanden mellom jorden og solen varierer over året. Strålingen fra solen endres av atmosfæren som sprer lyset og demper enkelte bølgelengder. Dempningen varierer avhengig av luftens innhold av gasser. Spredning av solinnstrålingen øker så lengre man kommer bort fra ekvator. Dette er fordi så lengre nord og sør man kommer så lavere står solen på himmelen, og solstrålene må passere gjennom mer luft for å nå bakken. Dette betyr at solinnstrålingen minker så lengre bort fra ekvator man kommer. Spredningen medfører også at solinnstrålingen vil være større om sommeren enn om vinteren, nord for ekvator, ettersom solen står høyere om sommeren (Fornybar energi 2007, 2007).

Man kan dele solinnstrålingen inn i tre komponenter: Direkte solinnstråling, diffus solinnstråling, og reflektert solinnstråling. Direkte solinnstråling er solinnstråling som ikke har blitt spredt av atmosfæren. Diffus solinnstråling er solinnstråling som har blitt spredt av atmosfæren. Reflektert solinnstråling er solinnstråling som har truffet en flate og blitt reflektert (Duffie & Beckman, 2006). Summen av direkte, diffus, og reflektert solinnstråling kalles global solinnstråling.

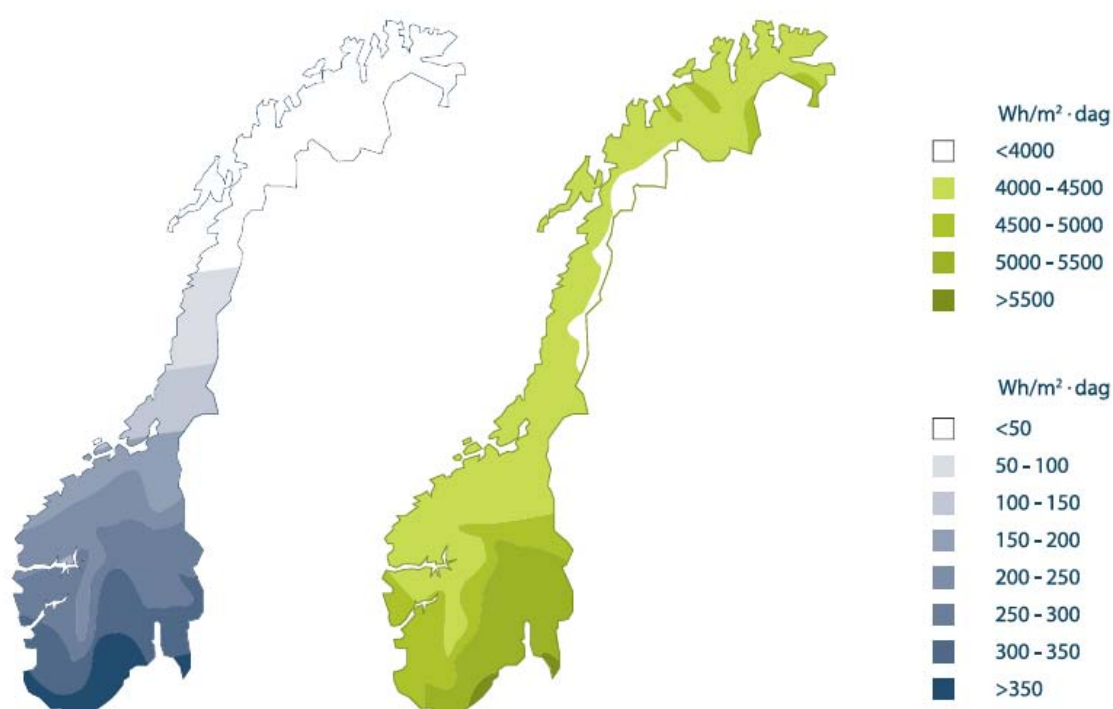
Det geometriske forholdet mellom et plan relativt til jorden og den direkte solinnstrålingen kan beskrives ved hjelp av flere vinkler. De viktigste vinklene i denne oppgaven er illustrert i figur 2.1. β er helningsvinkelen, vinkelen mellom planet og horisontalen. θ er innfallsvinkelen, vinkelen mellom direkte solinnstråling og normalen til planet. θ_z er senitvinkelen, innfallsvinkelen for et horisontalt plan. γ er asimutvinkelen og er den gradvise forskyvningen av flaten i forhold til sør. Forskyvninger øst fra sør er negative, mens forskyvninger vest fra sør er positive (Duffie & Beckman, 2006).



Figur 2.1. Vinkler som beskriver det geometriske forholdet mellom et plan relativt til jorden og den direkte solinnstrålingen.

2.1 Tilgjengelig solinnstråling

Figur 2.2 viser daglig solinnstråling mot en horisontal flate i januar og juli i Norge. Fra figur 2.2 er det tydelig at solinnstrålingen er større så lengre sør man kommer i Norge, og at i Sør-Norge er solinnstrålingen større på Østlandet enn på Vestlandet. Disse forskjellene i solinnstråling kan delvis kompenseres for ved å ha solfangerene stilt opp med en helningsvinkel som er optimal for hver lokasjon, dette vil bli forklart nærmere i kapittel 6.2. Siden forskjellene i solinnstråling kan bare delvis kompenseres med en optimal helningsvinkel indikerer figur 2.2 at mulighetene for utnytting av soloppvarming av vann er større i Sør-Norge enn i Nord-Norge og større på Østlandet enn på Vestlandet.

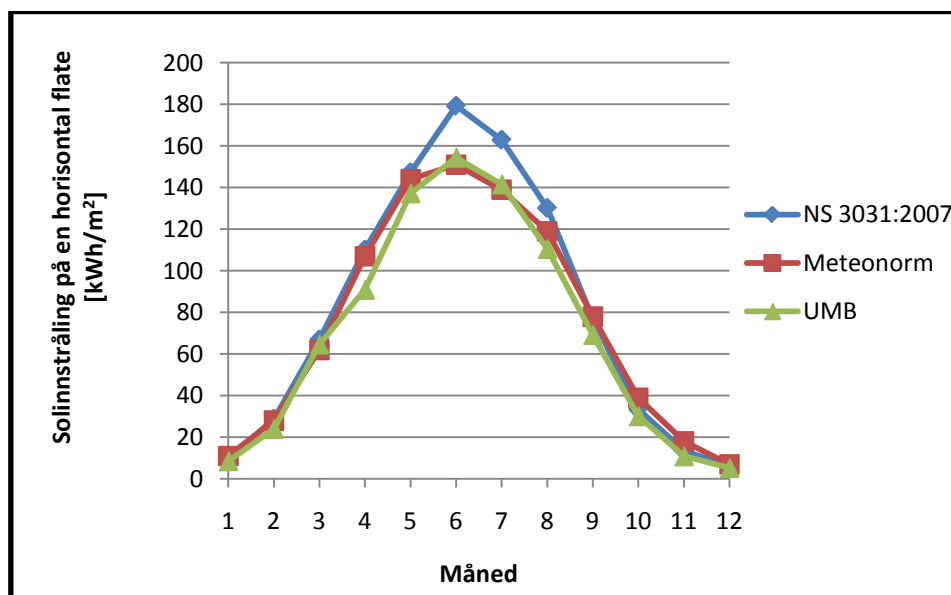


Figur 2.2. Daglig solinnstråling mot horisontal flate i henholdsvis januar (venstre) og juli (høyre) (Fornybar energi 2007, 2007).

Figur 2.3 viser klimadata for global solinnstråling på en horisontal flate (kWh/m²) over året fra tre kilder: NS 3031, Meteonorm, og Universitetet for miljø- og biovitenskap. Klimadata fra standarden NS 3031 (2007) tar utgangspunkt i klimadata fra Oslo. Universitetet for miljø- og biovitenskap har gjort målinger av solinnstråling på Ås og gjennomsnittsverdiene for perioden 2000-2009 er plottet i figur 2.3. Dataene fra Universitetet for miljø- og biovitenskap er tilgjengelig på nettet (Universitet for miljø- og biovitenskap, 2010). Meteonorm (2010) er et program som består av en omfattende klimadatabase fra flere målestasjoner i verden samt flere numeriske modeller som er utviklet i internasjonale forskningsprogrammer. Dette gjør at månedlige data for solinnstråling nesten over hele verden kan bestemmes med stor nøyaktighet. Ifølge tillegg M i NS 3031, kan Meteonorm

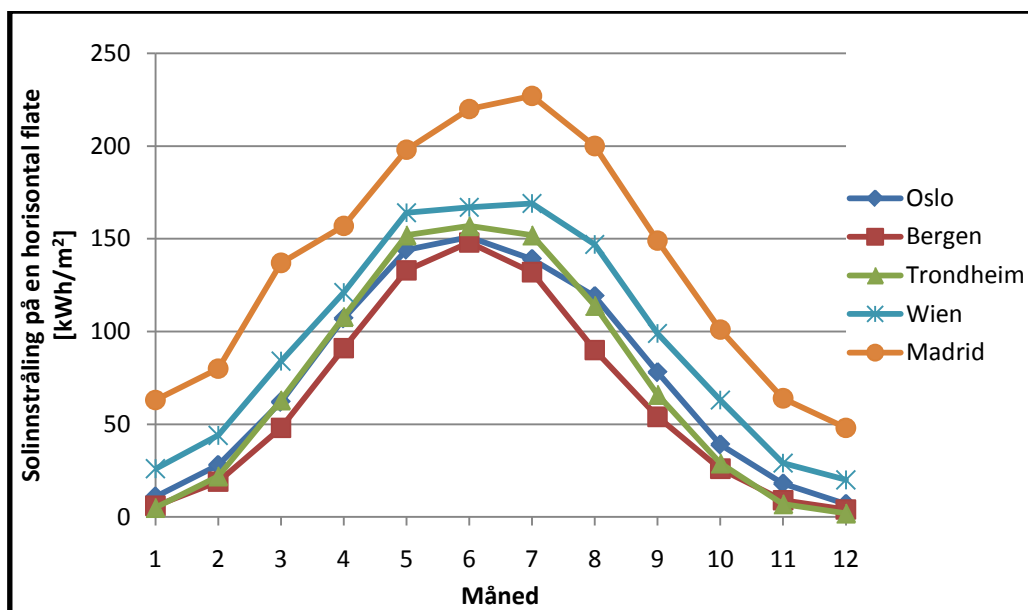
brukes til å framskaffe stedlige klimadata for å gjøre energiberegninger. Dataene for solinnstråling fra Meteonorm er fra perioden 1981-2000.

Dataene for solinnstråling fra Meteonorm antas å være mest korrekt og de vil bli brukt videre i oppgaven. Det er et stort samsvar mellom målingene fra UMB og verdiene fra Meteonorm i figur 2.3 og dette tyder på at dataene for solinnstråling ved UMB er veldig lik tilsvarende data fra Oslo. Dataene fra NS 3031 er høyere i juni og juli, men ellers er det godt samsvar med de andre dataene for solinnstråling.



Figur 2.3. Global solinnstråling på en horisontal flate.

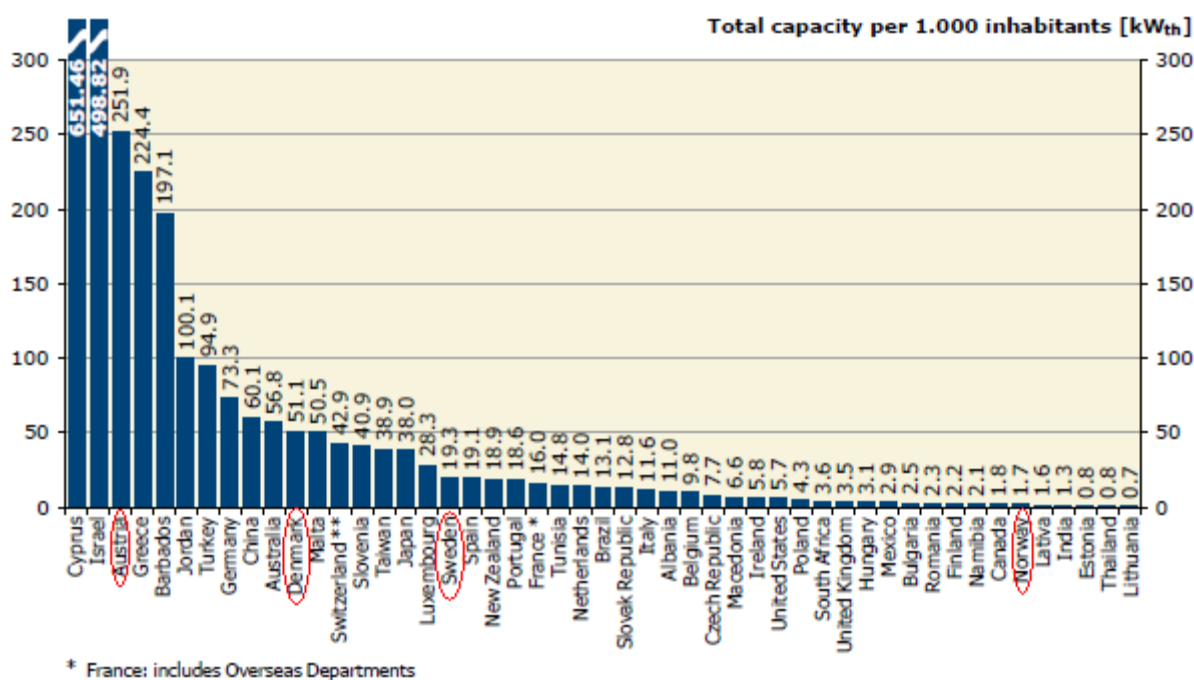
Figur 2.4 viser månedlig global solinnstråling på en horisontal flate for Oslo, Bergen, Trondheim, Wien og Madrid. Fra figur 2.4 ser man at solinnstrålingen er ganske lik i de tre største norske byene. Oslo har mest solinnstråling over året, mens Trondheim har mest solinnstråling om sommeren. Bergen har mindre soltimer og har derfor mindre solinnstråling over året sammenliknet med Trondheim, selv om Trondheim ligger lengre nord. Figur 2.4 indikerer derfor at potensialet for solvarmeanlegg er størst i Oslo, men forskjellen mellom de tre største byene i Norge er ikke stor. Figur 2.4 viser også at det er liten forskjell mellom solinnstrålingen i Sør-Norge og i Wien, Østerrike, men det er stor forskjell mellom solinnstrålingen i Sør-Norge og Madrid, Spania.



Figur 2.4. Månedlig global solinnstråling på en horisontal flate (kWh/m^2) for Oslo, Bergen Trondheim, Wien, og Madrid. Data for solinnstrålingen er basert på målte gjennomsnittsverdier over 20 år og er fra Meteonorm (2010).

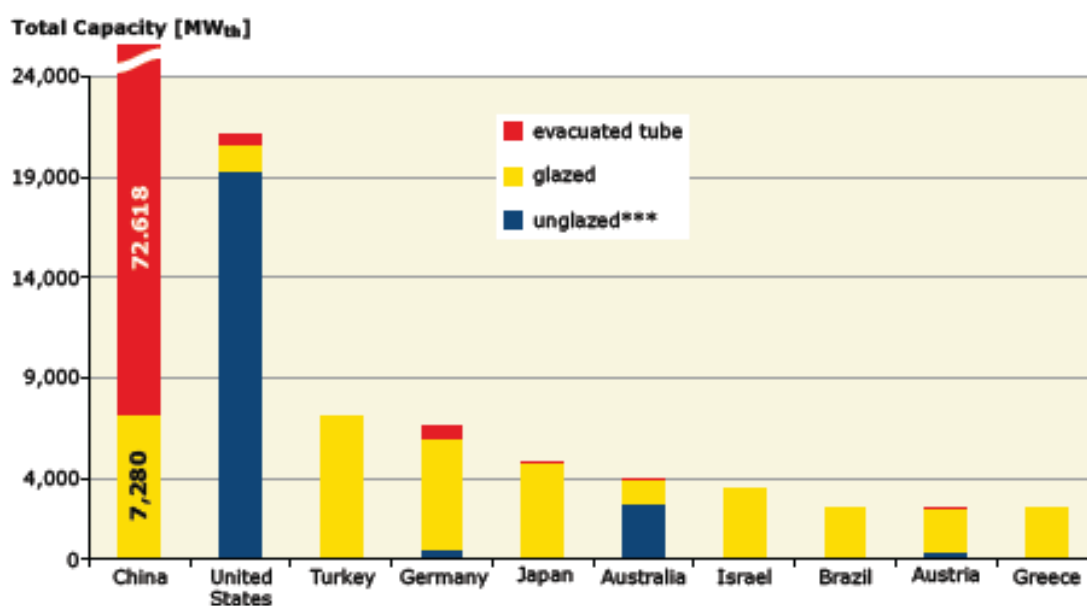
2.2 Installert kapasitet

Det er interessant å se hvor mye solvarme som er installert i Norge, og å sammenligne installert effekt i Norge, med installert effekt i andre land. Figur 2.5 viser installert solvarme i en rekke land i 2007. Norge er blant de landene med minst installert solvarme og hadde i 2007 installert omtrent 1,7 kW per 1000 innbygger solvarme. Sverige og Danmark hadde henholdsvis installert 19,3 kW og 51,1 kW solvarme per 1000 innbygger i 2007. Det er nærliggende å sammenligne klimaet i Norge med klimaet i Sverige og Danmark, men allikevel har Sverige og Danmark henholdsvis omtrent 11 og 30 ganger mer installert kapasitet per innbygger enn Norge.



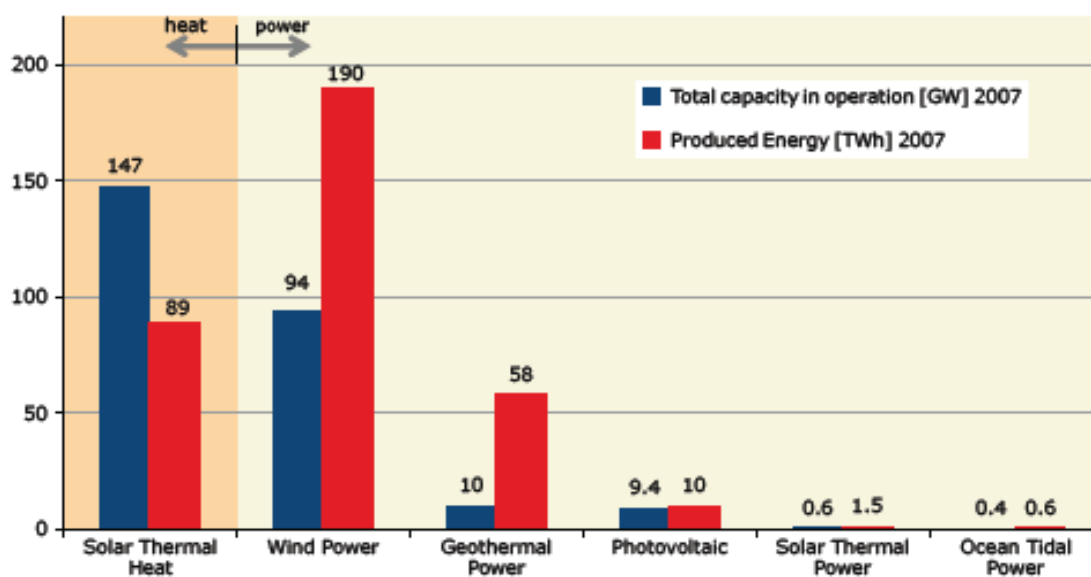
Figur 2.5. Installert solvarme [kW] per 1000 innbyggere i 2007 (Weiss et al., 2009)

Figur 2.5 viser at Østerrike er det landet i verden med tredje mest installert solvarmeanlegg per innbygger, selv om figur 2.4 viser at solinnstrålingen i Wien er mye nærmere solinnstrålingen i Oslo enn den er solinnstrålingen i Madrid, Spania. Dette viser at det ikke bare er tilgjengelig solinnstråling som bestemmer mulighetene for bruk av solvarmeanlegg. Andre faktorer er støtteordninger, varmtvannsbehov og oppvarmingsbehov, samtidighet for produksjon og forbruk, og alternative energipriser. Figur 2.6 viser totalt installert solvarme i de 10 landene i verden med mest installert solvarme.



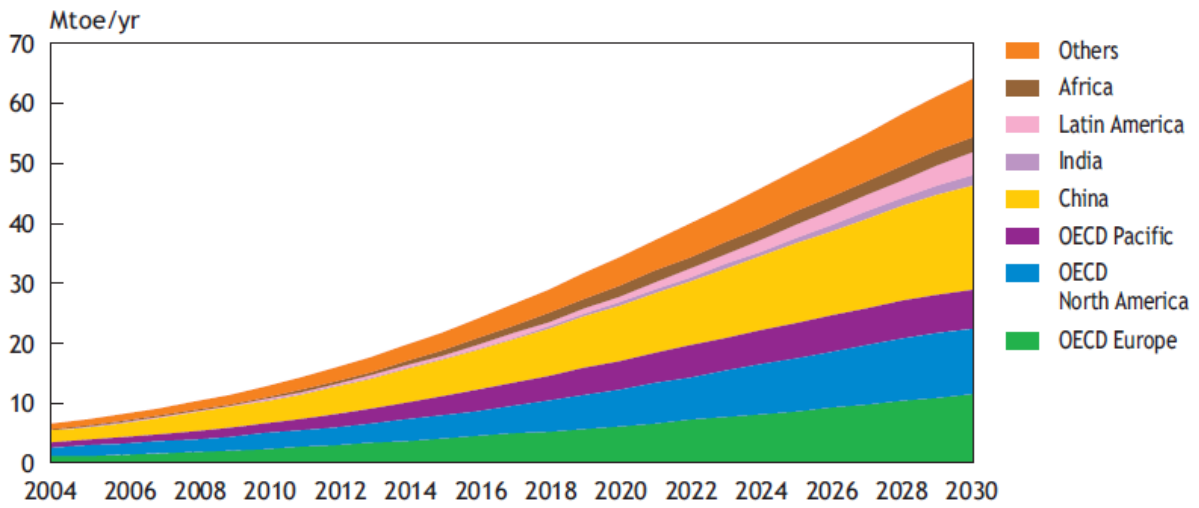
Figur 2.6. De 10 landene i verden med totalt mest installert solvarme [MW] i 2007 (Weiss et al., 2009)

Ifølge Weiss et al. (2009) hadde Kina i 2007 79 898 MW installert solvarme og det er omtrent 55 % av totalt installert kapasitet i verden. Forskjellen mellom evacuated tube (vakuurrør), glazed (plane solfanger), og unglazed (plane solfangere uten dekklag) blir forklart i kapittel 3.1. Figur 2.7 sammenligner installert kapasitet og produsert energi per år fra solvarme med andre fornybare energikilder. Ifølge Weiss et al. (2009) er det bare tradisjonelle fornybare energikilder som vannkraft og bioenergi, samt vindkraft, som produserer mer fornybar energi på verdensbasis enn solvarmeanlegg. For Norge sin del var det i 2007 installert omtrent 8 MW solvarme.



Figur 2.7. Installert kapasitet og produsert energi per år for solvarme og andre nye fornybare energikilder i 2007 (Weiss et al., 2009).

Hvor mye installert kapasitet og produsert energi per år solvarmeanlegg vil gi i framtiden er svært usikkert, men det finnes prognoser for det. Figur 2.8 viser et estimat fra "the International Energy Agency" (2007) over økningen i produsert varme fra solvarmeanlegg fram mot 2030. Det er estimert at varme fra solvarmeanlegg vil øke fra omtrent 280 PJ ($\text{PJ}=10^{15} \text{ J}$) til 3000 PJ fra 2003-2030. Dette tilsvarer en økning på mer enn ti ganger av dagens produsert varme fra solvarmeanlegg fram mot 2030, og det er en kraftig økning. Rindal & Salvesen (2008) hevder at potensialet for solvarme i Norge er estimert til omtrent 5-25 TWh innen 2030. Det store gapet kommer av at det er stor usikkerhet i framtidige kostnader for konvensjonell energi, teknisk utvikling, og konkurransedyktige alternativer.



Figur 2.8. Estimert økning i produsert varme fra solvarmeanlegg fram mot 2030 (International Energy Agency, 2007). 1 Mtoe=42 PJ

3 Solvarmeanlegg

Det vil i dette kapittelet bli gitt en kort teknisk beskrivelse av solvarmeanlegg. Det er bare aktive solvarmeanlegg med solfanger, pumpe, og varmelager som blir vurdert i denne oppgaven. I passive solvarmeanlegg sirkuleres arbeidsmediumet uten å bruke pumper. Siden solvarmeanlegg ikke kan dekke hele energibehovet til vann- og romoppvarming er det for alle solvarmeanlegg nødvendig med en tilsatsvarmekilde som for eksempel kan være fjernvarme eller en elektrokjel.

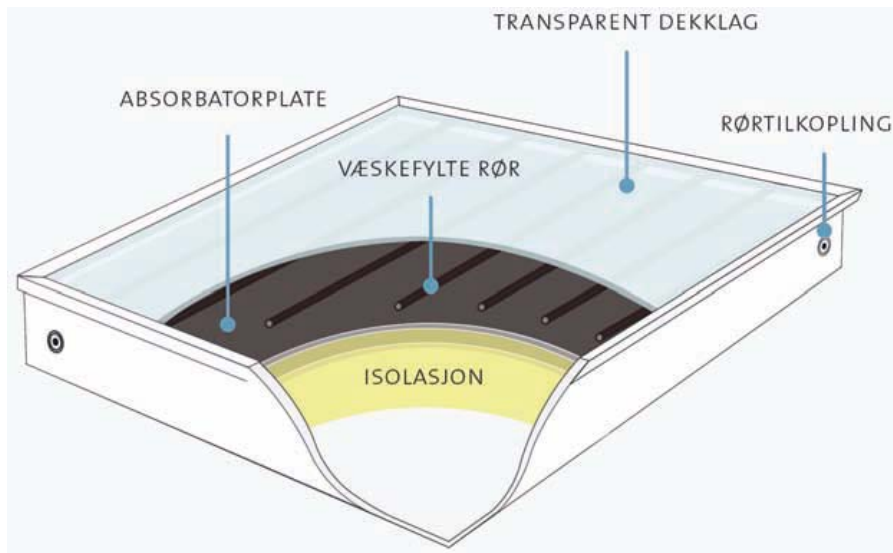
3.1 Solfangere

I solfangeren blir solstrålingen omdannet til varme. En typisk solfanger består av tre hoveddeler: Absorbator, dekklag, og isolasjon. Ikke alle solfangere har dekklag og isolasjon, men for å kunne utnytte vannbåren solenergi i kalde områder er det nødvendig.

Absorbatoren omformer solinnstrålingen til varme. Absorbatoren er ofte en tynn metallplate som er farget sort eller har en selektiv overflate. En selektiv flate absorberer en stor del av det synlige lyset, men den emitterer mye mindre kortbølget infrarød stråling enn det en vanlig overflate gjør (Andresen, 2008).

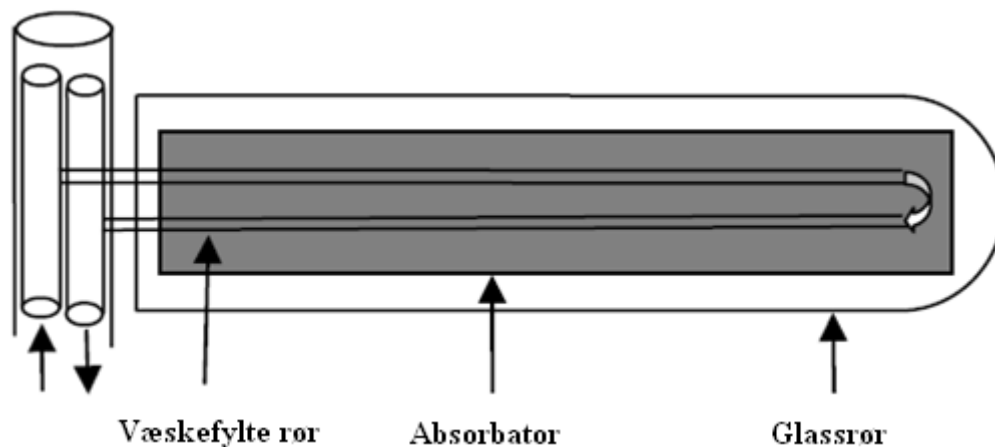
Et transparent dekklag blir som regel benyttet for å øke solfangerens effektivitet. Dekklaget øker effektiviteten ved at den lar det kortbølgete synlige lyset passere gjennom, men den reflekterer den langbølgete varmestrålingen fra absorbatoren. Dekklaget beskytter også absorbatoren mot å bli nedkjølt. Solfangere uten dekklag brukes som regel til oppvarming av svømmebasseng. Vanligvis består dekklaget av glass eller plast, men dekklag med lavemitterende belegg eller transparente isolasjonsmaterialer kan også brukes. Lavemitterende belegg eller transparente isolasjonsmaterialer vil redusere varmetapet gjennom dekklaget, men de vil ofte også redusere transmisjonsegenskapene til dekklaget. Det blir derfor et avveinings spørsmål om hva som er den optimale kombinasjonen i hvert enkelt tilfelle (Duffie & Beckman, 2006).

Solvarmeanlegg i bygninger bruker nesten utelukkende plane solfangere eller vakuumsolfangere. Figur 3.1 viser den prinsipielle oppbygningen av en plan solfanger. Arbeidsmediumet kommer inn på den ene siden av solfangeren, blir varmet opp ved å sirkulere over absorbatoren, og går ut på den andre siden av solfangeren.



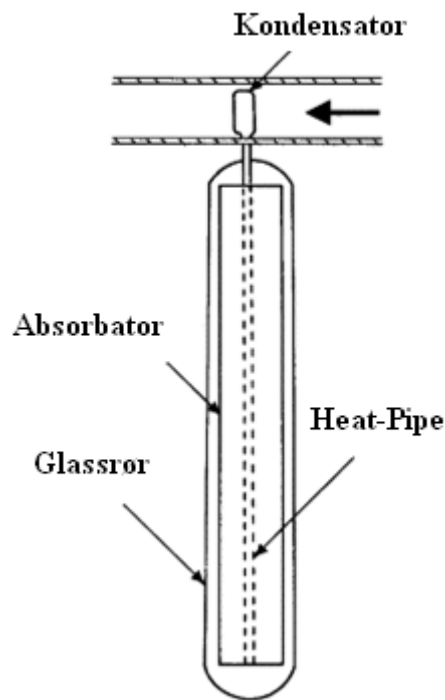
Figur 3.1. Prinsipiell oppbygning av en plan solfanger (Andresen, 2008)

I vakuumrørsolfangere er absorbatoren plassert i et glassrør med vakuum. Vakuum har mye bedre varmeisoleringssevne enn luft og varmetapet fra vakuumrørsolfangere er derfor mindre sammenlignet med plane solfangere. Det finnes flere ulike typer vakuumrørsolfangere og de to vanligste typene er direkte gjennomstrømning og "heat-pipe" vakuumrørsolfangere. En direkte vakuumrørsolfanger varmer opp arbeidsmediet på samme måte som en plan solfanger varmer opp arbeidsmediet. Figur 3.2 viser oppbygningen til en direkte gjennomstrømning vakuumrørsolfanger.



Figur 3.2. Direkte gjennomstrømning vakuumrørsolfanger (Bourdoukan et al., 2007).

Figur 3.3 viser oppbygningen til en heat-pipe vakuumrørsolfanger. En heat-pipe vakuumrørsolfanger inneholder et lite rør med en liten mengde arbeidsmedium inni glassrøret. Arbeidsmediet blir varmet opp av absorbatoren og fordampes, arbeidsmediet stiger til kondensatoren hvor det kondenseres og syklusen kan gjenta seg. I kondensatoren varmeveksles arbeidsmediet i heat-pipen med arbeidsmediet i solvarmeanlegget, og varmen overføres på denne måten fra solfangeren til solkretsen (Andresen, 2008).



Figur 3.3. Heat-pipe vakuumrørsolfanger (Kalogirou, 2004).

3.2 Solfangerens virkningsgrad

I kapittel 6 utleder Duffie & Beckman (2006) en ligning for effektiviteten til en plan solfanger. Andresen (2008) utleder den samme ligningen, men med en mindre detaljert prosess. Ligningen for effektiviteten til en vakuumrørsolfanger vil være på den samme formen, men detaljene vedrørende varmetap og absorbert solinnstråling vil være forskjellig. Dette er på grunn av forskjellen i den fysiske oppbygningen.

Solfangerens virkningsgrad er definert som forholdet mellom utnyttbar varmeproduksjon fra solfangeren og den mengde solinnstråling som treffer solfangeren.

$$\frac{\int Q_u dt}{A \int G_T dt} \quad (1)$$

Hvor Q_u er den utnyttbare varmeproduksjonen, A er arealet, og G_T [W/m^2] er solinnstrålingen som treffer solfangeren. Arealet er enten arealet av absorbatoren, bruttoarealet av hele solfangeren, eller lysåpningsarealet. Lysåpningsarealet er det arealet som sollyset kan strømme gjennom. For plane solfangere er forskjellen mellom de forskjellige arealene små, men differansen kan være stor for vakuumrørsolfangere. Det er derfor viktig å vite hvilken størrelse som ble brukt.

Ved stasjonære forhold kan den utnyttbare varmeproduksjonen uttrykkes som:

$$Q_u = A[S - U_L(T_{pm} - T_a)] \quad (2)$$

S [W/m^2] er absorbert solinnstråling per kvadratmeter, U_L [$\text{W}/\text{m}^2\text{°C}$] er varmetapskoeffisienten for solfangeren, T_{pm} er gjennomsnittstemperaturen på absorbatoren, og T_a er utetemperatur. Det er vanskelig å måle gjennomsnittstemperaturen på absorbatoren og derfor er en faktor F_R definert som gir forholdet mellom den faktiske utnyttbare varmeproduksjonen, i forhold til hvis hele solfangeroverflaten hadde samme temperatur som innløpstemperaturen til fluidet som går gjennom solfangeren.

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p(T_{fo} - T_{fi})}{A[S - U_L(T_{fi} - T_a)]} \quad (3)$$

\dot{m} [kg/s] er massestrømmen, C_p [$\text{kJ}/\text{kg}\text{°C}$] er spesifikk varmekapasitet, T_{fo} er utløpstemperaturen, og T_{fi} er innløpstemperaturen. S , absorbert solinnstråling per kvadratmeter kan uttrykkes som:

$$S = G_T(\tau\alpha) \quad (4)$$

Hvor $(\tau\alpha)$ er produktet av dekklagetets transmittans og absorbatorens absorpsjonsfaktor. (2) kan nå uttrykkes som:

$$Q_u = AF_R[G_T(\tau\alpha) - U_L(T_i - T_a)] \quad (5)$$

Hvor T_i er inngangstemperaturen. (1) kan nå uttrykkes som:

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - \frac{F_R U_L(T_i - T_a)}{G_T} \quad (6)$$

$F_R U_L$ og $F_R(\tau\alpha)$ er viktige designparametre som beskriver den enkelte solfangeren. Tallene er basert på måledata og oppgis av solfangerlevrandøren (Duffie & Beckman, 2006).

Praksisen i Europa er å uttrykke ligning (6) med gjennomsnittet av innløps- og utgangstemperaturen til varmemediet, istedenfor innløpstemperaturen. Ifølge Duffie & Beckman vil ligning (6) da være på følgende form:

$$\eta = F_{av}(\tau\alpha) - \frac{F_{av} U_L(T_{av} - T_a)}{G_T} \quad (7)$$

Hvor T_{av} er gjennomsnittet av innløps- og utgangstemperaturen til varmemediumet. Ligningene for $F_{av}(\tau\alpha)$ og $F_{av}U_L$ er:

$$F_{av}(\tau\alpha) = F_R(\tau\alpha) \left(1 - \frac{AF_R U_L}{2\dot{m}C_p} \right)^{-1} \quad (8)$$

$$F_{av}U_L = F_R U_L \left(1 - \frac{AF_R U_L}{2\dot{m}C_p} \right)^{-1} \quad (9)$$

I Europa er det mest vanlig å gi effektiviteten til solfangere på en enklere form basert på måledata. Standarden NS-EN 12975-2 (2006) "Solvarmesystemer og – komponenter. Solfangere. Del 2: Prøvningsmetoder" gir effektiviteten på denne formen basert på måledata:

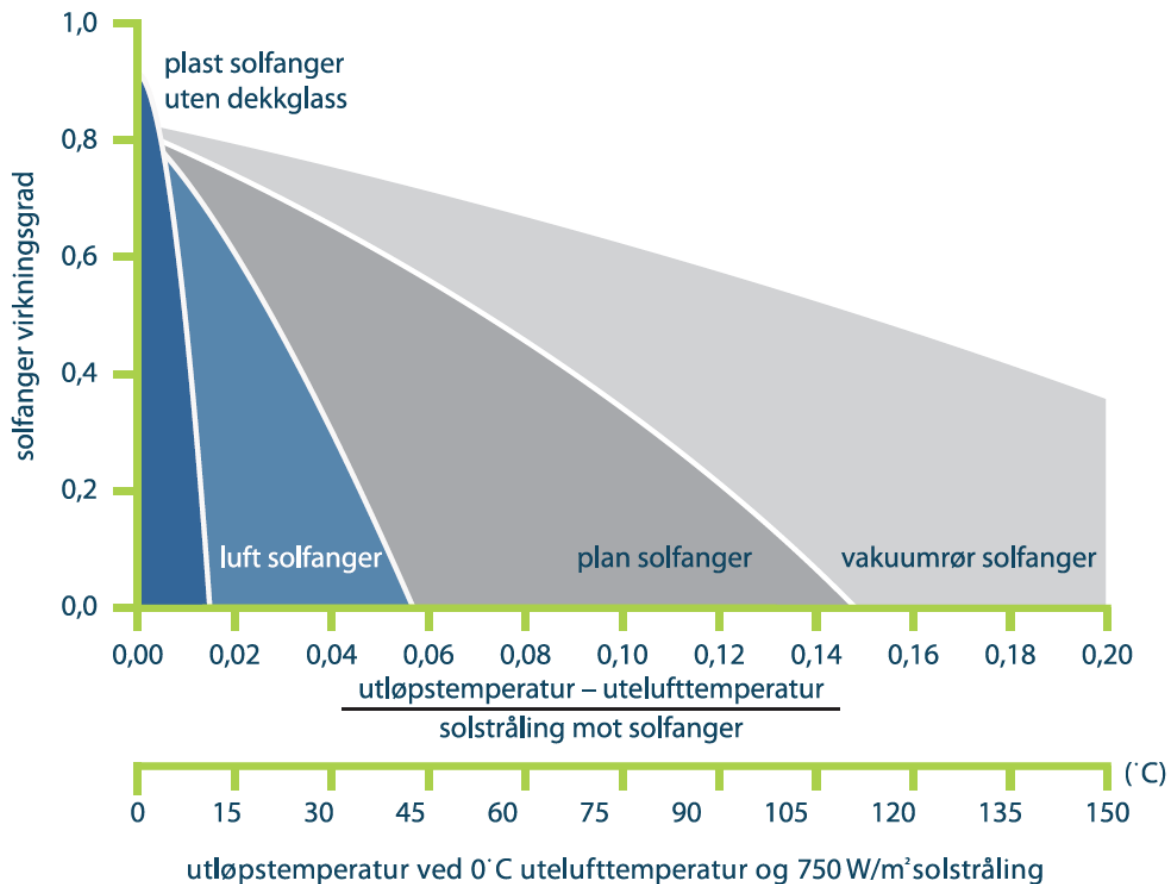
$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{\Delta T}{G} - a_2 \frac{\Delta T^2}{G} \quad (10)$$

Hvor $\Delta T = T_{av} - T_a$. η_0 er solfangerens virkningsgrad uten varmetap, a_1 er lineær varmetapskoeffisient, og a_2 er kvadratisk varmetapskoeffisient. Ligning (10) kan skrives på same form som ligning (6) eller ligning (7). Detaljene for denne operasjonen vil ikke bli diskutert her, men Thevenard et al. (2004) gir en detaljert prosedyre.

η_0 , $F_{av}(\tau\alpha)$, eller $F_R(\tau\alpha)$ kan justeres, under simuleringer, for at innfallsvinkelen til den direkte solinnstrålingen på solfangeren ikke er den samme som når den ble testet. Dette gjøres med en innfallsvinkelfaktor som multipliseres med η_0 , $F_{av}(\tau\alpha)$, eller $F_R(\tau\alpha)$, alt etter hvilken form effektiviteten er gitt på. Innfallsvinkelen til den direkte solinnstrålingen er som regel vinkelrett på solfangeren under test. Innfallsvinkelfaktoren, K_θ , skal ha blitt bestemt under en test, og den er en funksjon av innfallsvinkelen. Dette temaet blir detaljert beskrevet av Duffie & Beckman (2006) i kapittel 6.17.

3.3 Sammenligning av plane solfangere og vakuumrørsolfangere

Figur 3.4 sammenligner virkningsgraden til en typisk utildekket solfanger, en luft solfanger, en plan solfanger, og en vakuumrørsolfanger som funksjon av differansen mellom utløpstemperaturen og utelufttemperaturen delt på solinnstrålingen. Nederst i figuren er det vist hva som er utløpstemperaturen til arbeidsmediumet hvis utetemperaturen er 0 °C og solinnstrålingen er 750 W/m². Vakuumrørsolfangere har størst virkningsgrad ved store temperaturforskjeller, mens solfangere uten dekkglass har størst virkningsgrad ved svært lave temperaturforskjeller. Luft solfangere bruker luft som arbeidsmedium og er ikke vanlig grunnet svært lave virkningsgrader



Figur 3.4. Sammenligning av virkningsgraden til en typisk utildekket solfanger, en luft solfanger, en plan solfanger, og en vakuumrørsolfanger (Fornybar energi 2007, 2007).

Figur 3.4 viser at det er plane solfangere og vakuumrørsolfangere som er aktuelle for vann- og romoppvarming, og at vakuumrørsolfangere har en høyere virkningsgrad. Men hvis det for eksempel blir brukt gulvvarme kan temperaturforskjellen mellom utløpstemperaturen og utelufttemperaturen være lav og forskjellen mellom virkningsgraden til en vakuumrørsolfanger og en plan solfanger kan være liten.

Investeringskostnaden for et solvarmeanlegg er svært viktig og ifølge Dokka et al (2009b) er investeringskostnaden for vakuumrørsolfangere omtrent 50 prosent større enn for plane solfangere. Dette tallet er svært usikkert og flere produsenter av vakuumrørsolfangere i Kina presser prisene ned. Senere i oppgaven vil det bli gjort en økonomisk analyse hvor det er brukt investeringskostnader for en plan solfanger og en vakuumrørsolfanger. I den økonomiske analysen er vakuumrørsolfangeren omtrent bare 4 % dyrere enn den plane solfangeren.

Ramlow (2006) hevder at etter hans erfaring så er levetiden til plane solfangere vanligvis 30-40 år, mens vakuumrørsolfangere mister vakuemet etter 15 år. Dette er hans personlige

mening og dette vil variere fra produsent til produsent. Teknologien bak vakuumsolfangere er nyere enn teknologien bak plane solfangere og kvaliteten har derfor sannsynligvis bedret seg de siste årene, og den vil sannsynligvis fortsette å bedre seg.

Som oppsummering kan man si at vakuumsolfangere har generelt en høyere virkningsgrad enn plane solfangere, men for å bestemme hvilken solfanger man skal bruke i et solvarmeanlegg bør man gjøre en teknisk og en økonomisk analyse. I tillegg bør andre faktorer som estetikk tas med i betraktningen. Mange vil nok synes at plane solfangere med et dekklag av glass er mer estetisk enn vakuumsolfanger.

3.4 Varmelager

For å kunne levere varme også når det ikke er sol trenger alle solvarmeanlegg et lager. Det mest vanlige er å bruke lagertanker/ akkumulatortanker. En lagertank for solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann skiller seg ut fra en vanlig varmtvannstank ved at den har en varmeveksler tilkoblet solfangerne og at den er noe større. Et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming har som regel en eller flere store akkumulatortanker med vann som varmelager (Andresen, 2008). Inni akkumulatortanken, helt øverst hvor det er varmest, er det mulig å plassere en mindre lagringstank for varmtvann for solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming.

Temperatursjiktning i lagringstanken/akkumulatortanken er viktig for at solvarmeanlegget skal fungere bra. I en sjiktet tank er vannet varmest i toppen og kaldest nederst, og omrøringen i tanken er minimal. Sjiktning bidrar til at solvarmeanlegget fungerer bra fordi vannet i bunnen av tanken blir da så kaldt som mulig. Det kalde vannet i bunnen kan da varmeveksles med arbeidsmedium fra solfangerne eller varmes opp direkte i solfangerne. Med lave temperaturer inn på solfangeren vil temperaturene ut også være lave og dette medfører økt virkningsgrad som vist i figur 3.4.

Varmen kan også lagres i jord, stein, eller fjell. Det kan da brukes vertikale borehull i bakken som lager. Disse borehullene blir kalt for energibrønner. Energibrønner krever et stort volum og de er mest aktuelle for solvarmeanlegg i kombinasjon med for eksempel et varmepumpeanlegg som kan utnytte varmen til oppvarming om vinteren.

En annen lagringsmulighet er å bruke faseendringsmaterialer. Denne metoden benytter materialer som gjennomgår en faseendring i rett temperaturnivå. Dette er imidlertid ikke et vanlig varmelager. For at det skal være mulig å benytte faseendringsmaterialer, må faseendringen gi mye varme og prosessen må kunne reverseres flere ganger uten at det forekommer nedbrytning av materialet (Duffie & Beckman, 2006).

3.5 Styringsautomatikk

I aktive solvarmesystem må det være en eller annen styringsautomatikk som sørger for at arbeidsmediumet bare blir sirkulert gjennom solfangerene når varmeproduksjonen er større enn varmetapet. Det er to alternativ som vanligvis benyttes. Det ene er å bruke en av-på regulering som slår pumpa av eller på avhengig av om varmeproduksjonen er større enn varmetapet. Det andre alternativet er å bruke turtallsregulering for å holde returtemperaturen fra solvarmeanlegget på en konstant ønsket verdi (Duffie & Beckman, 2006). Et tredje alternativ er å bruke fotoelektriske solceller til å drive pumpa. Hvis denne løsningen velges er det en mulighet for at det vil pumpes arbeidsmedium gjennom solfangerene når varmetapet er større enn varmeproduksjonen.

En av-på regulering er vanligvis koblet til to temperatursensorer, en som måler temperaturen på bunnen i lagringstanken og en temperatursensor på absorbatorflaten. Temperatursensoren på absorbatorflaten måler enten turtemperaturen til arbeidsmediumet fra solfangeren, eller den måler gjennomsnittstemperaturen til absorbatorplaten. Når turtemperaturen til arbeidsmediumet eller gjennomsnittstemperaturen til absorbatorplaten er større enn temperaturen på bunnen av lagringstanken med en viss størrelse, starter pumpa. Når pumpa er på og temperaturdifferansen faller under en bestemt verdi blir pumpa skrudd av (Duffie & Beckman, 2006). Dette er bare et eksempel på styringsautomatikk og det finnes flere varianter.

3.6 Dekningsgrad og systemvirkningsgrad

For å kunne analysere hvor godt et solvarmeanlegg fungerer teknisk er det nyttig å regne ut dekningsgraden og systemvirkningsgraden. Dekningsgraden til et solvarmeanlegg er definert som forholdet mellom varme fra solvarmeanlegget og totalt energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann og eventuelt romoppvarming (The German Solar Society, 2005):

$$DG = \frac{Q_s}{Q_s + Q_{AUX}} \quad (11)$$

Hvor Q_s er varme fra solvarmeanlegget og Q_{AUX} er varme fra tilsatsvarmekilden. Systemvirkningsgraden er forholdet mellom varme fra solvarmeanlegget og solinnstrålingen på solfangeren over en tidsperiode, for eksempel ett år (The German Solar Society, 2005):

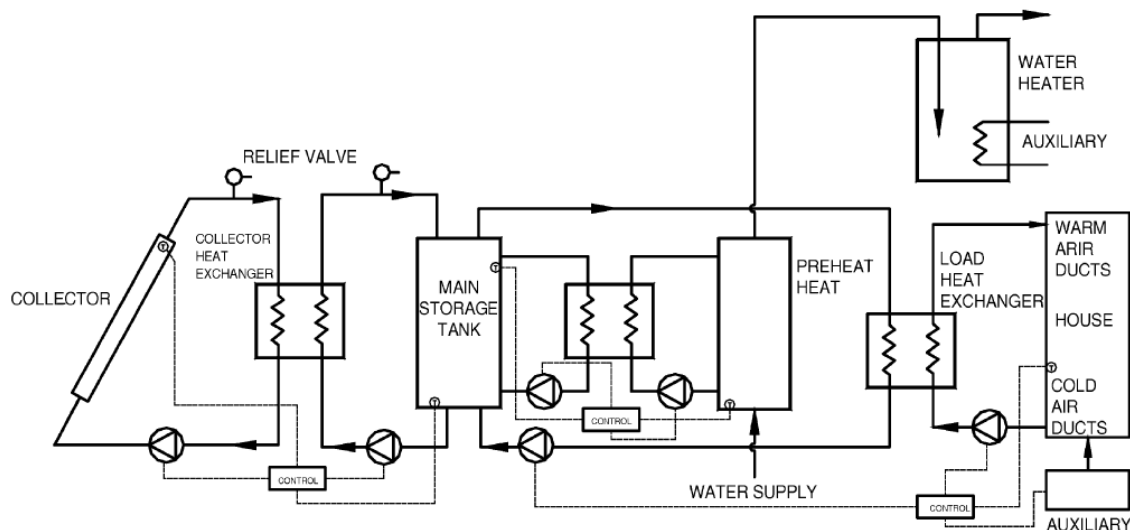
$$SG = \frac{\dot{Q}_s}{GA} \quad (12)$$

4 Muligheter for utnyttelse av soloppvarming av vann

Det vil i dette kapittelet bli gitt en oversikt, basert på et litteraturstudie, over mulighetene for utnyttelse av soloppvarming av vann i ulike bygningskategorier i Norge. Det vil bli fokusert på mulighetene for å utnytte soloppvarming av vann i et klima tilsvarende Oslo-klima.

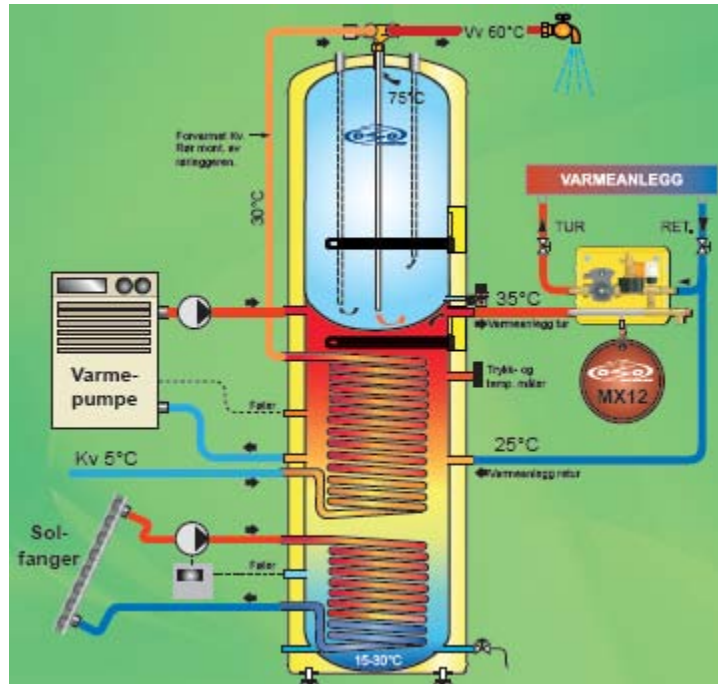
4.1 Aktuelle Anvendelser

Aktuelle anvendelser av varme fra solvarmeanlegg er oppvarming av varmt forbruksvann, romoppvarming, energisentral i et fjernvarmenett og kjøling. For å bruke varme fra solvarmeanlegget til oppvarming av varmt forbruksvann må varmen fra solfangerne varmeveksles med en varmtvannstank, og for å bruke varmen fra solvarmeanlegget til romoppvarming må varmen fra solvarmeanlegget varmeveksles med varmesystemet. Figur 4.1 viser en skjematisk framstilling av et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming, et såkalt kombisystem. Det er bygget noen få energisentraler i fjernvarmenett basert på solvarme i Europa, men det er ikke særlig utbredt (The German Solar Society, 2005).



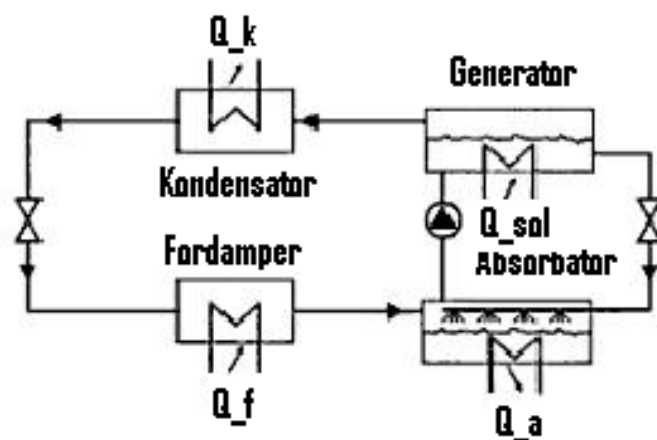
Figur 4.1. Skjematisk framstilling av et kombisystem (Kalogirou, 2004)

Det er mulig å bruke solvarme kombinert med varmepumpe og dette er illustrert i figur 4.2. Virkningsgraden til solfangere er høyest når den leverer lavtemperaturvarme, dette vises i figur 3.4. Samtidig er generelt årsvarmefaktoren til varmepumper høyest ved lave temperaturløft (Stene, 1997). Dette gjør kombinasjonen solfangere og varmepumper interessant.



Figur 4.2. Optima EP2 400 for flere alternativ varmekilder (Oso Hotwater AS, 2009).

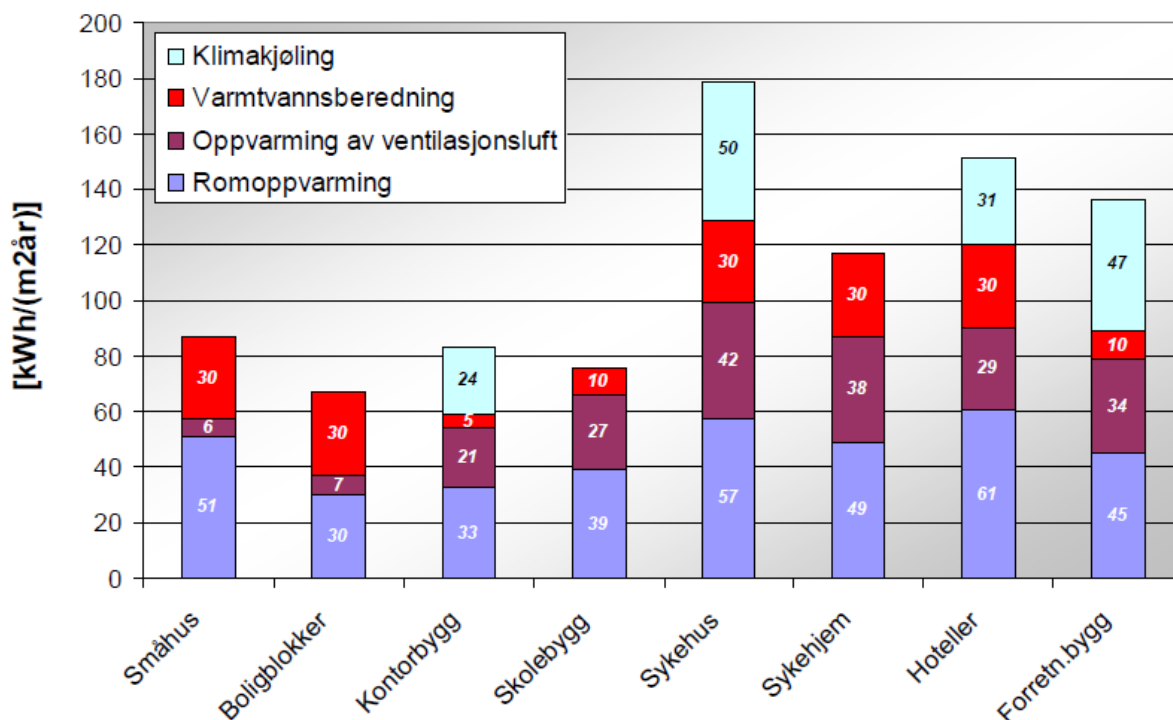
Hvis man skal bruke et solvarmeanlegg til kjøling er det mest vanlig å benytte varmen fra anlegget til absorpsjonskjøling. En skisse over en absorpsjonskjølingprosess er vist i figur 4.3. Kjøleprosessen er nesten som en vanlig kjøleprosess, forskjellen er at kjølemediet blir komprimert i en termisk prosess. Etter fordampere går kjølemediet inn på absorbatoren hvor det blir absorbert av et løsemiddel. Denne prosessen frigir varme. Løsningen blir så pumpet til generatoren. Her skiller kjølemiddelet fra løsemiddelet ved å tilføre varme, som kan komme fra et solvarmeanlegg. Trykket til kjølemediet er nå lik kondenseringstrykket og kjølemediet går fra generatoren til kondensatoren (The German Solar Society, 2005). I denne oppgaven vil det bli fokusert på solvarmeanlegg som brukes til varmtvannsberedning og oppvarming, og solkjøling vil ikke bli behandlet i detalj.



Figur 4.3. Skisse over en absorpsjonskjølingprosess (The German Solar Society, 2005).

4.2 Bruksmønster og samtidighet for produksjon og forbruk

Figur 4.4 viser fordelingen av beregnet oppvarmings- og kjølebehov for ulike bygningstyper basert på energirammene i TEK 2007. Tallverdiene finnes i vedlegg 6.1 i "Temaveiledningen til energiforeskriftene i teknisk forskrift" (Statens bygningstekniske etat, 2007). I tillegg til byggene i figur 4.4 er det interessant å se på fordelingen av varmebehovet i idrettsbygg som også finnes i temaveiledningen, dette vises i tabell 4.1.



Figur 4.4. Spesifikt oppvarmings- og kjølingsbehov beregnet etter TEK 2007 (Stene, 2010).

Tabell 4.1. Spesifikt varmebehov for idrettsbygg (Statens bygningstekniske etat, 2007).

Energipost	Energibehov [kWh/m²·år]
Varmtvannsberedning	50
Oppvarming av ventilasjonsluft	40
Romoppvarming	48

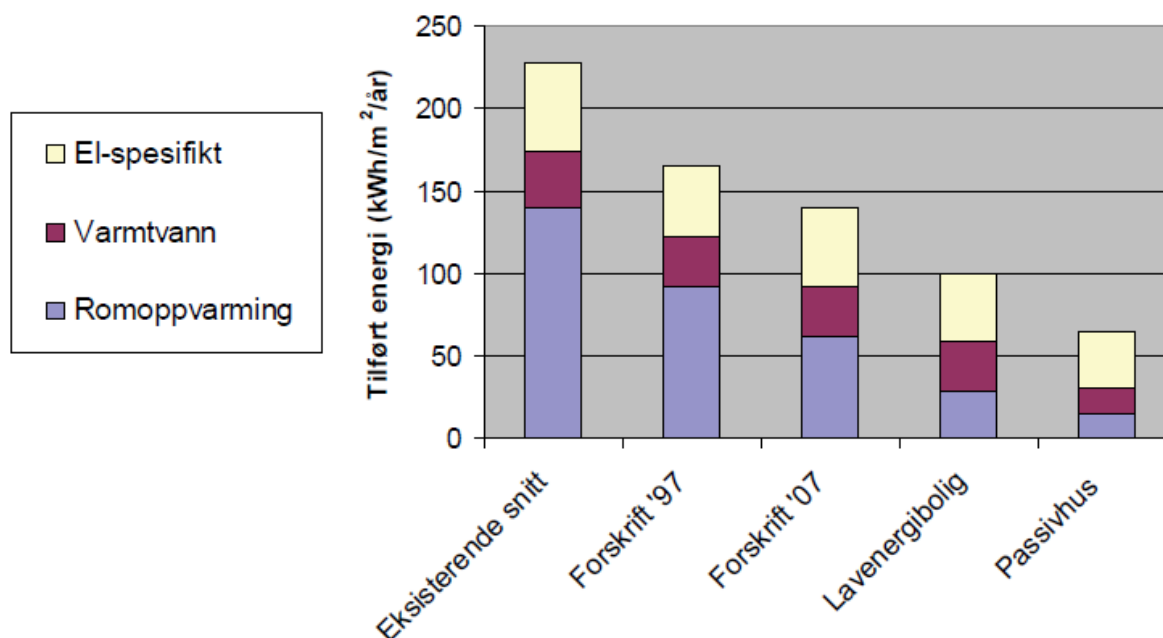
Verdiene gir en god indikasjon på fordelingen av energiforbruket til nye boliger. Ved å se på figur 4.4 og tabell 4.1 virker det som om store solvarmeanlegg i boligblokker eller idrettsbygg har størst potensial på grunn av store varmtvannsbehov. Energibehovet til varmtvannsberedning per kvadratmeter i boligblokker er omtrent 45 % av det totale energibehovet i boligblokker, mens idrettsbygg har det høyeste energibehovet per kvadratmeter til varmtvannsberedning. Et solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann vil kunne gi de høyeste dekningsgradene fordi temperaturen til kaldtvannet er lav noe som muliggjør utnyttelse av lave turtemperaturer fra solfangerne. I tillegg er det

bedre samtidighet mellom produksjon av solvarme og varmtvannsbehov sammenlignet med romoppvarming. Dette vil bli forklart senere i kapittelet.

Forretningsbygg, skolebygg, og kontorbygg har lavest spesifikt energibehov til varmtvannsberedning. Dette gjør at et eventuelt solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann vil bare dekke en liten andel av varmebehovet. Skal det installeres solvarmeanlegg i disse bygningstypene må solvarmeanlegget ta litt av energibehovet til romoppvarming for å kunne gi en virkelig merkbar produksjon av fornybar varme.

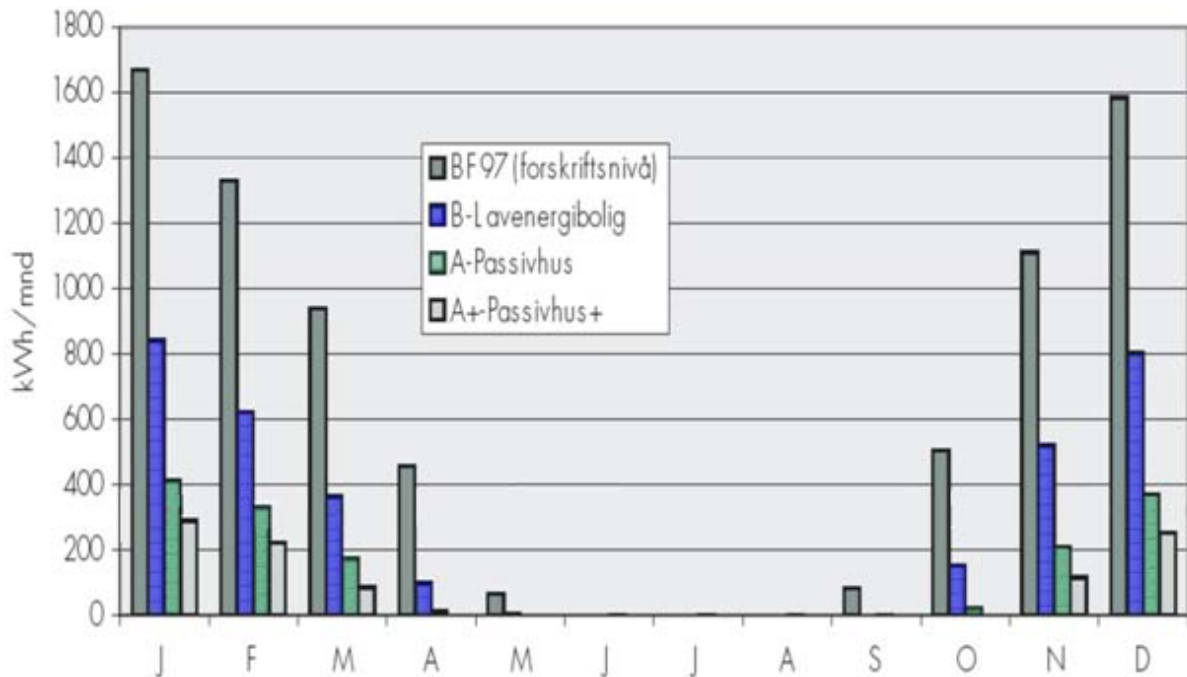
4.2.1 Boliger

Figur 4.5 viser typisk beregnet fordeling av energiforbruk for eksisterende boliger, boliger bygget etter forskjellige forskrifter, lavenergiboliger, og passivhus. Lavenergiboliger og passivhus er boliger som tilfredsstillere kravene i standarden NS 3700 (2010) "Kriterier for passivhus og lavenergihus – Boligbygninger". Byggingen av lavenergiboliger og passivhus har kommet i gang og det er snakk om at nye tekniske forskrifter vil legge seg på passivhusstandarden. Figur 4.5 viser at beregnet energibehov til oppvarming av varmtvann i lavenergiboliger er omtrent like stort som energibehovet til romoppvarming (Andresen, 2008). Det er derfor store muligheter for at solvarmeanlegg kan ta en stor del av det totale varmebehovet i lavenergiboliger og passivhus. Ifølge Dokka & Hermstad (2006) er solvarmesystem som primært dekker behovet for varmt forbruksvann, og sekundært varme til komfortvarme på bad og våtrom, en løsnings som passer godt med konseptet for lavenergiboliger og passivhus.

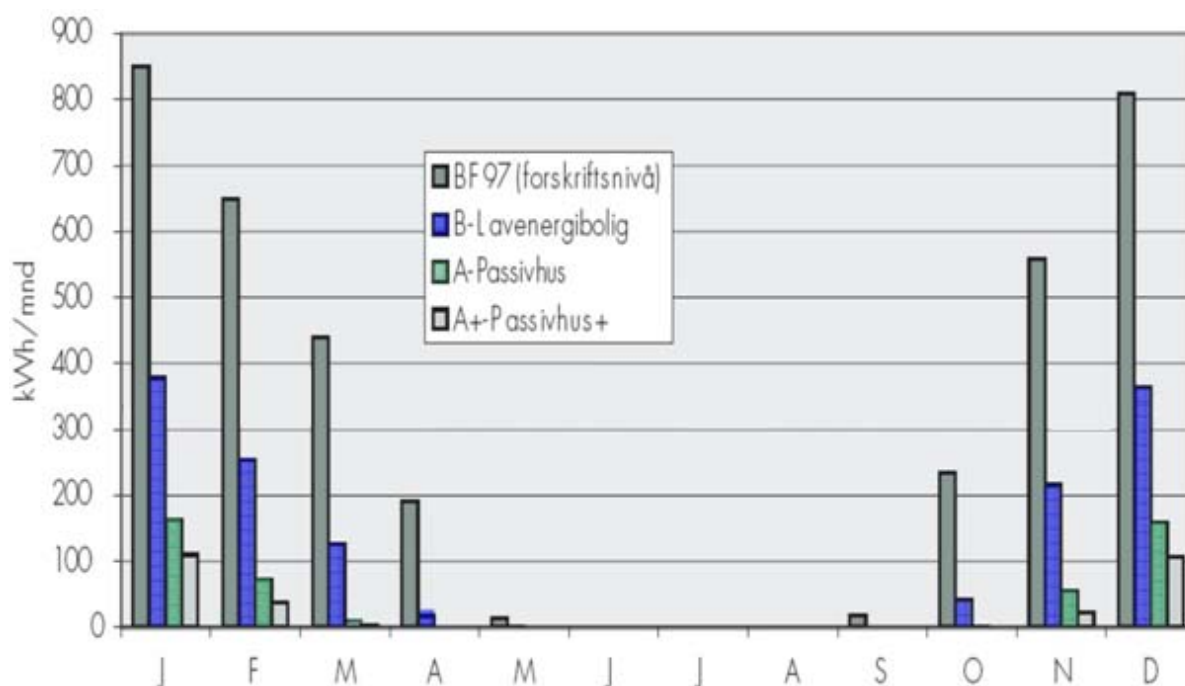


Figur 4.5. Typisk energiforbruk for en eksisterende bolig, en bolig bygget etter byggeforskriften (TEK) fra 1997, en bolig bygget etter byggeforskriften (TEK) revidert fra 2007, en lavenergibolig, og et passivhus (Andresen, 2008).

Dokka & Hermstad (2006) har beregnet månedsvise oppvarmingsbehov for boliger som var tenkt å tilfredsstille lavenerginivå, passivhusnivå, teknisk forskrift 1997, og et såkalt superlavenergihus (passivhus +) med lavere energiforbruk enn passivhus. Dette ble gjort for et tenkt småhus og en tenkt leilighet i Oslo-klima. For småhus er det tatt utgangspunkt i en to etasjers vertikaldelt tomannsbolig, der hver enhet har et bruksareal på 104 m². For leiligheter er det tatt utgangspunkt i ett leilighetskompleks med 10 leiligheter, hver med et bruksareal på 60 m². I figur 4.6 og figur 4.7 er resultatene fra henholdsvis et småhus og en leilighet presentert.



Figur 4.6. Beregnet månedsvise oppvarmingsbehov for tre konsepter for småhus, sammenlignet med småhus bygget etter teknisk forskrift 1997 (Dokka & Hermstad, 2006).



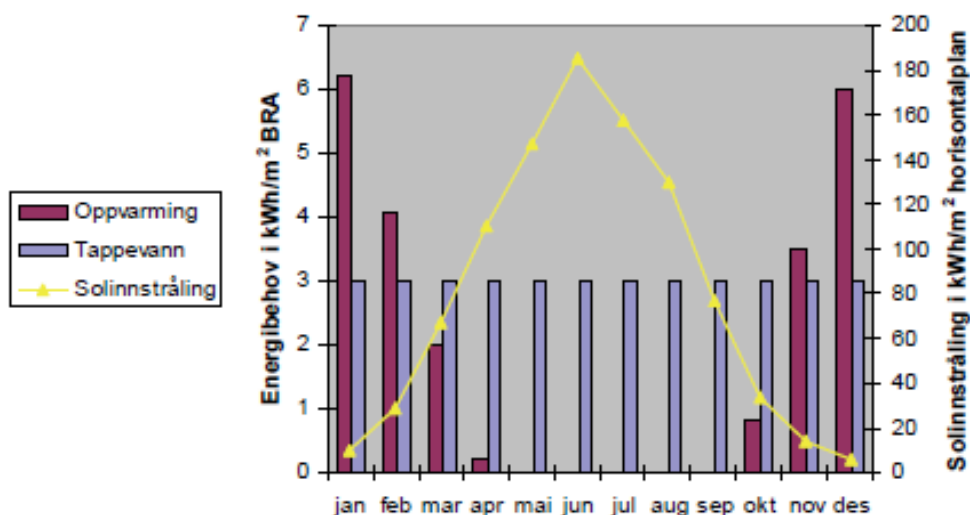
Figur 4.7. Beregnet månedvis oppvarmingsbehov for tre konsepter for leilighetsbygg, sammenlignet med leilighet bygget etter teknisk forskrift 1997 (Dokka & Hermstad, 2006).

Figur 4.6 og figur 4.7 viser at lavenergiboliger og passivhus har et svært lavt oppvarmingsbehov sammenlignet med bygg bygget etter teknisk standard fra 1997. Det kommer også fram at fyringssesongen er mye kortere, med svært lite oppvarmingsbehov etter april til og med oktober. Lavere månedlig oppvarmingsbehov gjør at potensialet for et solvarmeanlegg til å ta en større del av oppvarmingsbehovet øker, og installert effekt av tilsatsvarme kan reduseres. Den korte fyringssesongen kan imidlertid medføre at samtidigheten for utnyttbar varmeproduksjon fra et solvarmeanlegg og oppvarmingsbehov blir mindre. Men siden varmtvannsbehovet er tilnærmet konstant for alle konseptene vil den totale samtidigheten mellom utnyttbar varmeproduksjon fra et solvarmeanlegg og energibehov til romoppvarming og oppvarming av varmtvann være større. Ettersom det blir bygget flere lavenergiboliger og passivhus vil derfor sannsynligvis potensialet for bruk av solvarmeanlegg i Norge øke.

Samtidighet for produksjon og forbruk er svært viktig for mulighetene for å utnytte solvarmeanlegg både for oppvarming av varmtvann og for vann- og romoppvarming. Generelt er samtidigheten mellom energiforbruk til romoppvarming og utnyttbar varmeproduksjon fra et solvarmeanlegg svært dårlig siden det er minst sol når det er kaldest og oppvarmingsbehovet er størst.

Figur 4.8 viser beregnet samtidighet mellom solinnstrålingen på en horisontal flate i Oslo-klima og energibehov til oppvarming og varmtvannsbehov i en lavenergibolig i Oslo. Figuren viser at størsteparten av oppvarmingsbehovet for en lavenergibolig vil være i de fire kaldeste månedene, hvor det også er minst solinnstråling. Andresen (2008) hevder at for

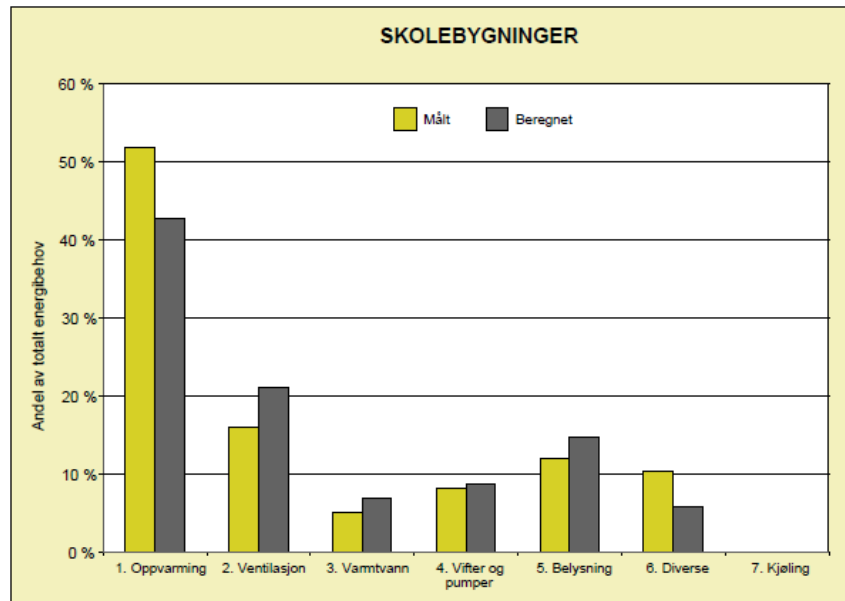
passivhus vil oppvarmingsbehovet være enda lavere og begrense seg til de to kaldeste vintermånedene. Dette er et litt lavere oppvarmingsbehov enn beregnet i figur 4.6 og figur 4.7, men det er i alle fall tydelig at fyringssesongen blir kortere. Figur 4.8 viser at varmtvannsbehovet er tilnærmet konstant over et år og et solvarmeanlegg som bare produserer varmt forbruksvann vil derfor ha en mye større samtidighet for produksjon og forbruk enn et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming.



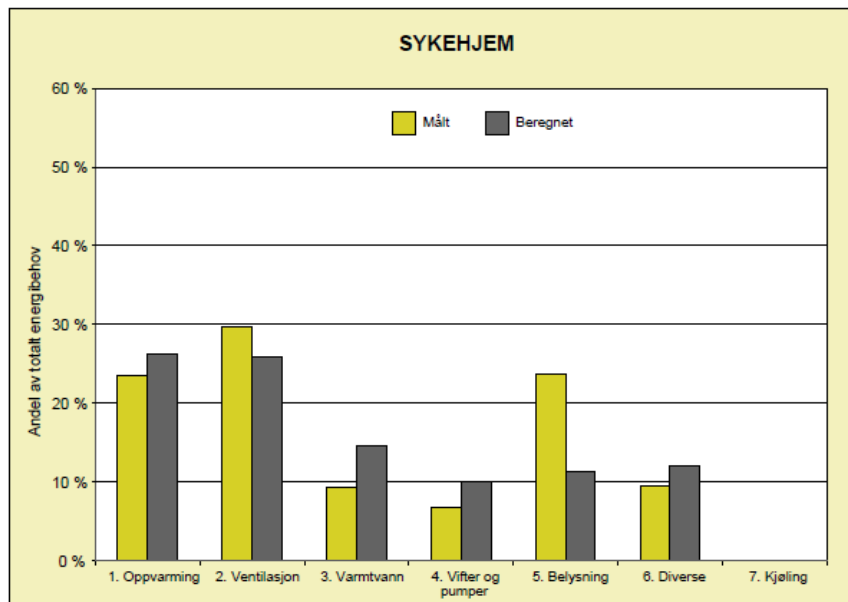
Figur 4.8. Samtidighet mellom produksjon og forbruk for en lavenergibolig i Oslo (Andresen, 2008).

4.2.2 Yrkesbygg

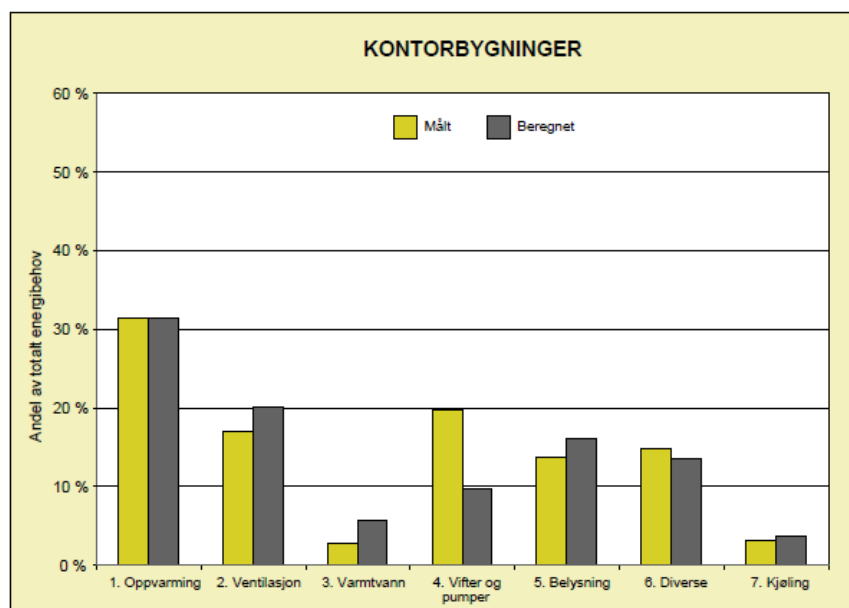
Modellbyggeprosjektet (Enova SF, 2002) gir en god oversikt over målt fordeling av energiforbruk i yrkesbygg. Modellbygg var et omfattende måleprosjekt hvor hovedmålet var å framskaffe tall for faktisk fordeling av energiforbruk i et antall yrkesbygninger. Det ble gjort målinger i løpet av ett år, høsten 2000 til høsten 2001. I denne oppgaven vises bare resultatene av målingene for barne- og ungdomsskoler, sykehjem og kontorbygg. Dette gjøres fordi det antas at disse byggene er mer aktuelle for solvarmeanlegg sammenlignet med universitetsbygg og daglivarebutikker. For resultatene for universitetsbygg og daglivarebutikker vennligst se modellbyggeprosjektet (Enova SF, 2002). Det ble gjort målinger på 7 skolebygninger, 4 sykehjem, og 8 kontorbygg. Resultatene vises i figur 4.9, figur 4.10, og figur 4.11. I figurene har resultatene blitt sammenlignet med beregnede verdier for bygningene ved å bruke programmet "Enøk normtall" (Enova SF, 2004).



Figur 4.9. Fordeling av energiforbruk i skolebygninger (Enova SF, 2002).



Figur 4.10. Fordeling av energiforbruk i sykehjem (Enova SF, 2002).



Figur 4.11. Fordeling av energiforbruk i kontorbygg (Enova SF, 2002).

Fra figurene over framkommer det klart at for alle de tre bygningstypene er målt varmtvannsforbruk mye lavere enn beregnet varmtvannsbehov. Dette er positivt siden energiforbruket i bygningen da er mindre, men det gjør mulighetene for å bruke solvarmeanlegg mindre. Dette er noe en bør ta hensyn til hvis det planlegges solvarmeanlegg til yrkesbygg. For kontorbygg er beregnet varmtvannsbehov i forhold til totalt energibehov nesten dobbelt så stort som det beregnede. Sykehjem har størst varmtvannsbehov i forhold til totalt energibehov. Dette tyder på at solvarmeanlegg er mer egnet til bruk i sykehjem sammenlignet med skolebygninger og kontorbygninger.

Den andre energiposten som har noe å si for mulighetene for å benytte solvarmeanlegg er energiforbruket til oppvarming. Her inkluderes energiforbruket til romoppvarming og oppvarming av ventilasjonsluft under fellesbetegnelsen oppvarming. For sykehjem og kontorbygninger var beregnet oppvarmingsbehov i forhold til totalt energibehov nesten det samme som det målte. For skolebygninger var beregnet oppvarmingsbehov i forhold til totalt energibehov en del mindre enn det målte. Dette kan bety at det i skolebygninger er et større oppvarmingsbehov enn det beregnede. Dette vil være gunstig for et eventuelt solvarmeanlegg som leverer en del av oppvarmingsbehovet. Alle de tre bygningstypene har et stort oppvarmingsbehov i forhold til totalt energibehov som et eventuelt solvarmeanlegg kan levere en del av. Men solvarmeanlegg for oppvarming har, som vist tidligere, svært dårlig samtidighet for produksjon og forbruk.

Siden varmtvannsbehovet er svært viktig for mulighetene for å benytte et solvarmeanlegg er det tatt med varmtvannsbehov for ulike bygningskategorier fra en annen kilde. Tabell 4.2 gir en oversikt over varmtvannsbehovet per dag og per person i forskjellige typer yrkesbygg (Novakovic et al., 2007). Ifølge Novakovic et al. (2007) er gjennomsnittlig energibehov til oppvarming av varmt forbruksvann omtrent 2 prosent av det totale energibehovet til

kontorbygg. Basert på tabell 4.2 virker det som om det kan være et potensial for bruk av solvarmeanlegg på hoteller også på grunn av det store varmtvannsbehovet.

Tabell 4.2. Varmtvannsbehov for forskjellige typer yrkesbygg.

Bygningskategori	Varmtvannsbehov (l/dag-person)
Kontorbygg	8
Kjøkken/kafé	8
Skole	8
Sykehus	50-150
Hotell	100

Det er funnet få målinger av fordelingen av varmebehovet i yrkesbygg, modellbyggeprosjektet er det eneste. Det er i tillegg ikke funnet noen norske studier over muligheten for å utnytte solvarmeanlegg til vann- og romoppvarming i yrkesbygg. Senere i oppgaven vil fordelingen av varmebehovet i kontorbygget til Rambøll bli presentert på månedsbasis og muligheten for å utnytte et solvarmeanlegg til vann- og romoppvarming vil bli analysert. Det er derfor et mål at denne oppgaven skal kunne gi informasjon om fordelingen av varmebehovet i kontorbygg og muligheten for å utnytte et solvarmeanlegg til vann- og romoppvarming.

4.3 Dekningsgrad

Dokka & Hermstad (2006) hevder at solfangere i nordisk klima kan dekke omtrent 50 prosent av varmtvannsbehovet i boliger, men dette kan variere fra 40-70 prosent avhengig av solfangertype og solfangerareal. De hevder også at nødvendig solfangerareal for å dekke omtrent 50 prosent av varmtvannsbehovet er i området 3-6 m² for en normal bolig. Kombisystemer kan typisk dekke 30-35 prosent av romoppvarmingsbehovet og ca. 50 % av varmtvannsbehovet i boliger (Dokka & Hermstad, 2006).

En viktig faktor for hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg kan gi er temperaturene i distribusjonsnettets i varmeanlegget. Lave temperaturer vil gi en høyere dekningsgrad siden solfangerne da kan gi mer utnyttbar varmeproduksjon. I nyere, godt isolerte bygg, reduseres oppvarmingsbehovet. Et redusert oppvarmingsbehov kan gjøre lavtemperaturrediatorer og gulvvarme mer aktuelt siden nødvendig overflateareal for å dekke oppvarmingsbehovet ved dimensjonerende effekt reduseres. Hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg får er også avhengig av hvilket solfangerareal og lagringskapasitet som er mest økonomisk lønnsom.

4.4 EUs bygningsenergidirektiv og nye standarder

EU vedtok i desember 2002 et direktiv om energieffektiviteten til bygninger (EUs bygningsenergidirektiv, 2003). Det er vedtatt at direktivet skal implementeres i Norge og Norges vassdrags- og energidirektorat har fått i oppgave å implementere direktivet i Norge. De viktigste punktene i EUs bygningsdirektiv er:

1. Å lage en metode for å beregne bygningers energiytelse.
2. Minimumskrav til nye bygningers energiytelse.
3. Minimumskrav til energiytelse i større bygninger som skal ombygges eller renoveres.
4. Energisertifisering av bygninger.
5. Inspeksjon av varme- og ventilasjonsanlegg i bygninger.

I artikkel to i EUs bygningsdirektiv defineres en bygnings energiytelse som den mengden energi som faktisk forbrukes eller beregnes forbrukt. Siden solvarmeanlegg reduserer mengden energi som forbrukes kan bygningsdirektivet øke potensialet for solvarmeanlegg i EU og Norge. EUs bygningsdirektiv blir implementert i Norge gjennom Forskrift om krav til byggverk (TEK), standarden NS 3031, og Energimerkeordningen. Standarden NS 3031 gir en metode for å beregne bygningers energiytelse og vil ikke bli diskutert videre i dette kapittelet.

4.4.1 Forskrift om krav til byggverk

Forskrift om krav til byggverk – TEK (2007) gir krav til energieffektivitet for nye bygg og større bygg som skal rehabiliteres i tillegg til at den gir krav om energiforsyning som er fordelaktig for solvarmeanlegg. Ifølge Forskrift om krav til byggverk – TEK (2007) § 8-22 *Energiforsyning* skal bygninger prosjekteres og utføres slik at en vesentlig del av varmebehovet kan dekkes med annen energiforsyning enn elektrisitet og/eller fossile brensler hos sluttbruker. I praksis betyr dette at omtrent halvparten, minimum 40 % av beregnet netto energibehov til romoppvarming og varmtvann, skal dekkes av fornybar energi (TEK-Veiledning, 2007).

Fra 1. juli 2010 blir kravene strengere og det blir da forbudt å installere oljekjel som grunnlast. I tillegg må bygninger med over 500 m² oppvarmet areal, prosjekteres og utføres slik at minimum 60 % av beregnet netto varmebehov kan dekkes med annen energiforsyning enn elektrisitet eller fossile brensler. For bygninger inntil 500 m² gjelder ennå kravet på 40 % av netto beregnet varmebehov (TEK, 2010).

Et solvarmeanlegg kan bidra til at en vesentlig del av varmebehovet kan dekkes med annen energiforsyning enn elektrisitet og eller fossile brensler. Men solvarmeanlegget kan bare bidra, det vil ikke kunne dekke 40 % eller mer av netto varmebehov. Hvis et solvarmeanlegg skal kunne dekke 40 % eller mer av varmebehovet må energibehovet til romoppvarming være svært lavt. Men kravet fra TEK om energiforsyning gjelder ikke for boligbygninger med et særlig lavt varmebehov, dersom det kan dokumenteres at det fører til merkostnader over bygningens livsløp, eller dersom det kan dokumenteres at naturforhold gjør det praktisk umulig å tilfredsstille kravet Et særlig lavt varmebehov er et netto varmebehov lavere enn 15 000 kWh/år. (TEK, 2010). Et netto varmebehov lavere enn 15 000 kWh/år er ikke lett å nå, for eksempel vil det tilsvare et netto varmebehov på 60 kWh/m² for et bygg på 250 m².

Som en oppsummering kan man si at kravet om energiforsyning vil bidra til mer fornybar varme i nye bygg og større bygg som skal rehabiliteres. Det antas at dette kommer til å øke bruken av solvarmeanlegg, men den lave dekningsgraden til solvarmeanlegg vil begrense bruken.

4.4.2 Kriterier for passivhus og lavenergibolig

Standarden NS 3700 (2010) ble fastsatt i april 2010 og gir nødvendige kriterier for at boligbygninger skal kunne få attest som passivhus og lavenergibolig. Det at det er kommet en standard på plass for boligbygninger vil sannsynligvis øke bygningen av lavenergiboliger og passivhus, og som nevnt tidligere er solvarmesystem en løsnings som passer godt med konseptet for lavenergiboliger og passivhus.

Det viktigste kravet i NS 3700 for mulighetene for å bruke solvarmeanlegg er kravet om energiforsyning. For passivhus og lavenergihus settes det et krav til at varmesystemet i vesentlig grad kan benytte andre energivarer enn elektrisitet og fossile brensler. Beregnet mengde levert elektrisk og fossil energi skal være mindre enn totalt netto energibehov til oppvarming og varmtvann, fratrukket 50 % av netto energibehov til varmtvann. I tillegg skal boligene tilfredsstille alle krav i TEK. Hvis varmtvannsbehovet er halvparten av varmebehovet er kanskje ikke kravet om energiforsyning i NS 3700 strengere enn i TEK, men det gjelder for alle boliger uansett størrelse og økonomi. Det vil derfor mest sannsynlig øke bruken av fornybar varme.

4.4.3 Energimerkeordningen

Norges vassdrag og energidirektorat vedtok 18.12.2009 forskrift om energimerking av bygninger og energivurdering av tekniske anlegg (NVE, 2009). Forskriften trådte i kraft 1.1.2010, med unntak av bestemmelsene i forskriftens § 5 til 7 som trer i kraft 1.7.2010. § 5 til 7 omhandler energiattest ved salg, utleie, og ferdigstillelse av nye boliger eller bygninger. Forskriften innfører en plikt til å energimerke bygninger og en plikt til å foreta energivurdering av tekniske anlegg.

Eier av boliger eller yrkesbygg skal sørge for at bygningen har en energiattest når bygningen markedsføres, selges, leies ut, og ved ferdigstillelse av nye boliger eller bygninger. Yrkesbygg med mer enn 1000 m² oppvarmet areal skal ha energiattesten eller et sammendrag av denne, synlig oppslått for brukerne av bygningen. Energiattesten skal inneholde et energimerke, en tiltaksliste over mulige energieffektiviseringstiltak, et oppvarmingsmerke, og for yrkesbygninger som er i drift skal målt energibruk for de tre siste år oppgis. Oppvarmingsmerket skal gi informasjon om i hvilken grad det vil være mulig å dekke varmebehovet i bolig eller bygning med andre energikilder enn elektrisitet, olje og gass.

Energimerket skal beregnes etter beregningsmetoder i NS 3031 (2007). Vurderingsgrunnlaget for energimerket er levert energi. Energimerket skal gjengi resultatet

av beregningen i form av en karakterskala fra A til G, hvor A er beste karakter. I NS 3031 brukes følgende formel ved beregning av behov for levert energi:

$$E_{del,i} = \frac{Q_{H,ndfH,i} + Q_{W,ndfW,i}}{\eta_i} \quad (13)$$

Hvor $Q_{H,nd}$ er årlig netto energibehov til romoppvarming og ventilasjonsvarme. $Q_{W,nd}$ er årlig netto energibehov for oppvarming av tappevann. $f_{H,i}$ er andel av netto energibehov for romoppvarming og ventilasjonsvarme som dekkes av varmesystemet. $f_{W,i}$ er andel av netto energibehov for oppvarming av tappevann som dekkes av varmesystemet. η_i er årgjennomsnittlig systemvirkningsgrad for varmesystemet. $E_{del,i}$ vil for et solvarmeanlegg være behov for levert elektrisitet til solvarmeanlegget. For fjernvarme vil $E_{del,i}$ være behov for levert fjernvarme. Årgjennomsnittlig systemvirkningsgrad for noen varmesystem er vist i tabell 4.3.

Tabell 4.3. Veiledende systemvirkningsgrad for nyere oppvarmingssystemer (NS 3031, 2007)

Varmesystem	Årgjennomsnittlig systemvirkningsgrad
Solfanger, vannbasert romoppvarming, gulvvarme	8,55
Solfanger, vannbasert romoppvarming, radiatorer	8,12
Solfanger, oppvarming av tappevannsbehov	10
Solfanger, kombisystem, romoppvarming (gulvvarme) og tappevann	9,03
Fjernvarme, vannbåren varmeavgivelse radiatorer	0,88
Varmepumpe som tar varme fra uteluft, luftbåren varmeavgivelse	2,16
Termostatstyrt direkte elektrisk oppvarming (panelovner)	0,98

Fra tabell 4.3 ser man at solvarmeanlegg gir veldig mye beregnet produsert energi i forhold til levert energi til solvarmeanlegget. Dette er veldig positivt for energimerket til bygget. For fjernvarme er systemvirkningsgraden mindre enn 1. Det medfører at bygg som benytter seg av fjernvarme får et høyere behov for levert energi enn om de for eksempel hadde brukt varmpumpe. Bygg som benytter seg av direkte elektrisk oppvarming får også et høyt beregnet behov for levert energi. Dette medfører at det kan bli vanskelig å nå A-kravet uten at man har stor tilførsel av lokal energi gjennom for eksempel solfangere eller varmpumper. I framtiden kan det hende at kravene i energimerkeordningen blir basert på bruk av primærenergi og klimagassutslipp, men solvarmeanlegg vil fortsatt komme bra ut hvis primærenergi og klimagassutslipp blir brukt som indikatorer på en bygnings energiytelse.

4.5 Økonomi

Et solvarmeanlegg er kapitalintensivt, men har små driftskostnader. Dette betyr at kjøperen i praksis forhåndsbetaler den energien som solvarmeanlegget skal levere gjennom anleggets levetid. Lønnsomheten i en investering i et solvarmeanlegg vil da være avhengig av

prisutviklingen av tradisjonell energi som elektrisitet og olje. Siden framtidige energipriser er ukjent vil en investering i solvarmeanlegg være forbundet med en viss risiko. Rindal & Salvesen (2008) antar at det er sannsynlig at framtidige kraftpriser i Norge vil øke og etter hvert nærme seg prisnivået i Europa for øvrig slik at solvarmeanlegg forventes å bli stadig mer konkurransedyktig i forhold til elektrisitet.

Kostnaden til et lite solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann kan deles inn i tre kostnader: Kostnaden til solfangerne, kostnaden til lageret og varmevekslere, og kostnad til montering og rørlegging. Eicker (2003) hevder at dette gir en gjennomsnittlig investeringskostnad på 3500-5000 € for et lite solvarmeanlegg i Tyskland. Dette gir igjen en energipris på 0,15-0,25 €/kWh over anleggets levetid uten å regne med eventuelle subsidier. Dette blir omtrent 1,2-2 kr/kWh.

Eicker (2003) hevder at store solvarmeanlegg med kortidslager har best økonomi. Disse systemene kan gi en energipris på 0,1-0,13 €/kWh over anleggets levetid uten å regne med eventuelle subsidier. Dette blir omtrent 0,8-1 kr/kWh. Disse dataene er tatt fra programmet "Solarthermie 2000" hvor store solvarmeanlegg bygget mellom 1978 og 1983 ble studert fra 1998 til 2002. Disse solvarmeanleggene er gamle og ny teknologi gir sannsynligvis en lavere energipris, men samtidig vil solvarmeanlegg være billigere i Tyskland grunnet mer solinnstråling og et generelt lavere kostnadsnivå.

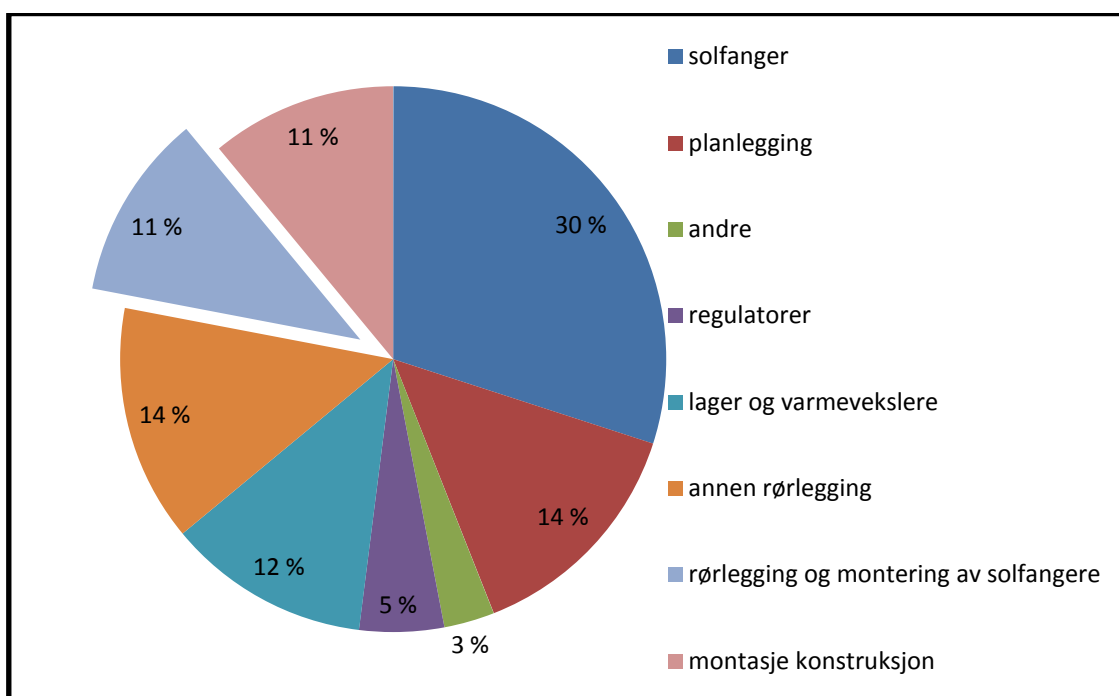
De nevnte energiprisene over kan sammenligne med energiprisen for fjernvarme. Gjennomsnittlig årlig energipris på fjernvarme fra Hafslund Fjernvarme, inkludert avgifter og basert på data fra 2008, 2009, og 2010 gir en energipris på 67, 22 øre/kWh (Hafslund Fjernvarme, 2010b). Denne er lavere enn de estimerte energiprisene og hvis det hadde vært tilknytningsplikt til fjernvarme i Oslo ville det da ikke vært lønnsomt å bygge et solvarmeanlegg.

Det finnes flere estimat over energikostnaden for varme fra et solvarmeanlegg. Tabell 4.4 viser beregnet energikostnad for et solvarmeanlegg i dag og estimert energikostnad i 2030, sammenlignet med energipriser for naturgass og elektrisitet. Beregningene er utført av "European Solar Thermal Platform" (2008). Tabell 4.4 viser at estimert energikostnad for solvarmeanlegg vil reduseres kraftig fram mot 2030, men energikostnaden for elektrisitet og naturgass vil få en kraftig økning. Det er forventet en betydelig kostnadsreduksjon for solvarmeanlegg på grunn av teknologiutvikling og masseproduksjon.

Tabell 4.4. . Beregnet energikostnad i dag og estimert energikostnad i 2030 (European Solar Thermal Technology Platform, 2008).

Cost in €-cent per kwh				
	Today		2030	
	Central Europe	Southern Europe	Central Europe	Southern Europe
Solar thermal	7 - 16	5 - 12	3 - 6	2 - 4
Natural gas	8,5 - 29		17 - 58	
Electricity	7 - 33		14 - 66	

Fra programmet "Solarthermie 2000" har også kostnadsfordelingen til solvarmeanleggene blitt beregnet og resultatet vises i figur 4.12.



Figur 4.12. Kostnadsfordeling for store solvarmeanlegg (oversatt til norsk) (Eicker, 2003).

Figur 4.12 viser at investeringskostnaden for solfangere, lager, og varmevekslere bare er omtrent 42 % av den totale kostnaden. Planlegging, rørlegging og montering av solfangere, og annen rørlegging utgjør 39 % av de totale kostnadene og de må det tas hensyn til i økonomiske betraktninger.

Ifølge The German Solar Society (2005) så er det vanlig å bruke en levetid på solvarmeanlegg på 25 år, men dette tallet mener de er for pessimistisk siden hovedkomponenten i et solvarmeanlegg, solfangeren, kan ha en levetid på 30 år. De anbefaler derfor å bruke en levetid mellom 25 til 30 år. I tillegg hadde solvarmeanleggene i programmet "Solarthermie 2000" en levetid på rundt 30 år (Eicker, 2003). Ifølge The German Solar Society (2005) kan vedlikeholdskostnader per år estimeres til 0,3-0,5 prosent av investeringskostnadene.

Rindal & Salvesen (2008) har regnet på lønnsomheten til to tenkte solvarmeanlegg i Norge. Det ene solvarmeanlegget dekket deler av varmtvannsbehovet i en bolig, mens det andre dekket deler av varmtvannsbehovet og oppvarmingsbehovet i en bolig. Basert på de økonomiske utregningene virker det som om solvarmeanlegg for private formål må støttes med 22-25 % av investeringskostnadene for at de skal bli privatøkonomiske lønnsomme.

4.5.1 Støtte

Enova har tilskuddsordninger for både husholdninger og næringsbygg som vurderer å installere blant annet solvarmeanlegg. Tilskuddsordningen for elektrisitetssparing i husholdninger ble innført høsten 2006, men støtte til solvarmeanlegg ble ikke inkludert før august 2008. Enova kan gi tilskudd til alternativ oppvarming og elektrisitetssparing i husholdninger. Produkter støttes med inntil 20 prosent av investeringen. Maksimalt støttebeløp til pelletskaminer og sentralt styringssystem er 4 000 kroner, mens maksimalt støttebeløp til solfangere, varmepumper og pelletskjeler er 10 000 kroner (Enova SF, 2010d).

Enova har også et støtteprogram rettet mot eksisterende og nye næringsbygg og boliger. Programmet bygger opp under Enovas mål om redusert energibruk og økt bruk av fornybar energi. For å få støtte må støtten være utløsende for at et prosjekt blir satt i gang. Prosjektene konkurrerer mot hverandre og prosjekt med høyt energiutbytte i forhold til støttenivå vil bli prioritert. Støttenivået ligger normalt mellom 0,2 og 0,5 kr/kWh redusert energiforbruk og/eller produsert fornybar varme årlig (Enova SF, 2010a).

Det er også mulig å søke økonomisk støtte som forbildebygg. Forbildebygg er bygg som får et energiforbruk på passivhusnivå. Nye bygg og omfattende rehabiliteringsprosjekt innenfor alle kategorier er aktuelle forbildebygg. Kriteriene i rapporten "Kriterier for passivhus- og lavenergibygg – Yrkesbygg" (Dokka et al., 2009a), sammen med beregnet energibehov etter NS 3031:2007, brukes for å bestemme om yrkesbygg kan få økonomisk støtte som forbildebygg. Rapporten brukes helt til det ligger klart en standard for kriterier for lavenergi- og passivhus for yrkesbygg. Norsk standard *NS 3700 Kriterier fro lavenergi- og passivhus – Boligbygninger (2010)* sammen med beregnet energibehov etter NS 3031:2007 brukes for å bestemme om boligbygninger får støtte som forbildeprosjekt. Hensikten med støtten til forbildeprosjekt er at alle som er involvert i prosjektet får økt sin kompetanse på passivhus og at spredning av resultatene gir økt kompetanse til en større del av markedet. Støtten skal være utløsende for gjennomføringen av tiltakene og maksimal støtte per kvadratmeter for boliger og næringsbygg vises i tabell 4.5 (Enova SF, 2010b).

Tabell 4.5. Maksimal støtte for forbildeprosjekt.

Bygningskategori	Støtte [NOK/m ²]
Nye boliger	450
Nye næringsbygg	350
Rehabilitering av boliger	600
Rehabilitering av næringsbygg	450

I tillegg til investeringsstøtten per kvadratmeter kan det søkes støtte til rådgivning for spesialkompetanse for passivhus. Det kan søkes om å få benytte Enovas rådgiverteam eller annen rådgiver med dokumentert tilstrekkelig kompetanse. Maks støtte til rådgivning er 40 rådgivertimer. Investeringsstøtten og støtten til rådgiverteam er til sammen begrenset til 40 prosent av merkostnaden ved bygget.

Det er gitt støtte til noen forbildeprosjekter som har solvarmesystem. Løvåshagen Borettslag som består av 80 leiligheter er et eksempel. 52 av leilighetene er lavenergiboliger og 28 leiligheter er passivhus. Alle passivhusleilighetene har to solfangere hver på taket som primært dekker deler av varmtvannsbehovet, men også noe av romoppvarmingsbehovet. Det nye Bellona-huset er også et forbildeprosjekt og det skal ha solfangere på sydfasaden som skal levere varme til en varmeveksler for gulvvarme, varmt tappevann, radiatorvarme og forvarming av ventilasjonsluft. Et annet forbildeprosjekt som bruker solvarme er Storøya Grendesenter som vil bli beskrevet mer i kapittel 5 (Enova SF, 2010c). Disse byggene har fått støtte som forbildeprosjekter etter en helhetsvurdering etter de nevnte kriteriene. Solvarmeanleggene er ikke utløsende for støtten, men de bidrar til at kriteriene for forbildeprosjekter blir møtt.

4.6 Eksempler på solvarmeanlegg

Som vist i kapittel 4.2.1 er det store muligheter for solvarmeanlegg til å ta en stor del av det totale oppvarmingsbehovet i lavenergiboliger og passivhus. Dette er mulig ettersom energibehovet til romoppvarming er kraftig redusert sammenlignet med den eksisterende bygningsmasses energibehov til romoppvarming, mens energibehovet til oppvarming av varmt forbruksvann er noenlunde konstant. Figur 4.13 gir en oversikt over solvarmeanlegg i Nordiske passivhus.

Muligheter for utnyttelse av soloppvarming av vann

Name of project	Location	Ta °C	Ihor kWh/m ²	Collector brand/supplier	Aabs	Vs	fs	References
Lindås Park	Lindås, Sverige	8.4	963	Effecta	20 x 5 m ²	20 x 500 l	50% of DWH	[Boström et al 2003]
Oxtorget	Varnamo, Sverige	8.4	963	Effecta	3 x 25 m ²	3 x 2000 l	50% of DWH	www.oxtorget.se [Wall 2008] [Jansson 2008]
Kungsbacka	Frillesås, Sverige	5.3	963	Derome	52 m ²		50% of DWH	[Wall 2008] [Jansson 2008]
Rønne-bækhave II	Næstved, Danmark	8.1	1018	ArCon solvarme	28 m ²	8 x 240 l	60% of DHW	[Cenergia 2006]
Langenkamp one family house	Ebeltoft, Danmark	7.7	1018	Wagner	7.8 m ²	500 litres	60% of DHW	http://www.altompassivhuse.dk/31-eksempler-fr.html
IEA5 solar house	Pietarsaari Finland	3.0	874	NAPS Systems	10 m ²	3000 l	35% of DHW and 5% of SH	[Hestnes et al 1997]
Løvåshagen	Bergen, Norway	7.8	760	Apricus, Skjølberg energiteknikk	28 x 4 m ²	28 x 300 l	40% of DHW and 5% of SH	www.solkraft.no www.bybo.no
I-Box	Tromsø, Norway	3.0	635	Vitosol, Viessmann	4.1 m ²	250 litres	50% of DHW	www.passivhus.no
NorOne	Sørumsand, Norway	5.7	983	Westech, Huhnseal	2.4 m ²	500 litres	40% of DHW	www.norone.info

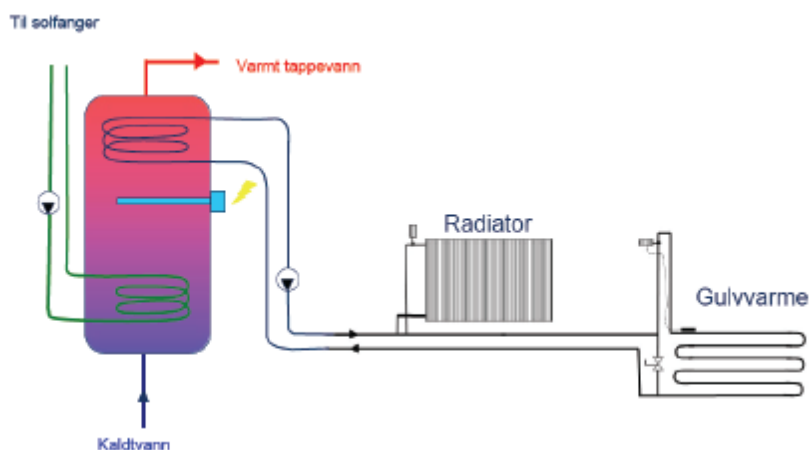
Ta = yearly mean ambient temperature, Ihor = yearly total horizontal radiation, Aabs = total absorber area (of the collector), Vs = storage volume, fs = solar fraction – design values, DWH = Domestic Hot Water, SH = Space Heating

Figur 4.13 Oversikt over solvarmeanlegg i Nordiske passivhus (Andresen et al., 2008).

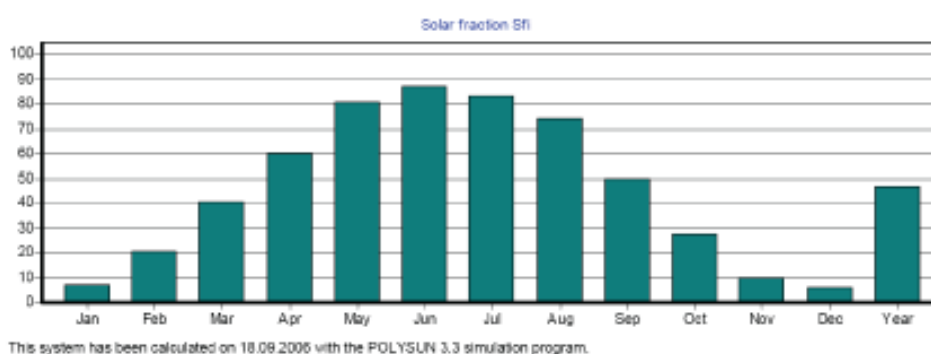
Figur 4.13 viser at et begrenset solfangerareal per enhet (Aabs) gir en forholdsvis stor dekningsgrad (fs) av varmtvannsbehovet i nordiske passivhus. Figuren antyder at solvarmeanlegg er utbredt i passivhus og dette er positivt for mulighetene for å bruke solvarmeanlegg i Oslo-klima ettersom det vil bli bygget flere og flere passivhus.

Det vil bli sett nærmere på Løvåshagen Borettslag, som også ble nevnt tidligere som et eksempel på et bygg med solfangere som har fått støtte som forbildeprosjekt. Som nevnt har alle passivhusleilighetene i borettslaget to solfangere hver på taket som primært gir varmtvann, men også noe gulvvarme. Figur 4.14 viser en systemskisse av varmeanlegget i passivhusleilighetene, og figur 4.15 viser beregnet månedlig og årlig total dekningsgrad for solvarmeanlegget. Med total dekningsgrad menes månedlig andel av oppvarmingsbehovet og varmtvannsbehovet som dekkes av solvarmeanlegget. Borettslaget ligger i Bergen, men resultatene antas å gjelde for passivhus i Oslo-klima også.

Figur 4.15 viser at beregnet årlig total dekningsgrad er nesten 50 %, og dette er svært høyt. Den høye årlige dekningsgraden gir enda en antydning på at solvarmeanlegg egner seg svært godt til passivhus.



Figur 4.14. Systemskisse over varmeanlegget i passivhusleilighetene (Andresen, 2008).



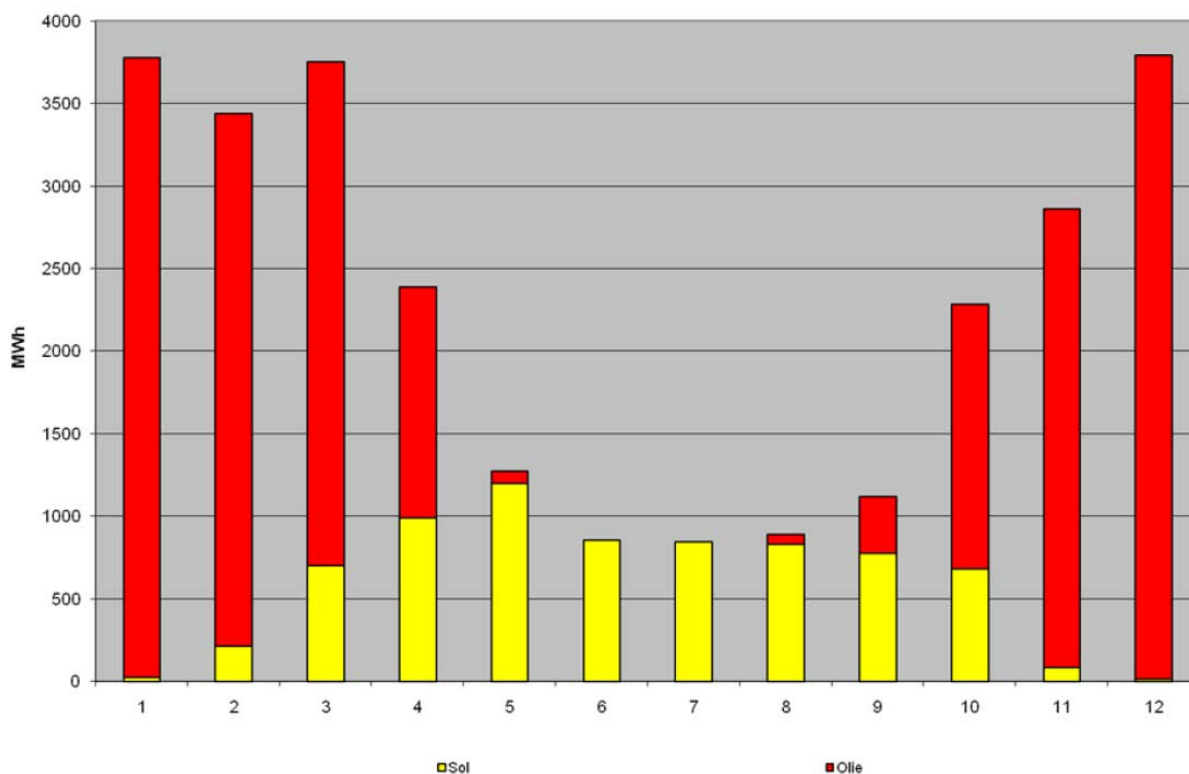
Figur 4.15. Beregnet månedlig og årlig total dekningsgrad for solvarmeanlegget (Andresen, 2008).

I Norge planlegger Akershus Energi Varme AS å bygge en klimanøytal energisentral på 150 GWh som skal knyttes til et fjernvarmeanlegg. Energisentralen skal blant annet inneholde et storskala solvarmeanlegg (Akershus Energi Varme AS, 2010). Det er tre alternativer for størrelsen på solvarmeanlegget som vurderes: Et anlegg med et solfangerareal på 20 000 m², et på omtrent 10 000 m², og et minimumsalternativ på 4000 m² (Akershus Energi Varme AS, 2009). Det er ikke funnet noen eksisterende fjernvarmeanlegg med en energisentral basert på fjernvarme i Norge, men i Danmark finnes det.

Verdens største termiske solvarmeanlegg er i Ærø, Danmark og er tilknyttet et fjernvarmenett. Energisentralen er driftet av Marstal Fjernvarme. Totalt solfangerareal er 18 365 m² og årlig dekningsgrad er omtrent 30 %. Årlig varmeproduksjon fra solvarmeanlegget er 8500 MWh og sammenlignet med fjernvarme fra oljefyr utgjør dette en CO₂ besparelse på 2200 tonn per år (Holm, 2009).

Figur 4.16 viser produsert varme fra oljekjeler (rød) og solfangere (gul) i fjernvarmenettet til Marstal Fjernvarme i Ærø, Danmark. Klimaet i Ærø er litt mer gunstig for solvarmeanlegg enn Oslo-klima, men det antas at forskjellen er liten. Solvarmeanlegget i fjernvarmenettet kan derfor brukes som en indikasjon på hvordan samtidigheten for produksjon og forbruk for et solvarmeanlegg knyttet til et fjernvarmeanlegg er. Figur 4.16 viser tydelig at også for

solvarmeanlegg knyttet til fjernvarmeanlegg, er det lite samtidighet mellom produksjon og forbruk. Men fra mai til og med september dekker solvarmeanlegget nesten hele varmebehovet. Et slikt solvarmeanlegg knyttet til fjernvarme er mest aktuelt i fjernvarmeanlegg hvor det er lite søppelforbrenning siden søppelforbrenning gir mye overskuddsvarme om sommeren hvis den ikke blir brukt til andre formål enn oppvarming.



Figur 4.16. Produsert varme fra oljekjeler og solfangere i fjernvarmenettet til Marstal Fjernvarme i 2008 (Holm, 2009).

I Larvik bygger grossisten Brødrene Dahl et varmeanlegg til et nytt kontorbygg, som kombinerer solfangere og varmepumper. Bygget får solfangere både i fasaden og på taket. Totalt solfangerareal er 1600 m² og total lagringskapasitet er 40 000 liter vann i tillegg til en brønnpark med 18 borehull som går omtrent 200 meter ned i bakken. Brødrene Dahl hevder at disse dimensjonene er tilpasset behovene i et forretningsbygg. Når akkumulatortankene er varme, skal varmeoverskuddet lagres i bakken, og gjenbrukes gjennom drift av varmepumpen. Brødrene Dahl har en forretningsidé om at tak på kontorbygg skal utnyttes kommersielt som varmesentraler på sikt. De mener i tillegg at solvarme har et stort potensial til å bli brukt til andre ting enn bare oppvarming av varmt forbruksvann (Nylund, 2010).

4.7 Oppsummering

Litteraturstudiet viser at solvarmeanlegg passer generelt best for bygninger med et stort varmtvannsbehov, og bygninger med et stort varmtvannsbehov i forhold til totalt

varmebehov. Dette medfører at idrettshaller og lavenergiboliger og passivhus er best egnet for solvarmeanlegg. For kontorbygg vil et solvarmeanlegg ikke kunne gi noen særlig stor dekningsgrad av totalt varmebehov. Det vil imidlertid kunne bidra til at krav i nye standarder og forskrifter blir oppfylt. I tillegg vil et solvarmeanlegg kunne bidra til en bra energimerking av kontorbygg og bygg generelt. For kontorbygg er det kanskje ønsket om å ha en miljøvennlig profil som er viktigst hvis et solvarmeanlegg blir bygget.

Det virker som om solvarmeanlegg i Norge ennå ikke er lønnsomme, men økende energipriser og lavere investeringskostnader kan raskt forandre dette. Støtten fra Enova er nok derfor svært viktig. Bruken av solvarmeanlegg vil mest sannsynlig øke i Norge i årene framover siden det vil bli brukt mer fornybar varme. Solvarmeanlegg er i tillegg svært aktuelle for nye bygninger som blir bygget som lavenergihus eller passivhus. Og solvarmeanlegg vil bli enda mer aktuelt for bygninger som har som mål å være selvforsynte med energi.

5 Storøya Grendesenter

Storøya grendesenter består av en barneskole, en barnehage, et familiesenter, en flerbrukshall, og en bordtennishall. Barnehagen regnes som et passivhus og har et beregnet energibehov på 65 kWh/m². Resten av bygget klassifiseres som et lavenergibygg. Skolen har et beregnet energibehov på 93 kWh/m² og flerbrukshallen har et beregnet energibehov på 139 kWh/m². Storøya grendesenter har et solvarmeanlegg som består av 48 solfangere plassert på taket til flerbrukshallen og 3 akkumulatortanker på totalt 6000 liter.

Å analysere driftsdata fra solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter gir et estimat over muligheten for å utnytte soloppvarming av varmtvann i Oslo-klima. Mer spesifikt gir det et estimat for muligheten til å utnytte solvarmesystem til oppvarming av varmtvann i yrkesbygg som brukes som skole og idrettshall. Derfor har produsert varme fra solfangerne sammen med forbruk av fjernvarme til varmt tappevann, blitt beregnet på grunnlag av temperaturmålinger. Det hadde vært ønskelig å beregne varme overført fra akkumulatortankene til kaldtvannet og varmtvannsforbruket, men det var ikke mulig på grunn av manglende temperaturmålinger. I måleperioden har barnehagen, skolen, flerbrukshallen, og bordtennishallen vært i bruk.

Navnet på solfangerene i solvarmeanlegget er SchücoSol.2 og tabell 5.1 gir de viktigste tekniske dataene til solfangeren/solvarmeanlegget. Lysåpningsarealet til solfangerene er 2,51 m² og samlet lysåpningsareal er omtrent 120 m². Solvarmesystemet forvarmer varmt forbruksvann når soltilskuddet er større enn tapene, og resten av varmtvannsbehovet dekkes av fjernvarme. All romoppvarming dekkes av fjernvarme.

Tabell 5.1. Tekniske data til solvarmesystemet.

Egenskap	Verdi
Bruttoareal per solfanger [m ²]	2,69
Absorbatorflate per solfanger [m ²]	2,52
Lysåpningsareal [m ²]	2,51
Vekt [kg]	58
Virkningsgrad	0,787
Lineær varmetapskoeffisient [W/m ² K]	3,74
Kvadratisk varmetapskoeffisient [W/m ² K ²]	0,012
Absorpsjonsfaktor [%]	95
Emittans [%]	5
Massestrøm til solfanger ved test [l/m ² h]	60
Massefraksjon propylenglykol [%]	40
Total massestrøm når solvarmanlegget brukes [kg/s]	0,53
Varmekapasitet til arbeidsmediumet [kJ/kgK]	3,695
Helningsvinkel [°]	45

Spesifikk varmekapasitet til arbeidsmediumet varierer med temperaturen til arbeidsmediumet som vist i tabell 5.2. Verdiene i tabell 5.2 er hentet fra The Engineering Toolbox (2010).

Tabell 5.2. Spesifikk varmekapasitet for et arbeidsmedium bestående av 60 % vann og 40 % propylenglykol.

Temperatur [°C]	Spesifikk varmekapasitet [J/kgK] (The Engineering Toolbox, 2010)
26,7	3600
48,9	3663,45
71,1	3726,3
93,3	3789

5.1 Beskrivelse av anlegget

Se vedlegg A for en detaljert skisse over solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter. I vedlegg A er også plasseringen til temperaturmålerne som har blitt logget markert med rødt.

Som man kan se fra vedlegg A blir varmt forbruksvann forvarmet med vann fra akkumulatortankene via en utvendig varmeveksler før det blir samlet opp i en 1000 liter stor lagringstank. Fra den 1000 liter store lagringstanken går vannet enten til varmeveksleren med fjernvarme eller direkte til ettervarmingstankene. I ettervarmingstankene er det små elektriske motstander som ettervarmer vannet og sikrer at det holder rett temperatur. Siden vannet i akkumulatortankene varmeveksles med kaldtvann, vil returtemperaturen til akkumulatortankene være lav, og temperaturen i selve akkumulatortankene vil være lavere enn i tradisjonelle varmtvannstanker. Ifølge Eicker (2003) vil slike system ha et energiutbytte som ligger opp til 10 prosent høyere enn tradisjonelle system hvor arbeidsmediumet fra solfangerne varmeveksles med en varmtvannstank.

Pumpa på sekundærsiden som pumper varmt forbruksvann til varmeveksleren koblet til fjernvarme går alltid når det er et varmtvannsforbruk. Vannet som går inn på varmeveksleren på sekundærsiden kan komme fra både forvarmer trinn 1 (akkumulatortankene) og forvarmer trinn 2. Hvis varmtvannsforbruket er større enn kapasiteten til pumpa som pumper varmt forbruksvann til varmeveksleren koblet til fjernvarme kan varmtvannet som er varmevekslet med akkumulatortankene gå gjennom forvarmer trinn 2.

5.2 Målinger og beregningsmetode

Da arbeidet med oppgaven startet var det antatt at det var installert energimålere i anlegget som målte overført varme fra akkumulatortankene til kaldtvannet, forbruk av fjernvarme,

og varmtvannsforbruk. Målerne er uheldigvis ikke installert ennå og det var derfor bare temperaturmålinger tilgjengelig.

Teknisk driftsentral i Bærum Kommune har logget gjennomsnittlige timeverdier av temperaturen til arbeidsmediumet på innløpet og utløpet til solfangerne, og vanntemperaturen på sekundærsiden inn på og ut av varmeveksleren med fjernvarme. Disse dataene ble gjort tilgjengelige for å bli brukt i denne oppgaven. Pumpa som sirkulerer arbeidsmedium i solfangerkretsen og pumpa som sirkulerer vann som varmeveksles med fjernvarme har konstant massestrøm når de er på. Dette medfører at produsert varme fra solfangeren og forbruk av fjernvarme kan beregnes etter følgende formel:

$$Q = \dot{m}C_p(\Delta T) \quad (14)$$

Massestrømmen til pumpa som sirkulerer arbeidsmediumet i solfangerkretsen er 0,53 kg/s, og massestrømmen til pumpa som sirkulerer vann som varmeveksles med fjernvarme er 0,71 kg/s. Temperaturen til vannet som varmeveksles med fjernvarme er som regel rundt 50-60 °C. Varmekapasiteten til vann er omtrent 4,18 kJ/kg°C rundt 50-60 °C og denne verdien ble brukt. Varmekapasiteten til arbeidsmediumet ble bestemt ved å bruke verdiene i tabell 5.2. Hvis gjennomsnittet av innløpstemperaturen og utløpstemperaturen var større enn 48,9 ble gjennomsnittet av alle verdiene for varmekapasitet med en temperatur større eller lik 48,9 i tabell 5.2 brukt. Hvis gjennomsnittet var lavere ble gjennomsnittet av alle verdiene for varmekapasitet med en temperatur lavere eller lik 48,9 i tabell 5.2 brukt.

I solvarmeanlegget er det alltid en temperaturdifferanse mellom innløpstemperaturen og utløpstemperaturen, selv når det ikke går noen massestrøm gjennom solfangerne. Dette er på grunn av at det er alltid arbeidsmedium i solfangerne som får varmeoverføring fra absorberflaten. For å prøve å ta med effekten av dette ble det satt en grense på hvor høy temperaturdifferansen måtte være for at produsert varme skulle bli beregnet. En grense på 0, 1, 3, 5, og 8 °C ble brukt i beregningene. Produsert varme fra solfangerne er ikke det samme som levert varme fra solvarmeanlegget siden det ikke tas hensyn til tap i systemet fra solfangerne og til varmeveksleren som forvarmer kaldtvannet.

Det hadde vært ønskelig å sette en grense for temperaturdifferansen på sekundærsiden av varmeveksleren med fjernvarme. Men der kan det i teorien gå massestrøm hele døgnet hvis vannet i lagrinstankene delvis blir varmet opp om natten. Det er i tillegg alltid ganske høye temperaturdifferanser. Dette gjør dataene svært usikre og dette vil bli diskutert mer i kapittel 12.1.

Solvarmeanlegget ble satt i drift rundt begynnelsen av mars og det er registrert temperaturer siden 17. mars. Den 12. april ble solvarmeanlegget satt ut av drift fordi en luftepotte, som skiller ut luft fra solfangerkretsen, ikke taklet de høye temperaturene i

anlegget og ble ødelagt. Anlegget fungerte igjen i begynnelsen av mai, og det er registrert temperaturer fra den 8. mai. I denne rapporten er det brukt temperaturmålinger til og med 10. juni for solfangerne, men bare til og med 28 mai for varmeveksleren med fjernvarme på grunn av feil med den ene temperaturmåleren etter varmeveksleren. Resultatene fra målingene er presentert på ukesbasis i kapittel 11.1.

6 Dimensjonering av solvarmeanlegg

Utforming og dimensjonering av solvarmesystem kan utføres på fire forskjellige måter ved å bruke (International Energy Agency, 2003):

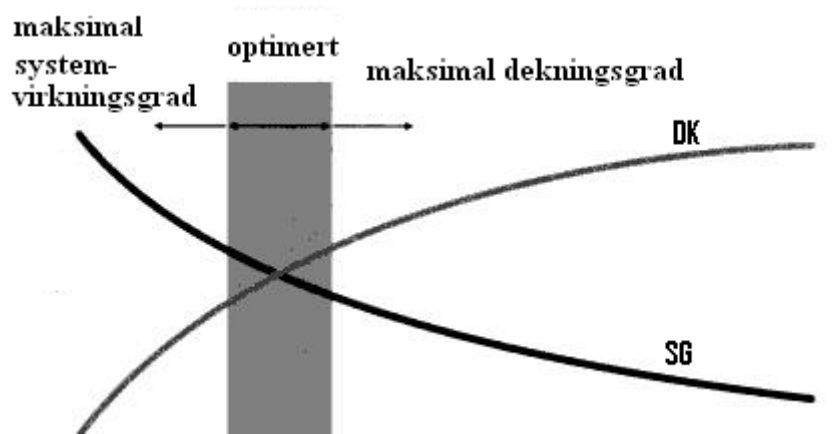
- Tommelfingerregler
- Retningslinjer fra produsenter
- Diagrammer
- Databaserte simuleringsprogrammer

I dette avsnittet vil det bli presentert tommelfingerregler for å dimensjonere solvarmeanlegg. Disse tommelfingerreglene vil senere brukes til å gi en basis for å analysere muligheten for å utnytte et solvarmeanlegg i Rambølls kontorbygg. Senere vil programmet TRNSYS, og til en viss grad programmet Polysun, benyttes for å gjøre en fullstendig teknisk analyse av flere system. Det vil ikke bli fokusert på dimensjonering av pumper, rør og ekspansjonskar da retningslinjene for dette er de samme som for andre vannbårne systemer.

6.1 Målsetting

For å kunne dimensjonere et solvarmeanlegg er det viktig å vite hva som er målsettingen med det. Målsettingen kan blant annet være å redusere bruken av primærenergi eller klimagassutslipp mest mulig, eller å redusere utgiftene til oppvarming av varmt forbruksvann mest mulig. Hvis man vil redusere bruken av primærenergi eller klimagassutslipp vil man at solvarmeanlegget skal ha en høy dekningsgrad, men hvis man vil ha et solvarmeanlegg som skal redusere utgiftene til oppvarming av varmt forbruksvann mest mulig kan en lavere dekningsgrad være mest lønnsomt.

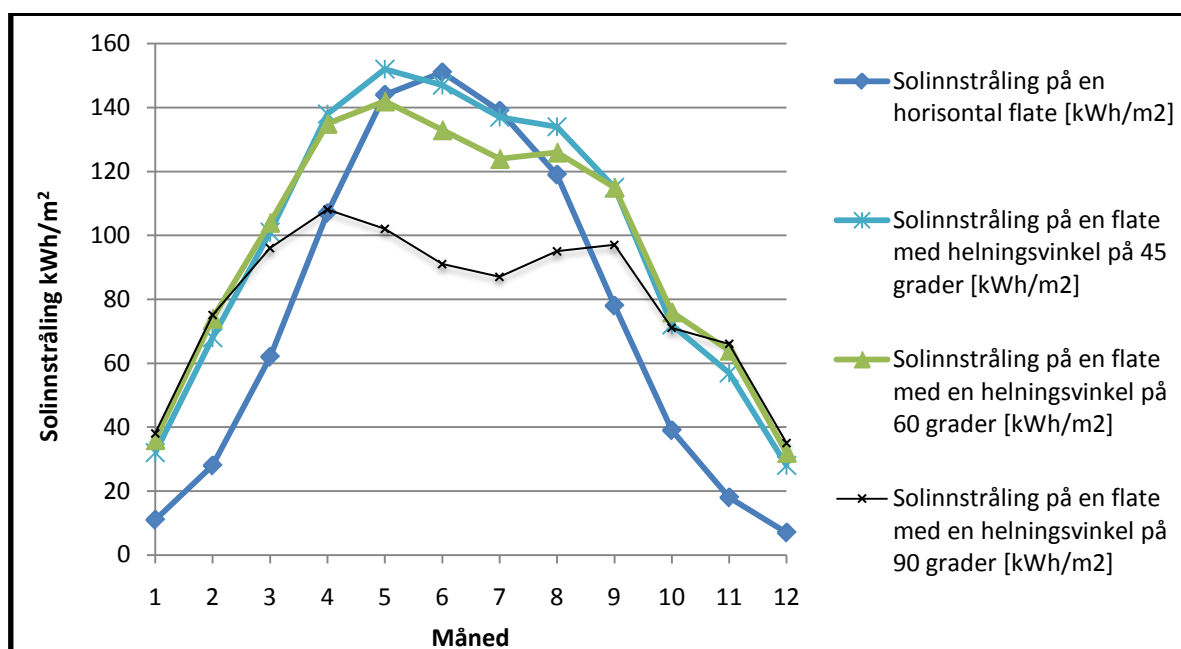
Når en skal dimensjonere solvarmeanlegg er det generelt sett ønskelig å optimere forholdet mellom dekningsgraden og systemvirkningsgraden som er beskrevet i ligning (11) og ligning (12) (The German Solar Society, 2005). Systemvirkningsgraden er sterkt avhengig av dekningsgraden. Den er størst ved lave dekningsgrader når solvarmeanlegget er lite i forhold til energibehovet til vann- og romoppvarming. Hvis dekningsgraden øker ved å øke solfangerarealet, blir systemvirkningsgraden redusert, og hver ekstra produsert kWh blir dyrere. Dette forholdet mellom dekningsgraden og systemvirkningsgraden er illustrert i figur 6.1.



Figur 6.1. Forholdet mellom dekningsgraden og systemvirkningsgraden (The German Solar Society, 2005).

6.2 Helningsvinkel og orientering

Variasjonen av solinnstråling på en flate i Oslo-klima som følge av ulike helningsvinkler vises i figur 6.2, og variasjonen av solinnstråling på en flate i Oslo-klima som funksjon av asimutvinkelen vises i tabell 6.1. Som beskrevet i kapittel 2 gir asimutvinkelen orienteringen til en flate og er den gradvise forskyvningen av flaten i forhold til sør. Forskyvninger øst fra sør er negative, mens forskyvninger vest fra sør er positive. Dataene for solinnstråling er fra Meteororm (2010). I figur 6.2 er orienteringen rett sør, det vil si en asimutvinkel på 0°. I tabell 6.1 er helningsvinkelen til flaten 60°.



Figur 6.2. Variasjon av solinnstråling på en flate i Oslo-klima som følge av ulike helningsvinkler.

Tabell 6.1. Variasjon av solinnstråling på en flate i Oslo-klima som funksjon av asimutvinkelen.

Asimutvinkel [°]	Solinnstråling [kWh/m ²]
-30	2019
-20	2044
-10	2058
0	2063
10	2059
20	2042
30	2019

Fra figur 6.2 ser man at en flate med en helningsvinkel på rundt 45 ° gir mest solinnstråling over året, mens en flate med en helningsvinkel på rundt 90 ° gir mest solinnstråling om vinteren når oppvarmingsbehovet er størst. Det er imidlertid lite absolutt forskjell mellom solinnstrålingen på en flate med helningsvinkel 45 °, 60°, og 90° om vinteren. Fra figur 6.2 virker det som om helningsvinkelen til en solfanger i Oslo-klima bør være rundt 45° - 60° i Oslo-klima for å maksimere solinnstrålingen. Er det imidlertid et stort oppvarmingsbehov kan det lønne seg å ha en større helningsvinkel, for å kunne dekke større deler av oppvarmingsbehovet. Andresen (2008) trekker en lignende konklusjon og hevder at den optimale helningsvinkelen for et solvarmesystem for oppvarming av varmt forbruksvann i Oslo-klima er 40-50 °.

Ramlow (2006) anbefaler at helningsvinkelen i et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming har en helningsvinkel som er 15° høyere enn breddegraden. I Oslo er breddegraden 59° 56' Nord og anbefalt helningsvinkel blir da omtrent 75 °. Ifølge de spanske byggeforskriftene avhenger den optimale helningsvinkelen av når på året det største varmebehovet er. Hvis det største varmebehovet er om vinteren, anbefaler de å bruke en helningsvinkel som er 10 ° større enn breddegraden til stedet (ESTIF, 2006). Helningsvinkelen blir da omtrent 70 °.

Fra tabell 6.1 virker det som at den optimale orienteringen er sør, men en forskyvning øst/vest fra sør på 30° reduserer bare solinnstrålingen på flaten med omtrent 2 prosent.

6.3 Tommelfingerregler

Tabell 6.2 gir tommelfingerregler for dimensjonering av forskjellige solvarmesystem. Tallene for oppvarming av varmt forbruksvann i passivhus er tatt fra Andresen (2008), mens de andre tallene er tatt fra The German Solar Society (2005).

Tabell 6.2. Tommelfingerregler for dimensjonering av forskjellige solvarmesystem.

	Varmt forbruksvann (Temperert klima)	Vann- og romoppvarming (Sentral-Europa)	Store systemer, Varmt forbruksvann (Temperert klima) Plan solfanger	Varmt forbruksvann, Passivhus	
Dekningsgrad	60 %	35 %	25 %	50 %	40-70 %
Solfangerareal	Plan: 1-1,5 m ² /person Vakuum: 0,7-1 m ² /person	Plan: 0,8-1,1 m ² / 10 m ² BRA Vakuum: 0,5-0,8 m ² /10 m ² BRA	0,5 m ² / 50 l varmtvannsforbruk (60 °C) per dag	1,25 m ² /50 l varmtvannsforbruk (60 °C) per dag	Plan: 4 m ² for en gjennomsnittsfamilie på 3-4 personer
Lagringskapasitet	1-2 ganger daglig varmtvannsforbruk	≥ 50 l per m ² solfangerareal	30-50 l per m ² solfangerareal	50-70 l per m ² solfangerareal	50-80 l per m ² solfangerareal, eller 1-2 ganger daglig varmtvannsforbruk

6.3.1 Massestrøm

Massestrømmen gjennom solfangerne er som regel konstant når det blir sirkulert arbeidsmedium gjennom solfangerne. Det er derfor viktig å dimensjonere solvarmeanlegget med en riktig massestrøm gjennom solfangerne. Ifølge The German Solar Society (2005) har erfaringer fra solvarmeanlegg vist at en massestrøm på omtrent 40 l/h per kvadratmeter solfangerareal er bra for større solvarmeanlegg, men denne verdien varierer veldig fra anlegg til anlegg. Solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter bruker en massestrøm på 15 l/h per kvadratmeter lysåpningsareal. Massestrømmen kan estimeres ved å bruke følgende formel:

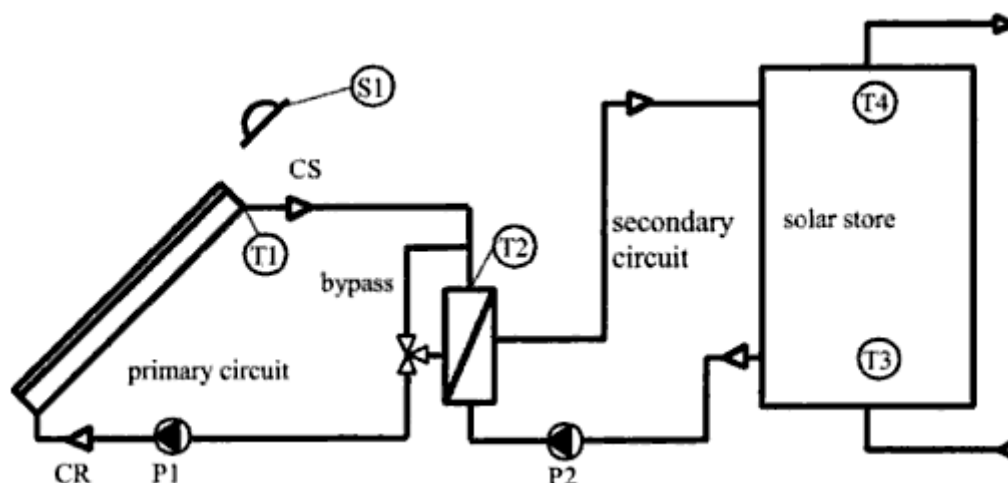
$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_U}{C_p \Delta T} \quad (15)$$

Hvor Q_U er den utnyttbare varmeproduksjonen fra solfangerne [W/m²], C_p er den spesifikke varmekapasiteten til arbeidsmediumet [Wh/kgK], og ΔT er temperaturforskjellen mellom turtemperaturen inn på solvarmeanlegget og returtemperaturen. The German Solar Society (2005) anbefaler en temperaturforskjell mellom turtemperaturen inn på solvarmeanlegget og returtemperaturen på 10 K. Det er vanskelig å vite hva den utnyttbare varmeproduksjonen fra solfangerne skal være, men skal anlegget for eksempel dekke hele varmtvannsforbruket om sommeren kan Q_U være omtrent middels innstrålt effekt på en flate med lik helningsvinkel som solfangerne skal ha.

6.3.2 Styringsautomatikk

The German Solar Society (2005), Eicker (2003), og Bjørnulf (2010) gir noen typiske verdier brukt i styringsautomatikken som ble omtalt i kapittel 3.5. Hvis en har en utvendig varmeveksler, noe som er vanlig i større anlegg, må både pumpa som sirkulerer arbeidsmediumet gjennom solfangerne og pumpa som sirkulerer vann mellom lagringstanken og den utvendige varmeveksleren reguleres. Figur 6.3 gir en oversikt over plasseringen til temperaturmålerne og pumpene som er med på å regulere pumpene mellom solfangerne og lagringstanken.

Pumpa (P1) som sirkulerer arbeidsmediumet kan bli slått på hvis temperaturen på solfangeren (T1) er høyere enn temperaturen i bunnen av lagringstanken (T3) med en gitt verdi. Pumpa (P2) som sirkulerer vann mellom lagringstanken og den utvendige varmeveksleren kan bli slått på hvis temperaturen på arbeidsmediumet inn på varmeveksleren (T2) er høyere enn temperaturen i bunnen av lagringstanken (T3) med en gitt verdi. Hvis temperaturdifferansen mellom temperatursensoren på solfangeren og temperatursensoren i bunnen av lagringstanken faller under en hvis verdi blir begge pumpene slått av.



Figur 6.3. Regulering av pumpene mellom solfangerene og lagringstanken (Eicker, 2003).

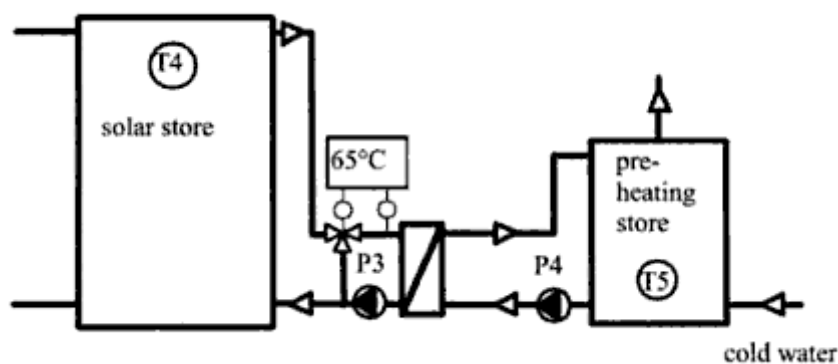
Tabell 6.3 gir anbefalte verdier på temperaturforskjeller i figur 6.3 som regulerer solvarmeanlegget som beskrevet i avsnittet over:

Tabell 6.3. Anbefalte verdier for temperaturdifferanser som regulerer solvarmeanlegg.

Pumpe på	Hvis (Eicker, 2003)	Hvis (The German Solar Society, 2005)	Hvis (Bjørnulf, 2010). Typiske verdier i Schücoanlegg.
P1 på	$T1-T3 > 8 \text{ K}$	$T1-T3 > 5-7 \text{ K}$	$T1-T3 > 10 \text{ K}$
P2 på	$T2-T3 > 7 \text{ K}$	$T2-T3 > 2-5 \text{ K}$	$T1-T3 > 8 \text{ K}$
P1 og P2 av	$T1-T3 < 2-3 \text{ K}$	$T1-T3 < 2-4 \text{ K}$	$T1-T3 < 6 \text{ K}$ P1 av $T1-T3 < 4 \text{ K}$ P2 av

Dette er bare anbefalte verdier som kan brukes og disse verdiene vil variere fra anlegg til anlegg. Verdiene fra Bjørnulf er typiske verdier brukt i Schücoanlegg og de er basert på samtaler med Bjørnulf som arbeider i Schüco International KG, avd. Norge (Schüco-Norge, 2010). Det er også mulig å regulere pumpe P1 i solvarmeanlegget basert på solinnstråling og dette er illustrert i figur 6.3 ved strålingsmåleren S1. Eicker (2003) gir 200 W/m^2 som en typisk verdi for når P1 slås på og 150 W/m^2 som en typisk verdi for å slå P1 av med mindre P2 er på. Hvis P2 er på skal P1 være på.

Eicker (2003) gir i tillegg noen typiske temperaturredifferanser brukt for å regulere pumpene mellom lagringstanken og forvarming av varmtvann. Plasseringen av temperaturmålerne og pumpene er vist i figur 6.4. Eicker anbefaler at P3 og P4 blir slått på hvis $T_4 - T_5 > 7 \text{ K}$ og slått av hvis $T_4 - T_5 < 3 \text{ K}$.



Figur 6.4. Regulering av pumpene mellom lagringstanken og forvarming av varmtvann (Eicker, 2003).

7 Rambøll sitt kontorbygg

Rambøll er interessert i å se på mulighetene for å bruke et solvarmeanlegg for å dekke deler av energiforbruket til vann- og romoppvarming i kontorbygget sitt i Oslo. Rambøll sitt kontorbygg kan i tillegg brukes som et eksempel på mulighetene for å bruke solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming i kontorbygg. Derfor vil det i denne oppgaven bli foreslått systemløsninger for bruk av solvarmeanlegg i kontorbygget, og disse systemløsningene vil senere bli analysert.

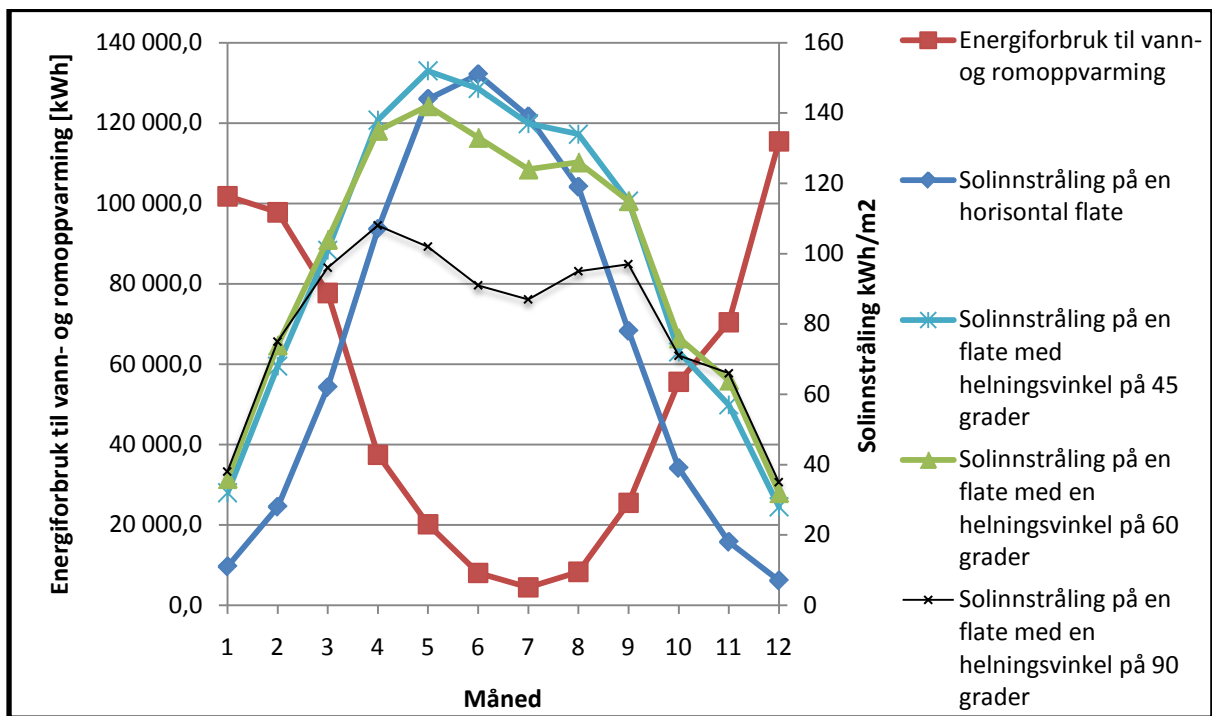
Rambøll sitt kontor i Oslo består i dag av to bygg som Rambøll leier av Holm Eiendom. Et bygg med et bruksareal på 3160 m², medregnes kantina så er bruksarealet nærmere 4000 m². Kantina har andre leiere, men det antas at energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann og romoppvarming i kantina kan delvis dekkes av solvarmeanlegget. Det andre kontorbygget har et bruksareal på 2820 m². Kontorbygget i Oslo skal utvides med et nybygg som skal binde sammen de to eksisterende bygningene. Det planlagte nybygget skal ha et samlet bruksareal på 1835 m². Totalt areal vil da være 7815 m² når kantina ikke regnes med. Men som følge av nybygget vil kantinen som ligger i kjelleren utvides og forbruket av varmt forbruksvann i kantina vil sannsynligvis øke. Varme til oppvarming av varmt forbruksvann og romoppvarming blir i dag gitt av fjernvarme.

Målinger av varmtvannsforbruk og målinger av energiforbruk til oppvarming er gjort tilgjengelige. Det samme gjelder for skisser av hvordan det nye tilbygget skal se ut og hvordan plasseringen er. Denne informasjonen gir til sammen et bra grunnlag for å se på mulighetene for å bruke solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming i kontorbygg i Norge, mer spesifikt i Oslo.

7.1 Varmtvannsbehov og oppvarmingsbehov

Registrert energiforbruk til varmtvannsberedning og oppvarming for Rambøll sitt eksisterende kontorbygg i Oslo vises i figur 7.1 sammen med solinnstråling på flater som er vendt mot sør med forskjellig helningsvinkel. Energiforbruk til oppvarming består her av energiforbruket til oppvarming av ventilasjonsluft og romoppvarming. Totalt energiforbruk for varmtvannsberedning og oppvarming kalles energiforbruk til vann- og romoppvarming. Data for energiforbruk til vann- og romoppvarming er tatt fra registrert forbruk av fjernvarme. Data for solinnstrålingen er tatt fra Meteonorm (2010). Energiforbruket til varmtvannsberedning og oppvarming av kantina er ikke tatt med. Totalt energiforbruk til vann- og romoppvarming er 622 810 kWh, noe som gir et energiforbruk på omtrent 104 kWh/m² til vann- og romoppvarming. Figur 7.1 viser at det er liten samtidighet for energiforbruk og solinnstråling og dette er en stor utfordring for et eventuelt solvarmeanlegg.

Energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann og oppvarming av ventilasjonsluft er i juni og august omtrent 8000 kWh. Det er ikke noe energibehov til romoppvarming via det vannbårne varmesystemet i juni og august og 8000 kWh er da omtrentlig energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann, i tillegg til oppvarming av ventilasjonsluft i disse to månedene. Merk at dette tallet ikke inkluderer energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann i kantina. Energiforbruk til vann- og romoppvarming i juli er noe lavere enn i juni og august, men i juli har flesteparten sommerferie og dataene fra denne måneden kan ikke brukes til å gi et overslag over energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann og oppvarming av ventilasjonsluft.



Figur 7.1. Registrert energiforbruk til varmtvannsberedning og oppvarming sammenlignet med solinnstråling på flater vendt mot sør med forskjellig helningsvinkler.

Vannet som varmes opp til å gå ut til radiatorene varmes opp fra omtrent 60 °C til omtrent 80 °C ved dimensjonerende forhold, mens varmt forbruksvann varmes opp fra omtrent 7-12 °C til 60 °C. Forsyningen av fjernvarme til romoppvarming er kompensert for utetemperaturen. Turtemperaturen til fjernvarmen er 80 °C ved dimensjonerende utetemperatur, 55 °C ved en utetemperatur på 0 °C, og reguleringskurven følger videre rett linje ved stigende utetemperatur. Dette gjelder ikke for oppvarming av varmt forbruksvann som blir varmet opp til rundt 60 °C hele året. Radiatoranlegget slås av i begynnelsen av mai og settes i gang i begynnelsen av september. Energiforbruk til oppvarming om sommeren kommer fra varmebatterier i ventilasjonsanlegget hvis utetemperaturen er lavere enn omtrent 10-12 °C. Siden profilen for oppvarming av varmt forbruksvann og profilen for oppvarming av vannet i det vannbårne varmeanlegget er veldig forskjellige, stiller de forskjellige krav til et solvarmeanlegg. Det totale energibehovet til oppvarming av varmt forbruksvann har derfor blitt beregnet.

Forbruk av varmtvann i det største eksisterende bygget per arbeidsdag er målt til å være omtrent 800 l/døgn om vinteren. Basert på erfaringer og råd fra Rambøll estimeres varmtvannsforbruket fra april til og med september til 1000 l/arbeidsdag på grunn av økt dusjforbruk. I helgene er det antatt at det ikke er noe varmtvannsforbruk. Det kan være at det er noen ansatte som er innom kontoret, men deres forbruk vil være beskjedent. Målingene av varmtvannsforbruket inkluderer varmtvannsforbruket til kantina til hele kontoret. Samlet bruksareal for hele bygget, inkludert kantina, er omtrent 4000 m². Dette gir et varmtvannsforbruk på 0,25 l/døgn-m² på hverdager fra april til september, og et varmtvannsforbruk på 0,2 l/døgn-m² på hverdager resten av månedene.

Det resterende varmtvannsforbruket må estimeres, det vil si varmtvannsforbruket til det minste eksisterende bygget og varmtvannsforbruket til nybygget. Varmtvannsforbruket til det eksisterende bygget og nybygget vil følge samme profil som varmtvannsforbruket til det største eksisterende bygget. Siden kantina skal bygges litt ut og derfor medfører et større varmtvannsforbruk, antas det at verdiene for varmtvannsforbruk på 0,25 l/døgn-m² på hverdager fra april til september, og et varmtvannsforbruk på 0,2 l/døgn-m² på hverdager resten av månedene vil gi et bra estimat på varmtvannsforbruket. Varmtvannsforbruket i juli antas å være halvparten av varmtvannsforbruket i de andre månedene fra april til september grunnet ferieavvikling. Samlet areal til det minste eksisterende bygget og nybygget er 4655 m². Dette gir et totalt varmtvannsforbruk på 2164 l/døgn på hverdager fra april til september, og et varmtvannsforbruk på 1731 l/døgn på hverdager resten av månedene.

Nybygget medfører også et større energiforbruk til oppvarming. Tillegget i energiforbruk til oppvarming som følge av nybygget har blitt estimert ved å bruke beregnet energibehov til oppvarming utført av Rambøll i programmet Simien etter reglene i NS 3031. Beregnet energibehov til oppvarming er 35,6 kWh/m²-år. Dette gir et årlig energibehov til oppvarming på 65 326 kWh/år. Det antas videre at romoppvarmingen og oppvarmingen av ventilasjonsluften vil følge samme årlige mønster som for de eksisterende bygningene. Dette betyr for eksempel at hvis 10 prosent av det årlige energibehovet til oppvarming i de eksisterende byggene er i mars, vil det samme gjelde for nybygget.

Energibruken til oppvarming av varmt forbruksvann ble beregnet etter følgende formel:

$$Q = \rho \dot{V} C_p \Delta T h \quad (16)$$

Hvor ρ er tettheten til vann, V er volumstrømmen, C_p er den spesifikke varmekapasiteten til vann, ΔT er temperaturforskjellen mellom kaldtvann og varmtvann, og h er antall timer. Temperaturen på kaldtvannet settes til 7 °C fra januar til og med mai og 12 °C fra juni til og med desember. Som nevnt er varmtvannsforbruket på hverdager estimert til 2164 l/døgn

fra april til og med september, og 1731 l/døgn ellers i året på hverdager. I juli antas det et varmtvannsbehov på halvparten av varmtvannsbehovet i tilsvarende måneder.

Det totale energibehovet til oppvarming av varmt forbruksvann og romoppvarming, inkludert oppvarming av ventilasjonsluft, i hele det nye kontorbygget på månedsbasis er vist i tabell 7.1.

Tabell 7.1. Estimert totalt energibehov til oppvarming av varmt forbruksvann og romoppvarming.

Måned	Energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann [kWh]	Energiforbruk til romoppvarming og oppvarming av ventilasjonsluft [kWh]
Januar	2370	110 785
Februar	2141	106 569
Mars	2370	84 100
April	2867	39 026
Mai	2963	19 750
Juni	2597	6 661
Juli	1342	3 792
August	2683	6 892
September	2597	26 009
Oktober	2146	59 814
November	2077	76 306
Desember	2146	126 134
Sum	28300	665 838
Sum/m ² [kWh/m ²]	3,62	85,2

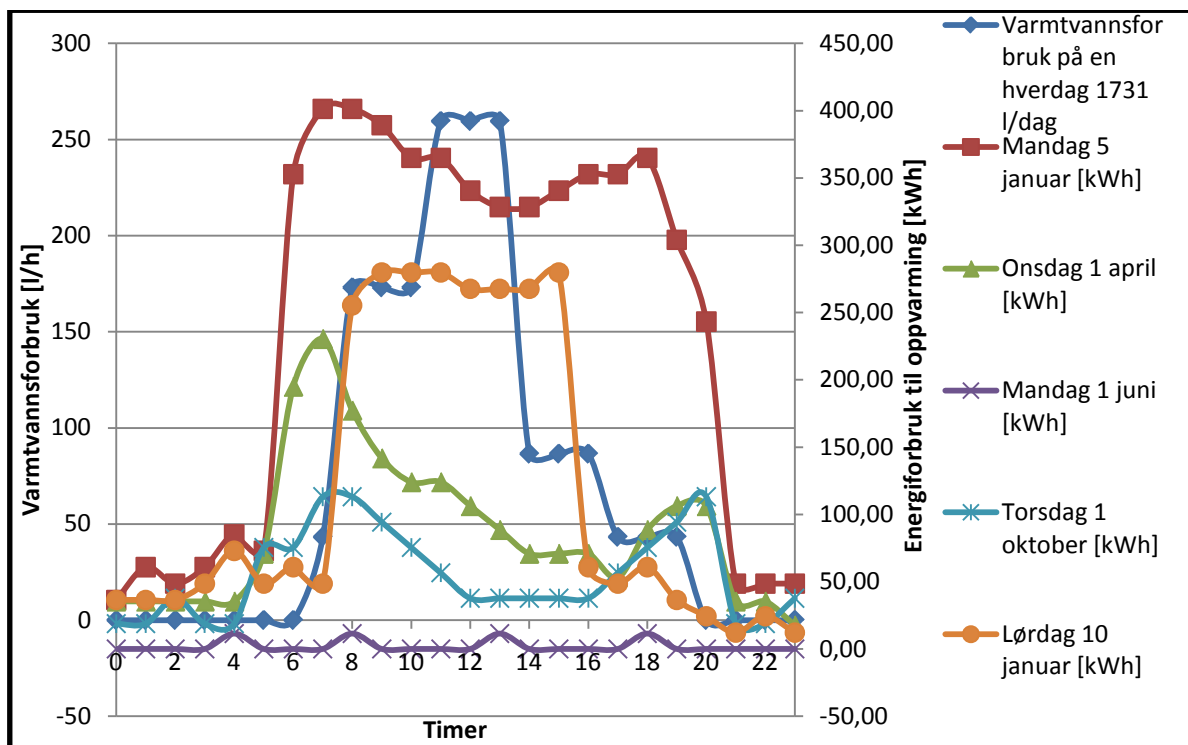
Varmtvannsbehovet utgjør omtrent 4 prosent av det totale energibehovet til vann- og romoppvarming, noe som er svært lite. Solvarmeanlegg egner seg bedre til å varme opp kaldtvann fra 7-12 °C til 60 °C, enn å varme vann fra omtrent 35-60 °C til 55-80 °C i radiatoranlegget. Det lave varmtvannsbehovet vil sannsynligvis virke som en stor begrensning på hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming kan oppnå.

Som nevnt er energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann og oppvarming av ventilasjonsluft i juni og august omtrent 8000 kWh. Dette tallet er mye høyere enn det estimerte energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann for de to månedene i tabell 7.1. Dette betyr at de estimerte tallene er feil eller at det brukes mer enn ventet energi til oppvarming av ventilasjonsluft om sommeren. Dette knytter en del usikkerhet til nøyaktigheten til de estimerte verdien for varmtvannsforbruk, men det er valgt å bruke de siden de er basert på målinger.

7.1.1 Timeprofiler

For å analysere muligheten for å bruke et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming er det viktig å vite omtrent hva energiforbruket til vann- og romoppvarming er hver time. Det er fordelaktig å ha et energiforbruk som sammenfaller med solinnstrålingen. Det vil si høyt forbruk midt på dagen og minst mulig forbruk når det er lite eller ingen solinnstråling. Lagringstanker kompenserer delvis for forbruk som ikke sammenfaller med solinnstrålingen, men å lagre varmen fra solfangerne innebærer tap.

For å få omtrentlige timeprofiler for varmtvannsforbruk ble en timeprofil for en arbeidsdag antatt. For de månedene hvor det daglige varmtvannsforbruket er 1731 liter vil den tenkte profilen være lik den som er vist i figur 7.2. For de månedene med et varmtvannsforbruk som er 2164 liter per døgn vil profilen være lik, men de absolutte verdiene vil være litt høyere for å justere for det høyere daglige forbruket. I juli er som nevnt varmtvannsforbruket antatt å være halvparten så stort som i tilsvarende måneder og dette vil bli tatt hensyn til i timeprofilen for juli med at absoluttverdiene er halvparten så store. Som nevnt tidligere er det ikke antatt noe varmtvannsforbruk i helgene.



Figur 7.2. Timeprofiler for energiforbruk til oppvarming og varmtvannsforbruk.

For å få omtrentlige timeprofiler for energiforbruket til oppvarming ble timeforbruket funnet for hver dag i januar, april, juni, og oktober for det største kontorbygget. Disse verdiene er gjort tilgjengelig fra energioppfølgingsystemet. For hver time ble det prosentvise forbruket i forhold til hele måneden beregnet. Det prosentvise forbruket ble så

multiplisert med det totale beregnede forbruket. Det antas at timeprofilene i de resterende månedene kan estimeres ut i fra timeprofilene i figur 7.2 som vist i tabell 7.2.

Tabell 7.2. Antatt timeprofiler for energiforbruk til oppvarming for resterende måneder.

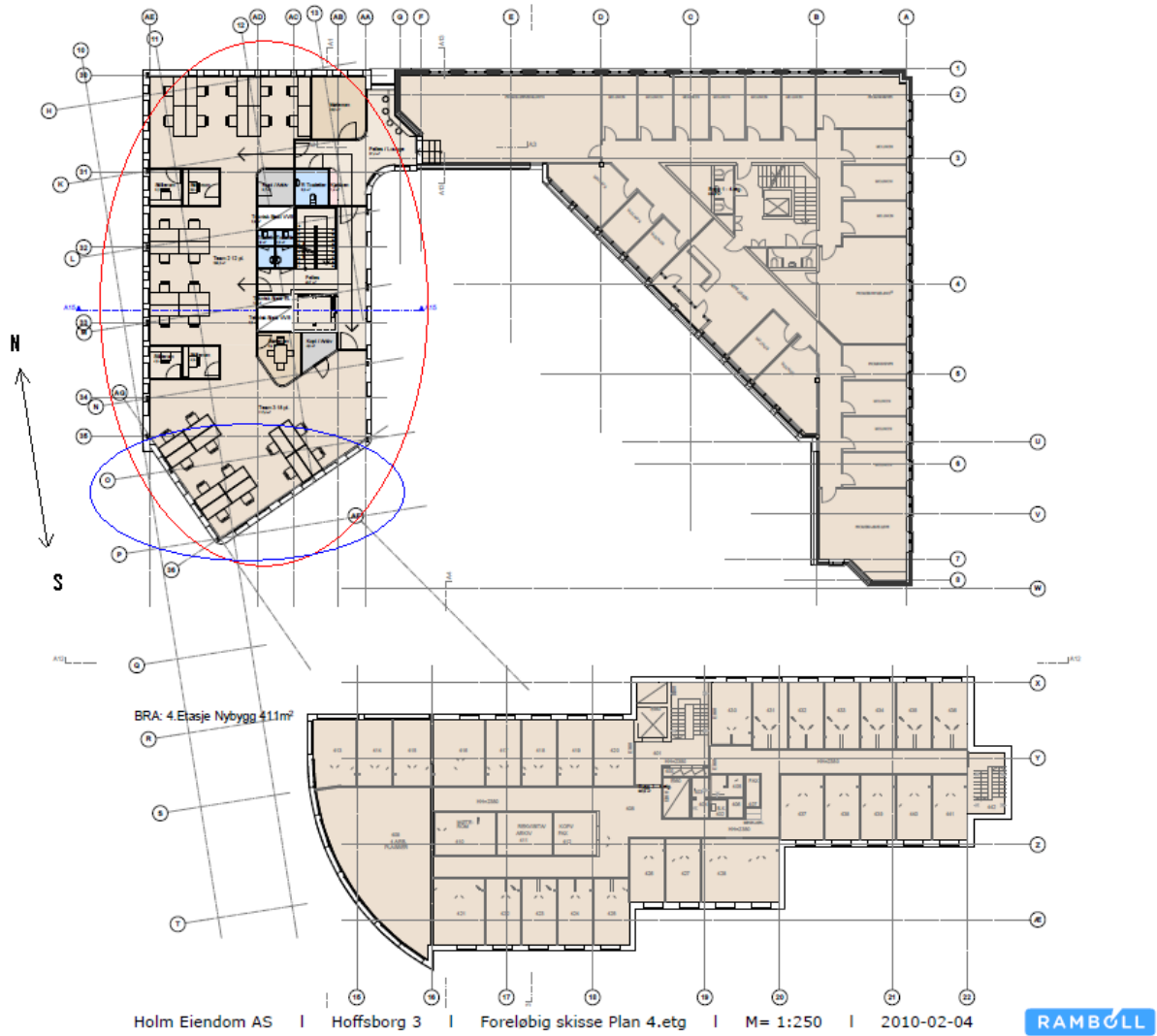
Timeprofil	Brukes også for følgende måneder
Januar	Februar og desember
April	Mars
Juni	Mai, juli, og august
Oktober	September og november

Fra figur 7.2 ser man at energiforbruket til vann- og romoppvarming sammenfaller bra med solinnstrålingen på hverdager. Dette er positivt med tanke på mulighetene for et solvarmeanlegg. Men det antas at det ikke er noe varmtvannsforbruket i helgene og figur 7.2 viser at energiforbruket til oppvarming er mye mindre i helgene enn på hverdager i januar, det antas at dette gjelder for alle måneder med et betydelig oppvarmingsbehov. Dette medfører at solinnstrålingen i helgene må bli lagret for å få en god utnyttelse av solvarmeanlegget og dette er negativt med tanke på mulighetene for et solvarmeanlegg.

7.2 Annen basis for design av solvarmeanlegget

7.2.1 Byggets orientering

Figur 7.3 viser en skisse av Rambølls kontorbygg inkludert det planlagte nybygget som er markert med en rød sirkel. I første etasje er nybygget koblet sammen med det sydlige bygget og bruksarealet i første etasje er dermed større, men det tenkes at eventuelle solfangerer på bygget plasseres på taket av nybygget (markert med rød sirkel), eller på den nye sydlige fasaden (markert med blå sirkel). Hvis solfangerer plasseres på taket kan de orienteres rett syd uten noen nevneverdig skygge. Hvis solfangerne plasseres på den sydlige fasaden vil noen være orientert litt mot øst, og noen litt mot vest. Det vil høyst sannsynlig bli problem med skygge på solfangerne montert mot øst fra det sydlige bygget. Problemet med skygge kommer enda klarere frem på figur 7.4. Det hvite bygget til venstre i figur 7.4 er den nye sydlige fasaden. Eventuelle solfangerer på den sydlige fasaden vil være plassert mellom etasjene, på oversiden og undersiden av vinduene.



Figur 7.3. Skisse av kontorbygget.



Figur 7.4. Animert bilde av kontorbygget.

7.2.2 Tilgjengelig areal

Hvis det skal bygges et solvarmeanlegg i tilknytting til Rambølls kontorbygg i Oslo tenkes det at solvarmeanlegget plasseres enten på taket eller på fasaden til nybygget. Tilgjengelig areal på taket er omtrent 390 m² og tilgjengelig areal på fasaden er omtrent 108 m² estimert fra tegninger av nybygget. Det tilgjengelige arealet på taket er større enn det maksimale solfangerarealet fordi det må være mulig å gå mellom solfangerne, og solfangerne kan ikke plasseres for tett grunnet problemer med skygge. Av det tilgjengelige arealet på fasaden på 108 m² er omtrent 60 m² tilgjengelig på den østlige delen og 48 m² tilgjengelig på den vestlige delen. Det er knyttet stor usikkerhet rundt det tilgjengelige arealet på fasaden. Derfor antas det at det tilgjengelige arealet på fasaden er tilnærmet lik det maksimale solfangerarealet, siden et estimat av det maksimale solfangerarealet ville vært svært usikkert også. Basert på figur 7.3 antas det at asimutvinkelen til den vestlige delen er 60 °, og at asimutvinkelen til den østlige delen er - 30°.

7.3 Rambølls krav vedrørende energibehov og inneklima

Rambøll har laget et notat med krav vedrørende energibehov og inneklima for nybygget. Hvis det blir bygget et solvarmeanlegg så må det sørges for at kravene tilfredsstilles og de viktigste kravene er derfor presentert i dette kapittelet.

7.3.1 Energibruk

Som et overordnet mål skal nybygget få et totalt energibehov lavere enn 120 kWh/m² per år beregnet etter NS 3031. Det er også et mål om å tilfredsstille energiklasse B i energimerkeordningen for bygninger. Det er tilknyttingsplikt til fjernvarme, men ikke bruksplikt. Derfor er det mulig å produsere deler av varmen til oppvarming selv og dette er et mål. Det er også et mål å dekke deler av kjølelasten ved frikjøling.

For å levere deler av energibehovet til oppvarming av varmt forbruksvann blir det foreslått å bygge et solvarmeanlegg på taket. For å dekke oppvarmingsbehovet blir det foreslått å bruke en varmepumpe knyttet til energibrønner. Det tenkes da at hovedandelen av kjølebehovet kan leveres som frikjøling fra energibrønnene om sommeren. Dette vil varme opp energibrønnene og denne varmen kan utnyttes om vinteren. I tillegg synes Rambøll at det var interessant å se på mulighetene for et solvarmeanlegg til å dekke deler av oppvarmingsbehovet og dette ble derfor gjort i denne oppgaven. Hvis det bygges energibrønner gjør dette et solvarmeanlegg mye mer aktuelt fordi overskuddsvarmen om sommeren kan da dumpes der.

Andre krav er blant annet å ha utvendig solskjerming, automatisk styring av lys, ventilasjon, og varme, en virkningsgrad på 85 % på den roterende varmegjenvinneren, og en SFP faktor på 1, 8.

7.3.2 Inneklima

Tabell 7.3 viser minimumskravene for inneklima i det nye kontorbygget. Det er kravene om operativ temperatur som er viktigst for et eventuelt solvarmeanlegg. I denne oppgaven antas det at solvarmeanlegget, sammen med tilsatsvarme fra fjernvarme, vil oppfylle kravene om operativ temperatur. Men hvis et solvarmeanlegg bygges må det gjøres beregninger som viser at kravene blir oppfylt.

Tabell 7.3. Minimumskrav for inneklima.

Romtype	Operativ temperatur					Luft- hastig- het	Luft- fuktighet	Friskluft- mengde min. pr. m ²	Lyd- trykk-nivå i etter- klangs- feltet	Foru- rens- nings- kons. CO ₂
	Sommer		Vinter							
	Min. °C	Maks. °C	Natt min. °C	Min. °C	Maks °C					
Resepsjon	20	26	20	20	24	0,20	-	10	40	1000
Kontorer	20	26	18	20	24	0,15	-	10	35	800
Kontorlandskap	20	26	18	20	24	0,20	-	10	35	800
Møterom	20	26	18	20	24	0,15	-	20	32	800
Garderober	22	26	20	22	26	0,20	-	12	40	1000
Lager	20	26	20	20	26	0,20	-	8	40	1000
Birom i kjeller	20	26	20	20	26	0,20	-	5	40	1000
Gang/trapp	20	26	20	20	26	0,25	-	5	40	1000
IKT-rom	13	30	13	13	30	-	25-65	10	-	-

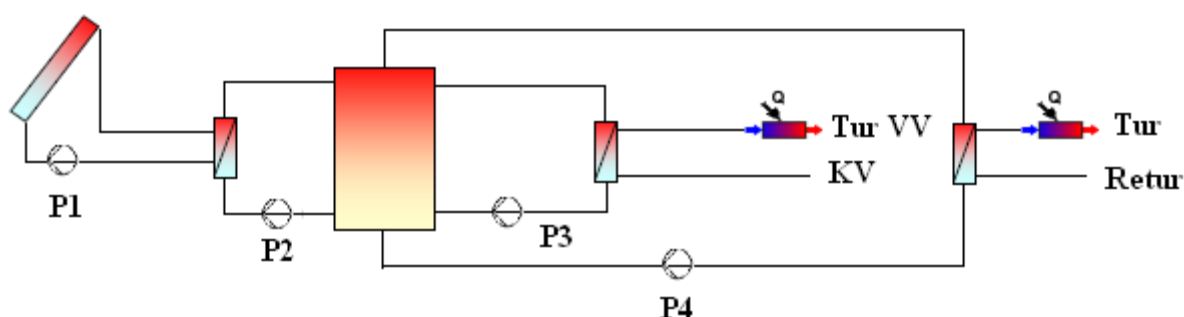
8 Mulige systemløsninger for bruk av solvarmeanlegg i kontorbygget

I dette avsnittet vil de forskjellige løsningene for bruk av et solvarmeanlegg i kontorbygget bli skissert, og tommelfingerregler har blitt brukt for å gi en oversikt over muligheten for å realisere systemløsningene. Dekningsgraden og systemvirkningsgraden til disse systemløsningene ble senere bestemt ved å gjøre simuleringer. Detaljene av hva som ble simulert i programmet TRNSYS blir forklart i kapittel 9, og detaljene av hva som ble simulert i programmet Polysun blir forklart i kapittel 10.

Som en begrensning er det bare sett på solvarmeanlegg med fjernvarme som tilsatsvarme. En optimal løsning er kanskje å bygge et solvarmeanlegg knyttet til et varmepumpeanlegg med energibrønner, men den løsningen vil ikke bli studert. Dette er grunnet begrensninger i simuleringprogrammene og hvilket fokus Rambøll ønsket at oppgaven skulle ha. Fokuset til denne delen av oppgaven er å se hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg kan gi.

8.1 Skisseringer av systemløsninger

Figur 8.1 er en skissering over mulige systemløsninger for utnyttning av solvarmeanlegg i kontorbygget.



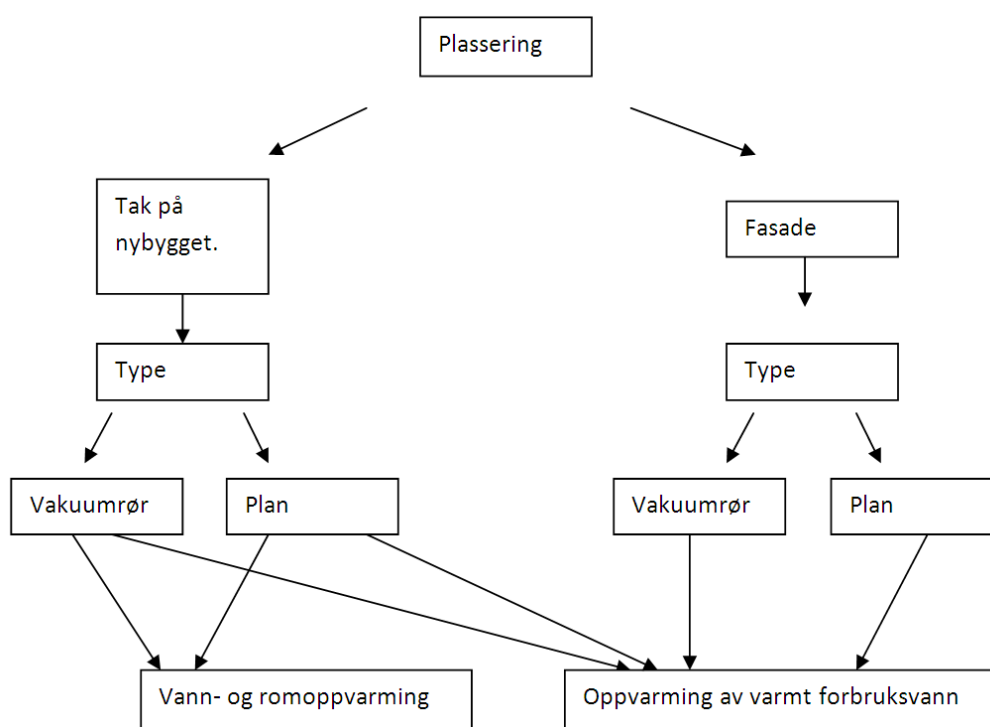
Figur 8.1. Skisse av systemløsningene.

Figur 8.1 viser et solvarmeanlegg for oppvarming og varmtvannsberedning. Det har blitt simulert systemer bare for oppvarming av varmt forbruksvann og systemer for oppvarming og varmtvannsberedning, kalt systemer for vann- og romoppvarming. Det er lite aktuelt å se på system for bare oppvarming siden det er lite samtidighet mellom produksjon og forbruk. I figur 8.1 pumper pumpe P3 vann fra akkumulatortanken til varmeveksleren som varmer opp kaldtvannet. Dette er et system hvor kaldtvannet bare blir forvarmet av solvarmeanlegget. Etter at kaldtvannet er blitt forvarmet av solvarmeanlegget blir ekstra tilført varme gitt av fjernvarme. Det er ikke noen lagringstank med varmt forbruksvann, men det er det heller ikke på det eksisterende sanitæranlegget på Rambølls kontorbygg. Der varmeveksles kaldtvannet med fjernvarme og går rett ut til forbruk. Det virker dermed mest realistisk å bygge om sanitæranlegget med å bare forvarme kaldtvannet med vann fra

akkumulatortanken, og så gir den eksisterende varmeveksleren med fjernvarmeanlegget det resterende energibehovet.

Pumpe P4 pumper vann fra akkumulatortanken til varmeveksleren som varmer opp vann fra distribusjonsnettets i varmeanlegget. Tilsatsvarmekilden er her også fjernvarme siden fjernvarme blir brukt til romoppvarming i det eksisterende varmeanlegget.

Figur 8.2 gir en oversikt over de forskjellige systemløsningene som ble simulert. Det ble gjort simuleringer med en plan solfanger og en vakuumsolfanger som begge er tilgjengelige på det norske markedet. Det ble utført simuleringer for solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann med solfangere på taket og på den vestlige fasaden, og det ble utført simuleringer for solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med solfangere på taket. Det ble ikke gjort noen simuleringer av solfangere på den østlige fasaden grunnet antatte problemer med skygge. For systemene for vann- og romoppvarming ble det i tillegg ikke utført simuleringer med solfangere på den vestlige fasaden, grunnet alt for lite areal til å kunne gi noe særlig bidrag til energibehovet til vann- og romoppvarming.



Figur 8.2. Illustrasjon over de forskjellige systemløsningene.

8.2 Vanntemperatur i distribusjonsnettets

Følgende vanntemperaturer (°C) i distribusjonsnettets i varmeanlegget ble brukt i simuleringene:

- 50/35
- 35/30

Som nevnt tidligere blir vannet som varmes opp til å gå ut til radiatorene varmet opp fra omtrent 60 °C til omtrent 80 °C ved dimensjonerende forhold, men forsyningen av fjernvarme til romoppvarming er kompensert for utetemperatur. Turtemperaturen til fjernvarmen er 80 °C ved dimensjonerende utetemperatur, 55 °C ved en utetemperatur på 0 °C, og reguleringskurven følger videre rett linje ved stigende utetemperatur. Det er antatt at solvarmeanlegget vil bidra i veldig liten grad til romoppvarmingen når utetemperaturen er mindre enn 0 °C. Etter samtale med medveilederen i Rambøll ble det bestemt at et godt estimat over returtemperaturen da ville være 35 °C. Derfor ble det brukt en returtemperatur fra radiatorene på 35 °C og en turtemperatur på 50 °C. Dette antas å være omtrentlige temperaturer når solvarmeanlegget er i drift. Dette kan også antas å være omtrentlige temperaturer i distribusjonsnett for et system med en turtemperatur på 60 °C og en returtemperatur på 40 °C ved dimensjonerende forhold, og lite kompensering for utetemperaturen.

En returtemperatur fra radiatorene på 30 °C og en turtemperatur på 35 °C ble brukt for å se hvor stor dekningsgrad solvarmeanlegget kunne hatt hvis det var gulvvarme i kontorbygget. Det antas at denne temperaturdifferansen er høy nok til å varme opp ventilasjonsluften tilstrekkelig. Det er ikke planlagt å installere gulvvarme i kontorbygget, men resultatene fra simuleringene kan brukes til generelt å vurdere mulighetene for å benytte solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming i kontorbygg.

8.3 Bruk av tommelfingerregler

Tommelfingerreglene i tabell 6.2 er brukt for å få en oversikt over mulighetene for å bruke et solvarmeanlegg på Rambølls kontorbygg, og tabell 8.1 gir de estimerte verdiene for nødvendig solfangerareal og lagringskapasitet. Det daglige varmtvannsforbruket varierer på månedsbasis, og en forenklet verdi på 1900 l/døgn er derfor brukt.

Tabell 8.1. Estimert solfangerareal og lagringskapasitet basert på tommelfingerregler.

	Vann- og romoppvarming (Sentral-Europa)	Store systemer, Varmt forbruksvann (Temperert klima) Plan solfanger
Dekningsgrad [%]	35	50
Solfangerareal [m²]	Plan: 625,2-859,6 Vakuüm: 390,7-625,2	47,5
Lagringskapasitet [l]	Plan: 31260-42980 Vakuüm: 19535-31260	2375-3325

Det tilgjengelige arealet på taket til nybygget er omtrent 390 m² og det tilgjengelige arealet på fasaden er omtrent 120 m². Basert på verdiene i tabell 8.1 er et solvarmeanlegg som

dekker 50 % av varmtvannsforbruket lett å realisere, men et solvarmeanlegg som skal ta 35 % av vann- og romoppvarmingsbehovet er vanskelig å realisere. Det tilgjengelige arealet på taket er mindre enn 390 m² når en tar hensyn til at det skal være mulig å gå på taket mellom solfangerne og det gjør mulighetene for å realisere et solvarmeanlegg som tar 35 % av vann- og romoppvarmingsbehovet enda vanskeligere å realisere. Tømmelfingerreglene er beregnet for temperert klima og et klima tilsvarende Sentral-Europa og de antas derfor å være optimistiske for et solvarmeanlegg i Norge. Det er dessuten ikke sagt noe om hvilket varmeanlegg som ligger til grunn for tommelfingerreglene for vann- og romoppvarming. Lavtemperatur gulvvarme vil for eksempel gi en høyere dekningsgrad enn høytemperatur radiatorsystem.

8.4 Parametervariasjon

Basert på estimert solfangerareal og lagringskapasitet basert på tommelfingerregler i tabell 8.1 ble omtrent følgende parametervariasjoner utført:

Tabell 8.2. Parametervariasjoner.

Parameter	Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann	Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming
Totalt solfangerareal	Tak: 5-30 % av maksimalt Fasade: 20-100 % av maksimalt	10-100 % av maksimalt
Helningsvinkel til solfangeren	konstant 45, 90	60-90
Lagringkapasitet [m³]	1-4	5- 20
Temperaturnivå	konstant 10/60	50/35, 35/30

Helningsvinkelen til solfangerne på taket i systemet for oppvarming av varmt forbruksvann ble satt til 45° fordi figur 6.2 viser at solinnstrålingen på en flate med denne helningsvinkelen vil være størst over året. Optimal helningsvinkel til solfangerne i systemet for vann- og romoppvarming er det knyttet større usikkerhet til. Som nevnt i kapittel 6.2, anbefaler Ramlow (2006) en helningsvinkel som er 15° høyere enn breddegraden, mens de spanske byggeforeskriftene anbefaler en helningsvinkel som er 10 ° større enn breddegraden. Helningsvinkelen på 90 ° vil bli brukt for systemene på fasaden.

Resultatet av simuleringene er dekningsgrad på årsbasis og systemvirkningsgrad på årsbasis.

8.5 Solfangere

To solfangere ble brukt i simuleringene: En plan solfanger produsert av Schüco, og en vakuumsolfanger produsert av det Australsk-Kinesiske selskapet Apricus (Apricus Solar Hot Water, 2010) Navnet på den plane solfangeren er CTE 520 CH 2. Det er ikke den samme solfangeren som blir brukt på Storøya, men de viktigste tekniske dataene er svært like. Det blir ikke brukt den samme solfangeren som på Storøya fordi det er ønskelig å sammenligne simuleringene fra TRNSYS med simuleringer fra et annet program, Polysun, som blir omtalt i

kapittel 10. Der må man velge solfanger fra en database i programmet og man kan ikke gi inndataen til solfangeren selv. Databasen inneholdt ikke solfangeren som blir brukt på Storøya. CTE 520 CH 2 er ifølge Schüco godt egnet til store solvarmeanlegg (Schüco-Premium, 2010).

Vakuumsolfangeren er basert på "heat pipe" prinsippet og navnet er Apricus AP-20. Det norske selskapet " Skjøberg Energiteknikk" (Skjøberg Energiteknikk, 2009) selger vakuumsolfangeren som ble brukt under simuleringene, og Schüco International KG, avd. Norge (Schüco-Norge, 2010) selger den plane solfangeren. De viktigste tekniske dataene til solfangerne er gitt i tabell 8.3.

Tabell 8.3. Viktigste tekniske data til solfangerne brukt i simuleringene.

Egenskap	CTE 520 CH 2	AP-20
Bruttoareal per solfanger [m ²]	2,69	2,886
Absorbatorflate per solfanger [m ²]	2,52	1,606
Lysåpningsareal [m ²]	2,51	1,876
Vekt [kg]	58	63
Virkningsgrad	0,7787	0,614
Lineær varmetapskoeffisient [W/m ² K]	3,7184	1,3
Kvadratisk varmetapskoeffisient [W/m ² K ²]	0,0179	0,0073
L*B*H [mm]	2151*1252*93	1929*1496*133
Massestrøm ved test [l/m ² h]	57,6	64

En testrapport laget av Institut für Solartechnik SPF (SPF-AP20, 2004) gir alle nødvendige data for vakuumsolfangeren AP-20. Testen utført av SPF følger standarden NS-EN 12975-2 (2006) som omhandler testmetoder av solfangere. En AP-20 solfanger består av 20 vakuumsolrør og testen er gjort for en hel solfanger. De nødvendige dataene for SchücoSol.2 er tatt fra et datablad fra Schüco (Schüco-Premium, 2010) og en test tilgjengelig i solfangerdatabasen til "Solar Keymark" (Solar Keymark, 2010) som følger standarden NS-EN 12975-2. For begge solfangerene ble lysåpningsarealet brukt i beregningene.

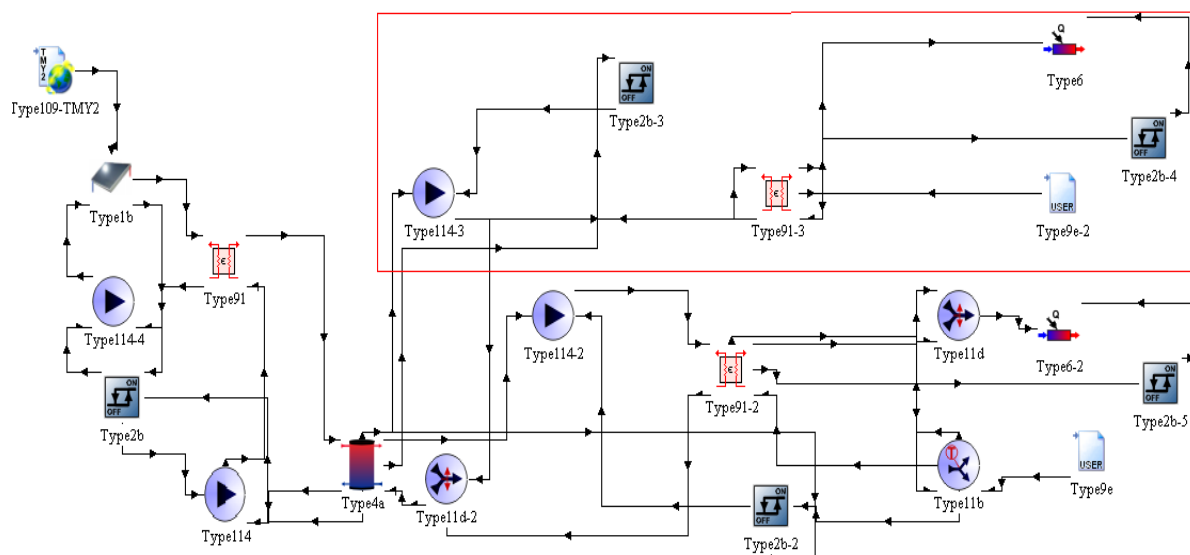
9 Simuleringer i TRNSYS

TRNSYS 16.1 er et omfattende simuleringsprogram for transient analyse av systemer, inkludert bygninger med flere soner. Programmet ble påbegynt i 1974 hos "the Solar Energy Laboratory" ved "the University of Wisconsin, USA." Programmet blir brukt av ingeniører og forskere for å validere nye energikonsepter som for eksempel solvarmeanlegg. Bygninger og tekniske installasjoner kan også bli simulert med kontrollstrategier, bruksmønstre, og alternative energisystemer.

TRNSYS består av en rekke underprogrammer: Et grafisk brukergrensesnitt (Simulation Studio), et beregningsprogram skrevet i Fortran-kode, et grafisk brukergrensesnitt for bygninger med flere soner, og en editor som kan lage selvstendige program som kan kjøres uten TRNSYS. Det grafiske brukergrensesnittet består av mange komponenter som kan velges og komponentene kobles sammen ved hjelp av inndata og utdata. Fortrankoden for alle komponentene og selve beregningsprosedyren er tilgjengelig for brukeren. Dette gjør at det er mulig å endre på komponenter og å lage egne komponenter. Denne fleksibiliteten gjør det mulig å studere systemer eller systemkomponenter i detalj, men det gjør også at modelleringen tar lengre tid sammenlignet med mindre fleksible programmer. For å forhindre feilkilder er det viktig at brukeren har god kjennskap til både fysikken bak systemet og selve programmet siden mange parametre skal bestemmes (Klein et al., 2007). I denne oppgaven ble det grafiske brukergrensesnittet, Simulation Studio, brukt.

En utskrift fra Simulation Studio, av systemløsningen med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med plan solfanger på taket, er tilgjengelig i vedlegg B. Utskriften viser hvilke komponenter som har blitt brukt, forbindelsen mellom de forskjellige komponentene og overordnet hvordan TRNSYS har løst modellen. Vedlegg B brukes som dokumentasjon på alle systemløsningene. Systemløsningene for bare oppvarming av varmt forbruksvann har en nesten identisk rapport, men noe inndata er forskjellig og det er noen færre komponenter. Hvordan systemløsningene ble simulert i TRNSYS og inndata brukt i komponentene, vil imidlertid bli detaljert beskrevet i dette kapitlet.

Figur 9.1 viser hvordan simuleringsmodellen så ut i TRNSYS. Det innenfor de røde strekene simulerer systemet for oppvarming, og var ikke med da det ble simulert et solvarmeanlegg for bare varmtvannsberedning. De svarte strekene viser forbindelsen mellom komponentene og hvilken vei temperaturer, massestrøm, og kontrollsignaler flyter. For å få en bedre oversikt er ikke komponentene som registrerer og plotter Q_S , Q_{AUX} , GA, og temperaturer tatt med i figur 9.1.



Figur 9.1. Skjermdump fra TRNSYS for systemløsningen med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming.

Lagringstankene som er tilgjengelige i TRNSYS har bare et innløp og et utløp for oppvarmingskretsene. Derfor ble samme utløp og innløp brukt til både kretsen for oppvarming og kretsen for varmtvannsberedning. Utløpet er koblet til pumpene i begge kretsene. Pumpene blir styrt av regulatorer basert på temperaturdifferanser, og massestrømmen ut av pumpa er alltid valgt massestrøm eller ingen massestrøm. Dette gjorde at selv om kretsene brukte samme utløp så gikk det bare vann gjennom kretsen dersom regulatorene skrudde på pumpa. Dette sikret rett massestrøm i kretsene. Før innløpet var det en blandeventil som blandet vannet fra varmeveksleren med kretsen for romoppvarming og kretsen for varmtvannsoppvarming siden lagringstanken bare hadde et innløp for oppvarmingskretsene.

Tabell 9.1 gir en oversikt over de viktigste komponentene som ble brukt i simuleringene. Alle komponentene som ble brukt er listet i vedlegg B.

Tabell 9.1. Viktigste komponenter i simuleringsmodellen.

Komponent	Navn i TRNSYS	Typenummer
Plan solfanger	Quadratic Efficiency, 2nd Order Incidence Angle Modifiers	1b
Vakuurrørsolfanger	Solar Collector; Evacuated Tube	71
Lagringstank	Storage Tank; Fixed Inlets, Uniform Losses	4a
Varmeveksler	Heat Exchanger with Constant Effectiveness	91
Leser verdier fra en ekstern tekstfil	Data Reader For Generic Data Files - Expert Mode	9e
Pumpe	Single Speed Pump	114
Regulator	Differential Controller w_ Hysteresis	2b

9.1 Klima

Klimaet for Oslo var ikke i klimadatabasen til TRNSYS. Dette ble løst ved å eksportere klimadata for Oslo fra Meteonorm (2010) til TRNSYS. Dette ble gjort ved å velge formatet TMY2 som TRNSYS bruker og lagre dataene i TRNSYS sin klimakatalog. En albedo, forholdet mellom det sollyset som et legeme reflekterer og det som det mottar, på 0,2 ble brukt i simuleringene. Dette er i tråd med veiledningen i kapittel M.2 i NS 3031 der det oppgis en albedo på 0,2 for klimadataene fra Oslo.

9.2 Solfangeren

De solfangerene som ble brukt hadde effektiviteten oppgitt på formen i ligning (10) i kapittel 3.2:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{\Delta T}{G} - a_2 \frac{\Delta T^2}{G}$$

Hvor $\Delta T = T_{av} - T_a$. Hvor η_0 er solfangerens virkningsgrad uten varmetap, a_1 er lineær varmetapskoeffisient, og a_2 er kvadratisk varmetapskoeffisient. Verdiene for η_0 , η_1 , og η_2 settes inn i solfangermodulen i TRNSYS. Dataene var oppgitt i W/m^2K , og de måtte regnes om til kJ/hrm^2K for å settes inn i solfangermodellen. ΔT er en funksjon av gjennomsnittet av innløps- og utgangstemperaturen til arbeidsmediumet. Dette må man spesifisere ved og sette effektivitetsmodus til 2 i solfangermodulene.

Som inndata må man også sette inn solfangerareal og antall solfangere i serie. Solfangerarealet er arealet av alle solfangerne og siden effektiviteten blir uttrykt med lysåpningsarealet skal lysåpningsarealet brukes. Det er ikke nødvendig å velge en helning og orientering på solfangeren fordi dette blir gjort på komponenten som registrerer klimadata. Komponentene som registrerer klimadata vil gi alle inndataene for solinnstråling og temperaturer til solfangeren.

De to solfangerne som ble beskrevet i kapittel 8.5 ble som nevnt brukt under simuleringene. De viktigste inndataene til solfangermodulene i TRNSYS er gitt i tabell 9.2.

Tabell 9.2. inndataene til solfangerne i TRNSYS

Inndata	CTE 520 CH 2	AP-20
Totalt Solfangerareal (basert på lysåpningsareal) [m ²]	Varies	Varies
Varmekapasitet til arbeidsmedium [kJ/kgK]	3,726	3,726
Effektivitetsmodus	2	2
Massestrøm ved test [kg/hrm ²]	57,6	64
Virkningsgrad	0,787	0,614
Lineær varmetapskoeffisient [kJ/hrm ² K]	13,386	4,68
Kvadratisk varmetapskoeffisient [kJ/hrm ² K ²]	0,0644	0,02628
Antall solfangere i serie på taket	10	8
Antall solfangere i serie på fasaden	9 (øst), 5 (vest)	8 (øst), 4(vest)
Innfallsvinkelfaktor	b ₀ =0,18	Se (Apricus Solar Hot Water, 2010)

Man må gi antall solfangere i serie i solfangermodellen. Derfor er det viktig å vite hva begrensningen i lengde på taket og på fasaden er. På taket er begrensningen i bredden på taket omtrent 15 meter hvis solfangerne er vendt mot sør, men det er fornuftig å regne med en begrensning på 13 meter siden det skal være mulig å gå på taket. Dette gir maksimalt 10 plane solfangere i serie, og maksimalt 8 vakuumrørsolfangere på taket.

På den sørvendte fasaden er begrensningen i bredden omtrent 12 meter på den østlige delen og 7 meter på den vestlige delen. Det gir maksimalt 9 plane solfangere på den østlige delen, og 5 plane solfangere på den vestlige delen. For vakuumrørsolfangeren er begrensningen 8 solfangere på den østlige delen, og 4 solfangere på den vestlige delen. I alle simuleringene ble antall solfangere i seire satt til det maksimale, unntatt da det ble brukt mindre solfangere enn maksimalt antall i serie.

På taket må maksimalt areal for både vakuumrørsolfangeren og den plane solfangeren bestemmes. Det er allerede bestemt hvor mange solfangere som maksimalt kan være i serie. Lengden på taket (avstanden fra sør til nord) er omtrent 26 meter. Den plane solfangeren har en lengde på omtrent 2,151 meter. Hvis solfangeren har en helningsvinkel på 45 ° blir lengden som solfangeren opptar fra sør til nord omtrent 1,52 meter. Denne lengden blir litt mindre for større helningsvinkler, men denne forskjellen neglisjeres. Hvis det i tillegg legges til en meter for å sikre nok plass mellom solfangerne så tar den plane solfangeren opp omtrent 2,52 meter. Å legge til en meter er kanskje litt mye, men det er bedre å ha en konservativ verdi for tilgjengelig areal enn en optimistisk. I tillegg vil det sannsynligvis være andre tekniske installasjoner på taket, og ved å legge til en meter kan en anta at det er tatt høyde for.

Vakuurrørsolfangeren har en lengde på omtrent 1,93 meter. Hvis solfangeren har en helningsvinkel på 45 ° blir lengden som solfangeren opptar fra sør til nord omtrent 1,36 meter. Hvis det legges til en meter så tar en solfanger opp omtrent 2,36 meter. Tabell 9.3 gir maksimalt antall solfangere i parallell og maksimalt lysåpningsareal basert på maksimalt antall solfangere i parallell og i serie på taket.

Tabell 9.3. Maksimalt antall solfangere i parallell og maksimalt areal på taket.

	CTE 520 CH 2	AP-20
Maksimalt antall solfangere i parallell	10	11
Maksimalt tilgjengelig lysåpningsareal på taket [m²]	251	165

På den sydlige fasaden er høyden mellom vinduene estimert til å være omtrent 1,7 meter. Det betyr at lengden til begge solfangerne er litt for stor. For å kunne utnytte den vestlige fasaden til solfangere måtte man ha benyttet andre solfangere. Simuleringene vil allikevel gi et godt estimat for mulighetene til å ha solfangere på den vestlige fasaden. Som nevnt i kapittel 7.2.2 så settes maksimalt areal på vestlige fasaden lik det tilgjengelige arealet, omtrent 48 m².

Den direkte solinnstrålingen på den plane solfangeren ble modifisert for at innfallsvinkelen ikke er den samme under hele simuleringen som det den var under effektivitetstesten med en innfallsvinkelfaktor. Dette ble kort forklart i kapittel 3.2. Databladet fra Schüco gir innfallsvinkelfaktoren til 0,9 ved en innfallsvinkel på 50°. I komponenten for den plane solfangeren skal inndata for innfallsvinkelfaktoren oppgis som to parametere på følgende formel:

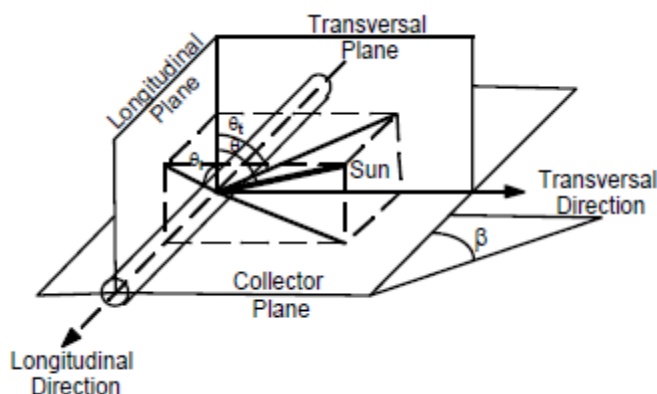
$$K_{\theta} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right) - b_1 \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right)^2 \quad (17)$$

Hvor K_{θ} er innfallsvinkelfaktoren, θ er innfallsvinkelen, og b_0 og b_1 er to parametere. Ifølge kapittel 6.17 i Duffie & Beckman (2006) kan man finne K_{θ} bare ved hjelp av b_0 . b_1 ble derfor sett til 0 og b_0 er beregnet til 0,18. Ut fra klimadataene ble innfallsvinkelen beregnet under simuleringene og ut i fra den ble innfallsvinkelfaktoren beregnet.

Solinnstrålingen på vakuurrørsolfangeren ble også modifisert for at innfallsvinkelen ikke var den samme på solfangeren under simuleringene som når den ble testet. For vakuurrørsolfangere er ikke innfallsvinkelfaktoren symmetrisk med varierende innfallsvinkel. Det er derfor nødvendig å måle virkningen av innfallsvinkelen fra to retninger. Den komplekse innfallsvinkelfaktoren kan bli estimert ved følgende formel (NS-EN 12975-2, 2006):

$$K_{\theta} = K_{\theta L} K_{\theta T} \quad (18)$$

Vinklene θ_L og θ_T er projeksjonen av innfallsvinkelen åpenholdsvis det langsgående og tversgående planet av solfangeren som vist i figur 9.2. Det ble laget en datafil hvor korreksjonsfaktorene var listet. For at solfangermodulen skulle kunne lese verdiene måtte de være skrevet på en bestemt form. Dette blir forklart i *examples/data files/ Type72-PerformanceMapCollector-EfficiencyData* i TRNSYS. Verdiene for korreksjonsfaktorene er tatt fra testrapporten laget av SPF (2004) og mer utfyllende verdier fra hjemmesidene til Apricus (2010).



Figur 9.2. Projeksjonen av innfallsvinkelen på det langsgående (longitudinal) og det tversgående (transversal) planet (Klein et al., 2007).

Det ble antatt at arbeidsmediumet i solfangerkretsen var en blanding av 60 % vann og 40 % propylenglykol. Basert på tabell 5.2 i kapittel 5, som gir varmekapasiteten til en blanding av 60 % vann og 40 % ved forskjellige temperaturer, ble varmekapasiteten til arbeidsmediumet satt til 3,726 kJ/kgK. Solfangeren i TRNSYS tar hensyn til forandring i effektiviteten på grunn av andre massestrømmer enn den som ble brukt under testen av solfangeren. Derfor er massestrømmen brukt ved test, en av inndataene.

9.3 Lagringstank

I simuleringene er det brukt en lagdelt lagringstank med 5 like store fullstendig blandet segmenter inne i tanken. Den varme massestrømmen som har blitt varmevekslet med solfangerne går automatisk inn på toppen av tanken. Mens massestrømmen som varmeveksles med kaldtvann og vann i distribusjonsnettene går automatisk ut av toppen av tanken. Massestrømmen ut til solfangerne går automatisk ut fra bunnen av tanken, og massestrømmen fra varmevekslerne med kaldtvann og vann i distribusjonsnettene går automatisk inn på bunnen av tanken. Varmetapet til lagringstanken var den samme som standardverdien på 3 kJ/hrm²K.

9.4 Blandeventil og regulator

Det ble brukt en blandeventil for å sørge for at varmtvannet ut til forbrukerne hadde rett temperatur. *Differential Controller w_Hysteresis Type2b* ble brukt som regulator av pumpene. Tabell 9.4 gir temperaturdifferansene som ble brukt for å regulere pumpene. Verdiene ble valgt på grunnlag av anbefalte verdier i tabell 6.3.

Tabell 9.4. Temperaturdifferanser for å regulere pumpene.

Pumpe på	Hvis
P1 på	$T_1 - T_3 > 8 \text{ K}$
P2 på	$T_1 - T_3 > 8 \text{ K}$
P1 og P2 av	$T_1 - T_3 < 3 \text{ K}$ eller $T_1 > 100 \text{ °C}$
P3 og P4 på	$T_{\text{varminn}} - T_{\text{kaldinn}} > 7 \text{ K}$
P3 og P4 av	$T_{\text{varminn}} - T_{\text{kaldinn}} < 3 \text{ K}$ eller $T_{\text{innvarm}} > 100 \text{ °C}$

T_1 er temperaturen ut av solfangeren. T_3 er temperaturen i bunnen av lagringstanken, altså den kalde temperaturen inn på varmeveksleren som overfører varme fra arbeidsmediumet i solfangerkretsen. P1 sirkulerer arbeidsmedium gjennom solfangerne og P2 sirkulerer vann fra lagringstanken til varmeveksleren som overfører varme fra arbeidsmediumet i solfangerkretsen. P3 og P4 er pumpene som sirkulerer vann mellom lagringstanken som varmeveksles med henholdsvis kaldtvann og varmeanlegget. T_{varminn} er temperaturen til den varme massestrømmen og T_{kaldinn} er temperaturen til den kalde massestrømmen. Hvis det varme mediet har temperatur større eller lik 100 °C skrur pumpene seg av for å unngå koking og andre problemer med for høye temperaturer.

9.5 Energibruk

Energiforbruket til romoppvarming og til oppvarming av varmt forbruksvann ble gitt til modellen ved å bruke to komponenter av typen *"Data Reader For Generic Data Files - Expert Mode."* Inndataen til komponenten var timeverdier av massestrøm av kaldt vann og massestrøm av vann i distribusjonsnettets i varmeanlegget. Timeverdiene er beregnet ut i fra timeprofilene og energiforbruket som er beskrevet i kapittel 7.1.1. Energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann er litt annerledes enn det beregnede energiforbruket i kapittel 7.1. Grunnen til dette er at det ble antatt at kaldtvannet har en temperatur på 10 °C hele året, men varmtvannet hadde framdeles en temperatur på 60 °C . Beregnet energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann i kapittel 7.1 var $28\,300 \text{ kWh}$, mens energiforbruk til oppvarming av varmt forbruksvann gitt som inndata var $28\,249 \text{ kWh}$. Forskjellen er altså svært liten. Massestrømmene ble beregnet ut i fra energiforbruket og antatt tur- og returtemperatur.

9.6 Massestrøm

Massestrømmen i solfangerkretsen er beregnet ved å bruke ligning (15). Q_U er funnet ved å gjøre en simulering av solvarmeanlegget for vann- og romoppvarming med den plane

solfangeren. Øvre middels innstrålt effekt på en flate med en helningsvinkel på 75° var 264 W/m², verdien var omtrent den samme for en flate med en helningsvinkel på 45°. Arbeidsmediumet har en varmekapasitet på 1,035 Wh/kgK og en temperaturdifferanse på 10 K brukes som anbefalt av The German Solar Society (2005). Basert på disse dataene er massestrømmen beregnet til omtrent 25 l/m²h, der arealet er lysåpningsareal. Dette virker som en fornuftig verdi og den ligger omtrent midt mellom en anbefalt verdi fra The German Solar Society (2005) på 40 l/h per kvadratmeter solfangerareal, og massestrømmen på Storøya Grendesenter på 15 l/h per kvadratmeter lysåpningsareal. Den beregnede massestrømmen på 25 l/m²h ble brukt både i solfangerkretsen og i kretsen som varmeveksler vann fra lagringstanken med arbeidsmediumet i solfangerkretsen.

Massestrømmen i kretsen som varmeveksles med distribusjonsnettet i varmeanlegget og massestrømmen i kretsen som varmeveksles med kaldtvannet beregnes basert på inndataen av massestrøm på den andre siden av varmevekslerne. P3 og P4 er pumpene som sirkulerer vann mellom lagringstanken som varmeveksles med henholdsvis kaldtvann og varmeanlegget.

Massestrømmen til P3 og P4 ble beregnet ved å bruke ligning (15). For å regne ut den konstante massestrømmen til P3 ble det maksimale energiforbruket per time til oppvarming av varmt forbruksvann brukt. Verdien er omtrent 54600 kJ/h, og det ble antatt at turtemperaturen fra tanken var 70 °C og returtemperaturen var 60 °C. Basert på disse verdiene ble massestrømmen beregnet til 1300 kg/h.

For å regne ut den konstante massestrømmen til P4 ble 20 % det maksimale energiforbruket per time til romoppvarming brukt, omtrent 99 kWh. Det antas at solvarmeanlegget ikke vil bli brukt til oppvarming på de kaldeste dagene, og basert på tommelfingerregler så er det ikke mulig å dekke en stor del av oppvarmingsbehovet med de gjeldende arealbegrensningene. Tabell 9.5 gir antatt tur-/returtemperatur i solvarmeanlegget når vannet i radiatorkretsen blir varmet opp, og beregnet massestrøm.

Tabell 9.5. Beregnet massestrøm i P4.

Temperaturnivå [°C]	Antatt tur-/returtemperatur [°C]	Massestrøm [kg/h]
35/30	50/35	5657
50/35	55/40	5657

Tabell 9.6 gir en oppsummering av massestrømmene som er brukt under simuleringene.

Tabell 9.6. Oppsummering av massestrømmene som er brukt.

Pumpe	Massestrøm
P1	25 l/m ² h
P2	25 l/m ² h
P3	1300 kg/h
P4	5657 kg/h

9.7 Varmeveksler

Varmeveksleren har en konstant effektivitet og det regnes ikke med varmetap fra varmeveksleren. Den maksimale varmeoverføringen blir beregnet etter følgende formel:

$$Q_{HX} = \varepsilon(\dot{m}C_p)_{\min}(T_{hi} - T_{ci}) \quad (19)$$

Hvor $(\dot{m}C_p)_{\min}$ er den laveste verdien av massestrøm multiplisert med varmekapasitet på begge sider av varmeveksleren. T_{hi} er innløpstemperaturen til det varmeste fluidet og T_{ci} er innløpstemperaturen til det kaldeste fluidet. ε er effektiviteten til varmeveksleren og blir estimert ut i fra følgende formel gitt av Cengel (2006) for en motstrømsvarmeveksler hvor fluidene på hver side ikke blandes:

$$\varepsilon = 1 - \exp\left\{\frac{NTU^{0,22}}{c} \left[\exp(-cNTU^{0,78}) - 1\right]\right\} \quad (20)$$

Hvor NTU og C er følgende:

$$NTU = \frac{UA}{(\dot{m}C_p)_{\min}} \quad (21)$$

$$c = \frac{(\dot{m}C_p)_{\min}}{(\dot{m}C_p)_{\max}} \quad (22)$$

Hvor UA [W/°C] er varmeoverføringstallet. Cengel (2006) hevder at effektiviteten til varmevekslere øker mye for små økninger i NTU for lave verdier av NTU, opp til omtrent 1,5. For større verdier av NTU er økningen i NTU liten. Cengel (2006) hevder at derfor vil bruk av en varmeveksler med større NTU enn 3 ikke være økonomisk. Det er derfor antatt en NTU på 2,5 for varmevekslerne. Beregnet varmevekslereffektivitet for varmevekslerne er gitt i tabell 9.7 basert på massestrømmene i tabell 9.6, og gjennomsnittlig beregnet massestrøm fra distribusjonsnettet.

Tabell 9.7. Beregnet varmevekslereffektivitet

	C	ε
Solfangerkretsen	$(25 \text{ l/m}^2\text{h} \cdot 3,726) / (25 \text{ l/m}^2\text{h} \cdot 4,2) = 0,9$	0,68
Varmeveksler mellom lagringstanken og kaldtvann	$(260 \text{ l/h} \cdot 4,2) / (1300 \text{ l/m}^2 \cdot 4,2) = 0,2$	0,87
Varmeveksler mellom lagringstanken og varmeanlegget 35/30	$(5657 \text{ l/h} \cdot 4,2) / (12843 \text{ l/m}^2 \cdot 4,2) = 0,44$	0,81
Varmeveksler mellom lagringstanken og varmeanlegget 50/35	$(4281 \text{ l/h} \cdot 4,2) / (5657 \text{ l/m}^2 \cdot 4,2) = 0,76$	0,72

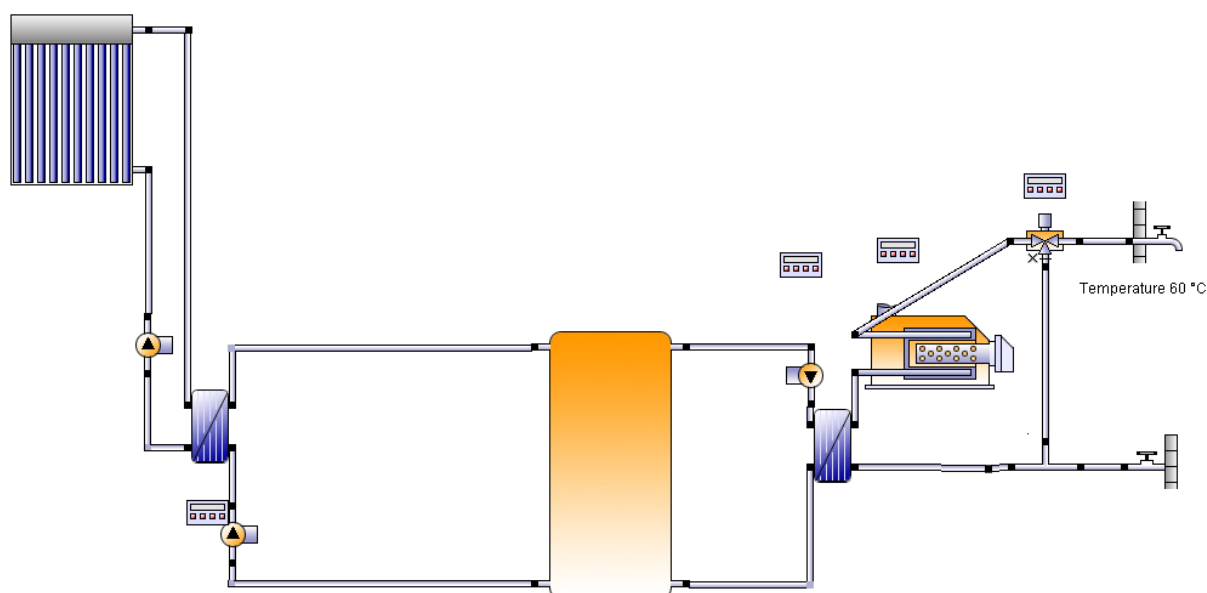
10 Simuleringer i Polysun

Simuleringsprogrammet Polysun 5.3 Designer ble brukt for å se hvilke resultater et annet simuleringsprogram ville gi og sammenligne dem med resultatene fra TRNSYS. Det ble gjort simuleringer av alle systemløsningene for varmt forbruksvann. Programmet er også egnet for å gjøre simuleringer med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming, men ikke for store yrkesbygg. Det er problemer med å finne tilsatsvarme med stor nok installert kapasitet, og store nok lagringstanker. Det er imidlertid fullt mulig å gi inndataene for energiforbruk til vann- og romoppvarming til modellene i Polysun.

Polysun har vært på markedet siden 1994 og er utviklet av det sveitsiske "Institut für Solartechnik, Rapperswill" (SPF), i samarbeid med selskapet Vela Solaris AG som er en "spin-off" fra SPF. The Institut für Solartechnik (SPF) er en del av den tekniske høyskolen Hochschule für Technik Rapperswill" (HSR). SPF har vært involvert i forskning og utvikling innen termisk solenergi siden 1981 (SPF, 2010).

I Polysun er det mulig å velge tilsatsvarmekilder som varmpumper, oljekjel, og gasskjel. Det er mulig å velge systemer fra et utvalg av maler, og det er også mulig å videreutvikle disse malene. Eventuelt kan man bygge opp solvarmesystemet fra grunnen av. Alt dette blir gjort gjennom et brukervennlig grafisk brukergrensesnitt hvor de ønskede komponentene plasseres ved siden av hverandre og kobles sammen. Ved å dobbelklikke på komponentene kan parametrene til komponentene forandres (Weinreich & Zehner, 2009).

I simuleringene ble solvarmeanlegget bygget opp fra grunnen av med det grafiske brukergrensesnittet. Figur 10.1 viser en skjermdump fra det grafiske brukergrensesnittet. Solvarmeanleggene i Polysun ble bygget opp så likt som mulig i forhold til de simulerte solvarmeanleggene i TRNSYS. Klimadata fra Oslo ble brukt. Klimadataene ble tatt fra Polysun sin klimadatabase som bruker klimadata fra Meteonorm (Meteonorm, 2010). De valgte komponentene ble bundet sammen med rør som vist i figuren. Regulatorer med de samme verdiene som regulatorene i TRNSYS kontrollerte pumpene, tilsatsvarmen, og blandeventilen. Alle komponentene unntatt solfangeren er definert til å være innendørs, hvor det er konstant 18 °C.



Figur 10.1. Skjermdump fra Polysun for systemløsningen med solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann.

10.1 Komponenter

I Polysun var det ikke mulig å velge inndataen til lagringstanken selv. Dette gjorde at egenskapene til lagringstanken er litt forskjellige fra egenskapene til tanken brukt i TRNSYS. Tabell 10.1 gir de viktigste inndataene til lagringstanken.

Tabell 10.1. Viktigste inndata til lagringstanken.

Inndata	Verdi
Lagringskapasitet [L]	1000, 2000, 3000, 4000
Material	Stål
Veggtykkelse [mm]	2,5
Isolasjon	Polyuretanskum
Isolasjonstykkelse [mm]	80/140 (140 for 4000 L)

Når lagringskapasiteten til lagringstanken skulle økes måtte man velge en ny tank med et nytt volum. For 1000, 2000, og 3000 liter ble den samme tanken brukt, "buffer tank." Men for å få en lagringskapasitet på 4000 liter måtte "buffer master tank" velges. Den eneste forskjellen er imidlertid at "buffer master tank" har en isolasjon på 140 mm istedenfor 80 mm. Dette medfører litt mindre tap, men siden tanken er innendørs antas det at feilkilden på grunn av dette er liten.

Alle inndataene til solfangerne unntatt areal og antall solfangerer i parallell ligger inne i Polysun i form av testrapporter fra SPF. Det ble brukt en innfallsvinkelfaktor for å korrigere for innfallsvinkelen under simuleringene, men detaljene er ikke kjent.

Navnet til varmevekslerne som ble brukt er "Plate heat exchanger, medium size." og de hadde et varmetapstall på 10 000 W/K. Det ble brukt en naturgasskjel på 1000 kW for å

modellere nødvendig tilsatsvarme fra fjernvarme, og det ble brukt en blandeventil for å sikre rett temperatur ut til forbrukerne.

Pumpene som ble brukt heter "*Pump, medium*" og de samme massestrømmene som ble brukt i TRNSYS ble også brukt i Polysun.

10.2 Energibruk

En komponent med navnet "*Cold Water*" ble brukt for å gi temperaturen til kaldtvannet som er satt til 10 °C over hele året. Inndataen til komponenten "*Hot water demand*" ga sammen med temperaturen til kaldtvannet energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann på timebasis. Det daglige varmtvannsforbruket for hver måned, som definert i kapittel 7.1, ble gitt som inndata. I tillegg ble timeprofilen for varmtvannsforbruk som gitt i kapittel 7.1.1 brukt.

11 Resultat

11.1 Storøya Grendesenter

Tabell 11.1 gir beregnet forbruk av fjernvarme på Storøya Grendesenter på ukebasis.

Tabell 11.1. Beregnet forbruk av fjernvarme.

Uke	kWh
11	2744,37
12	7841,17
13	9204,01
14	8392,38
18	2607,55
19	10759,80
20	6389,05
21	5653,04
sum	53591,38

Tabell 11.2 gir verdiene for beregnet produsert varme fra solfangerne og beregnet dekningsgrad. En grense på 0, 1, 3, 5, og 8 °C på differansen mellom innløpstemperaturen og utløpstemperaturen på solfangeren ble brukt som nevnt i kapittel 5.2. Det er gitt beregninger av produsert varme og dekningsgrad i uke 21 til og med 28. mai, og produsert varme i hele uke 21. Dette er fordi det bare er temperaturmålinger av turtemperaturen etter varmeveksleren med fjernvarme til og med 28. mai.

Tabell 11.2. Beregnet produsert varme fra solfangerne og dekningsgrad

Uke	$\Delta T > 0$		$\Delta T > 1$		$\Delta T > 3$		$\Delta T > 5$		$\Delta T > 8$	
	kWh	DG [%]	kWh	DG [%]	kWh	DG [%]	kWh	DG [%]	kWh	DG [%]
11	91,7	3,2	45,5	1,6	6,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
12	400,5	4,9	273,8	3,4	184,6	2,3	127,8	1,6	101,3	1,3
13	684,7	6,9	577,2	5,9	439,4	4,6	350,4	3,7	278,0	2,9
14	1083,8	11,4	995,9	10,6	813,9	8,8	738,6	8,1	616,6	6,8
18	467,9	15,2	456,8	14,9	409,1	13,6	360,7	12,2	198,2	7,1
19	734,4	6,4	701,3	6,1	576,2	5,1	421,1	3,8	269,9	2,4
20	1153,0	15,3	1134,7	15,1	980,9	13,3	698,3	9,9	520,7	7,5
21 t.o.m. 28.05	924,3	14,1	907,0	13,8	777,1	12,1	599,2	9,6	345,9	5,8
Sum	5540,3	9,4	5092,3	8,7	4188,2	7,2	3296,2	5,8	2330,6	4,2
21	1329,9		1302,6		1128,4		857,1		538,9	
22	1860,4		1827,4		1670,8		1464,7		1167,7	
23	628,3		604,8		465,3		341,9		182,4	
Sum	8434,5		7920,0		6675,5		5360,7		3873,7	

11.2 Simuleringer i TRNSYS

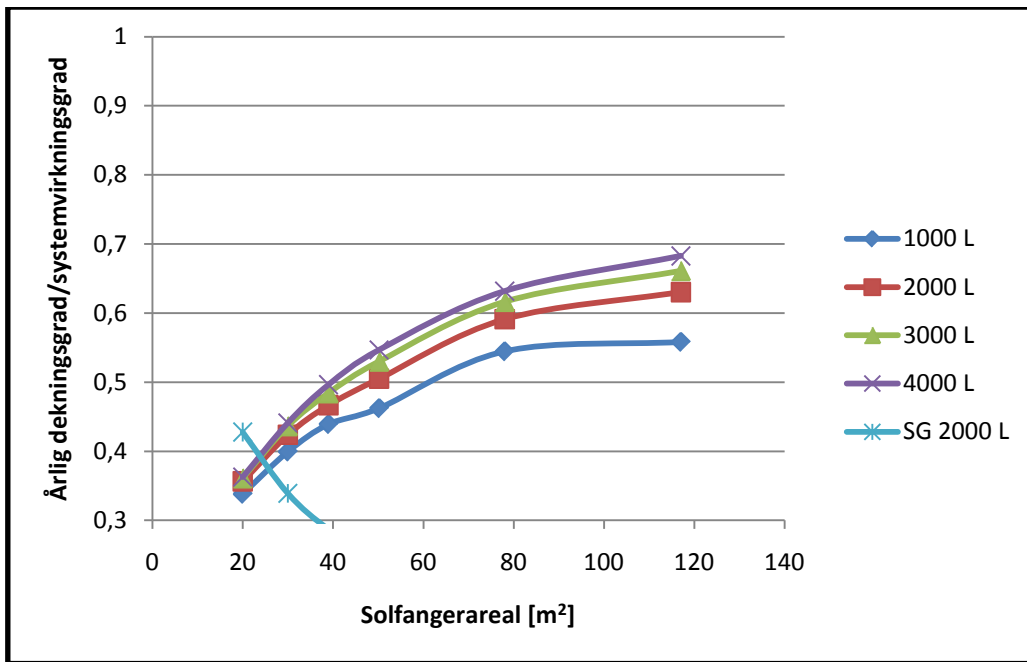
Vennligst se vedlegg D for tallverdiene til alle simuleringene i TRNSYS. Dekningsgraden ble beregnet ved å bruke ligning (11) og systemvirkningsgraden ble beregnet ved å bruke ligning (12). Q_s , varme fra solvarmeanlegget, er varme overført fra akkumulatortanken til kaldtvannet.

11.2.1 Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket

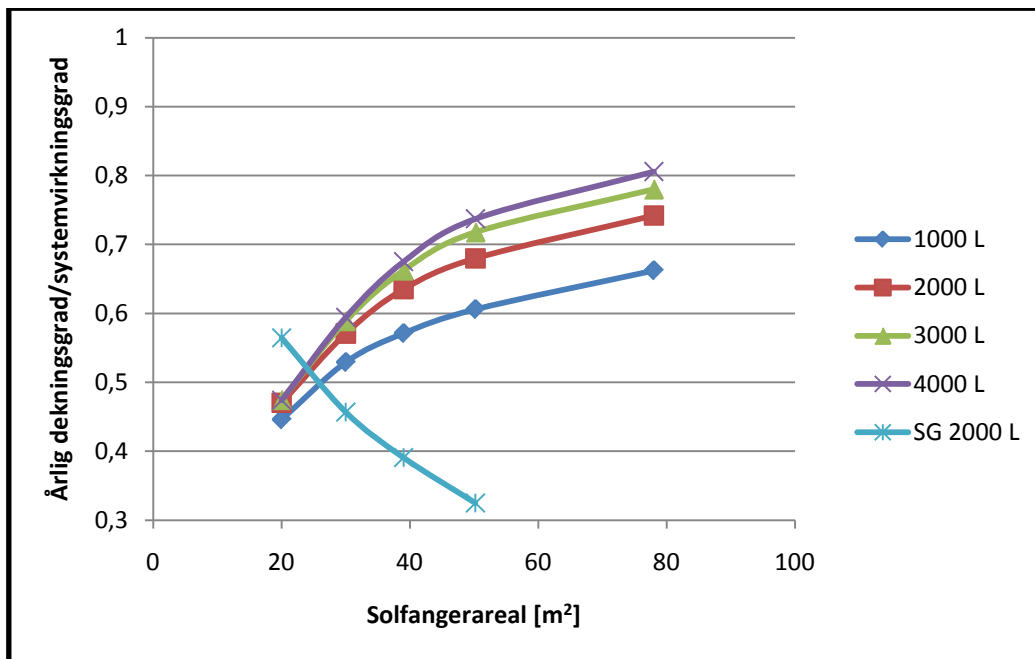
Det ble først undersøkt om den beregnede massestrømmen på 1300 kg/h var hensiktsmessig med å gjøre simuleringer med den plane solfangeren. Et solfangerareal på 78 m² og en lagringskapasitet på 3 m³ med en massestrøm på 1000 kg/h og en massestrøm på 1600 kg/h ga omtrent den samme dekningsgraden. Det antas derfor at massestrømmen er hensiktsmessig å bruke.

Som nevnt i kapittel 8.4 er helningsvinkelen i alle simuleringene for solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket 45°. Årlig systemvirkningsgrad er svært lik for forskjellige lagringskapasiteter. Derfor plottes bare systemvirkningsgraden for en lagringskapasitet på 2000 liter. Alle systemvirkningsgradene, samt alle andre verdier, kan som nevnt leses av i vedlegg D.

Figur 11.1 og figur 11.2 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuurrørsolfangeren på taket. Årlig dekningsgrad og årlig systemvirkningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter. Systemvirkningsgrader under 0, 3 er ikke plottet for å gi en mest mulig detaljert framstilling av variasjonen i den årlige dekningsgraden. Solfangerarealet er, som ellers i oppgaven, lysåpningsarealet. Et areal på 117 m², 30 % av maksimalt tilgjengelig areal på taket ble simulert for den plane solfangeren, men ikke for vakuurrørsolfangeren. Dette er fordi at dekningsgraden for vakuurrørsolfangeren med et solfangerareal på 78 m², 20 % av maksimalt tilgjengelig areal på taket, er allerede svært høy. I figur 11.1 er det et punkt som fraviker fra den ellers glatte kurven. Årsakene til dette vil bli diskutert i kapittel 12.2.



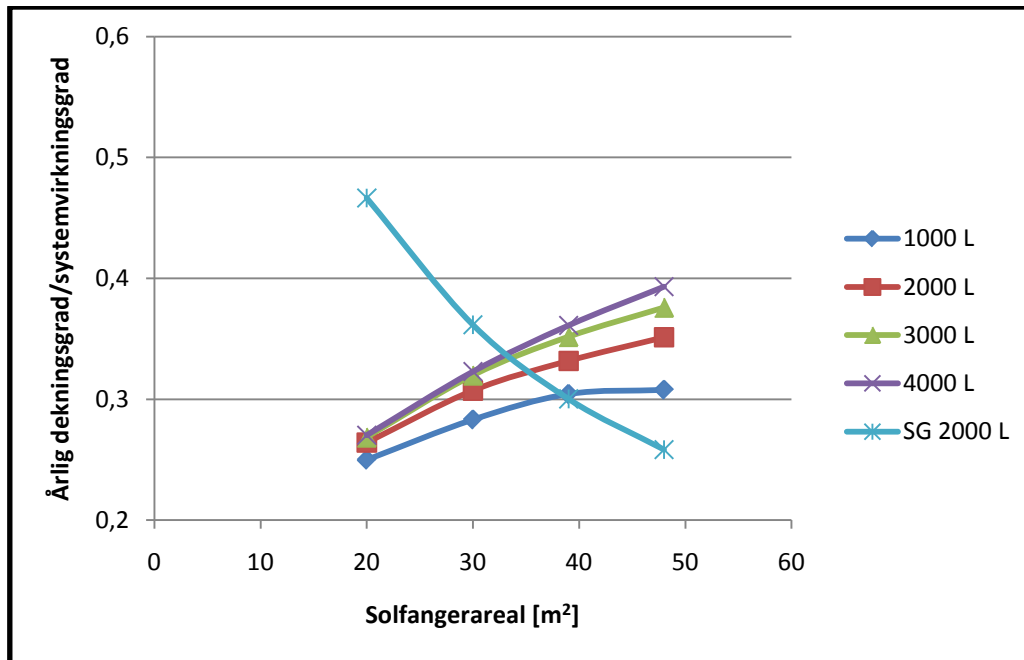
Figur 11.1. Plan solfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.



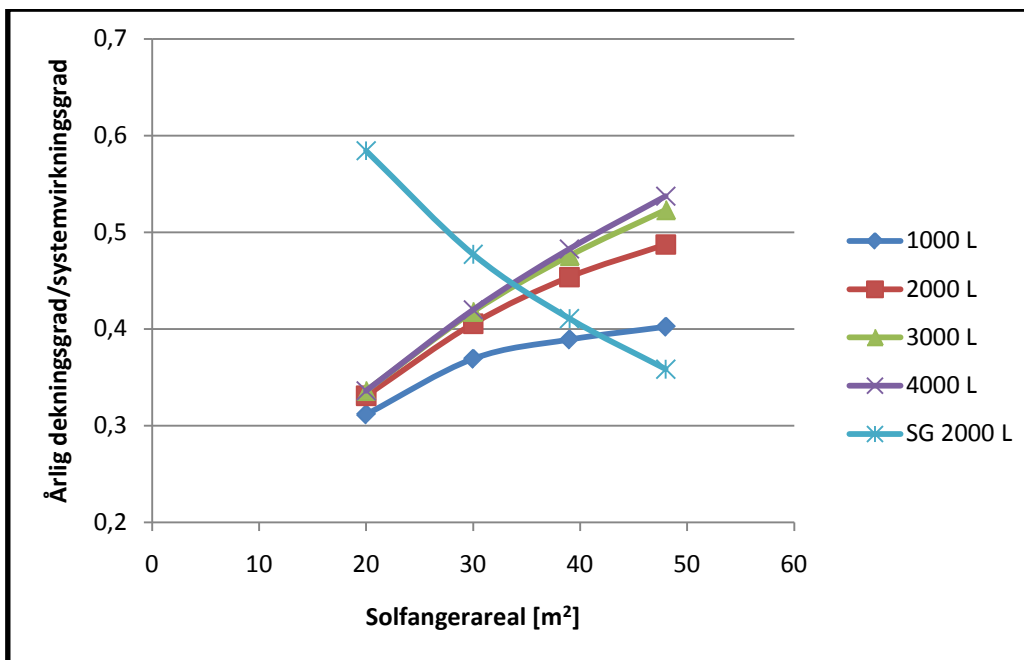
Figur 11.2. Vakuumrørsolfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

11.2.2 Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden

For å simulere et solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden ble alle solfangerne plassert på den vestlige fasaden, på grunn av antatte problemer med skygge på den østlige fasaden. Helningsvinkelen er 90° og asimutvinkelen er 60°. Figur 11.3 og figur 11.4 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuumrørsolfangeren på den vestlige fasaden. Årlig dekningsgrad og årlig systemvirkningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter.



Figur 11.3. Plan solfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann.

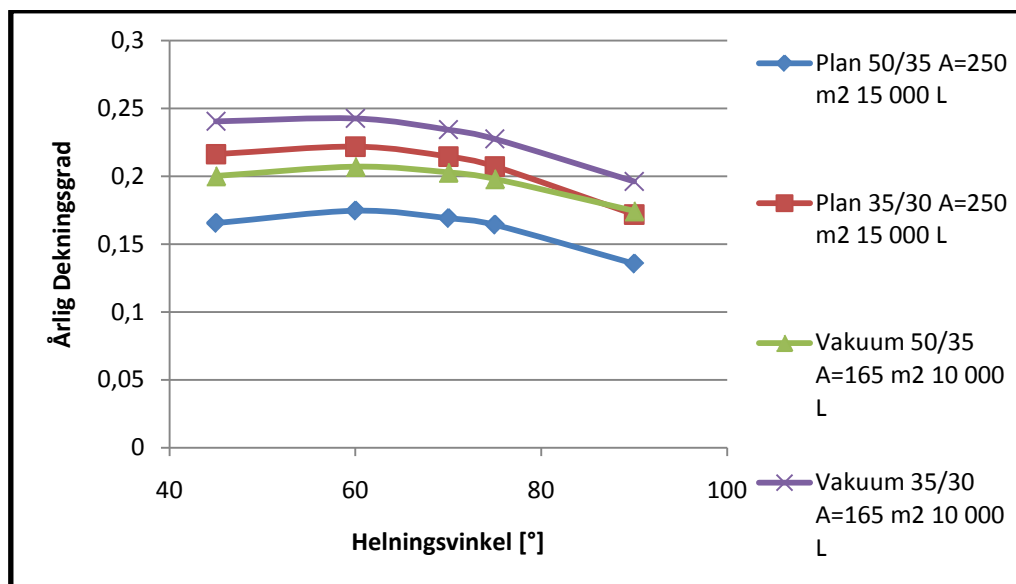


Figur 11.4. Vakuumsolfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann.

11.2.3 Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming

Som nevnt i kapittel 6.2 er det forskjellige anbefalinger av hva helningsvinkelen i et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming bør være. Det ble derfor utført simuleringer av et system med den plane solfangeren med et solfangerareal på 250 m² og en lagringskapasitet på 15 000 liter, og et system med vakuumsolfangeren med et solfangerareal på 165 m² og en lagringskapasitet på 10 000 liter. Dette ble gjort med både 35/30 °C og 50/35 °C i distribusjonsnettet i varmeanlegget. Den totale dekningsgraden for

både vann- og romoppvarming er framstilt i figur 11.5. Det er tydelig at det er små forskjeller på dekningsgraden, men en helningsvinkel på 60 ° har høyest dekningsgrad ved bruk av begge solfangerne og ved begge temperaturnivåene. Derfor ble denne helningsvinkelen brukt videre i simuleringene.



Figur 11.5. Dekningsgrad for forskjellige helningsvinkler.

Det ble så undersøkt om den beregnede massestrømmen på 5657 kg/h var hensiktsmessig for systemene nevnt over. Det ble gjort simuleringer med en massestrøm på 4000 kg/h og en massestrøm på 7000 kg/h, og dekningsgraden for de nevnte massestrømmene samt dekningsgraden for en massestrøm på 5657 kg/h er framstilt i tabell 11.3. Forskjellen i dekningsgraden er svært lav og det antas derfor at en massestrøm på 5657 kg/h er hensiktsmessig å bruke.

Tabell 11.3. Dekningsgrad for forskjellige massestrømmer.

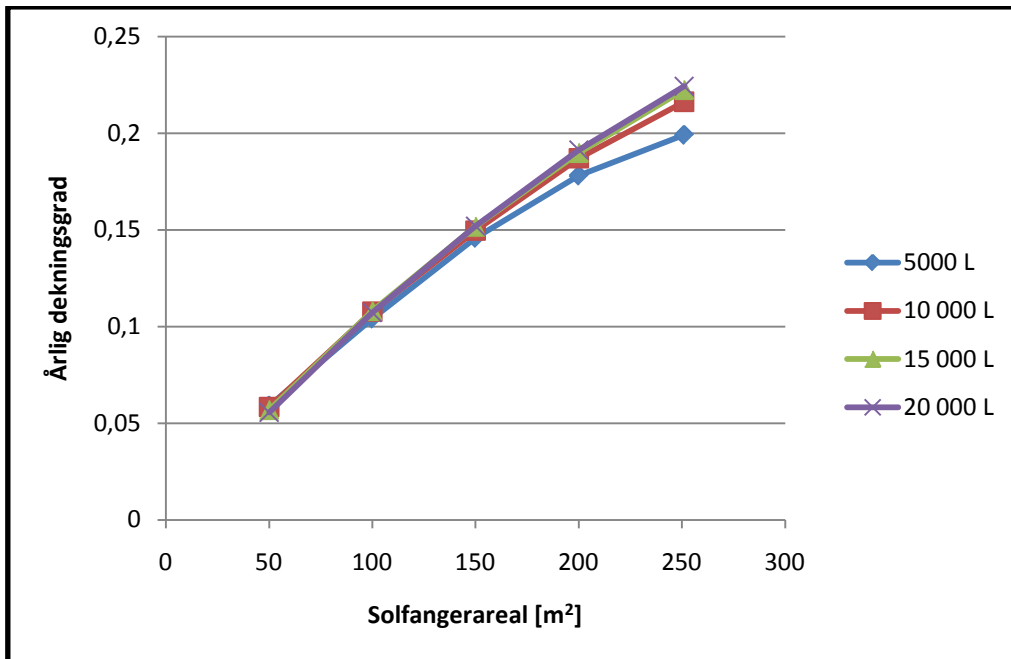
Massestrøm kg/h]	Plan solfanger og 35/30 °C	Plan solfanger og 50/35 °C	Vakuumsolfanger og 35/30 °C	Vakuumsolfanger og 50/35 °C
4000	0,216	0,172	0,241	0,207
5657	0,222	0,175	0,243	0,209
7000	0,223	0,175	0,240	0,202

Siden grafen for systemvirkningsgraden aldri krysser grafen til dekningsgraden for alle solvarmeanleggene for vann- og romoppvarming, blir systemvirkningsgraden presentert i en egen figur for å gi en bedre framstilling av resultatene.

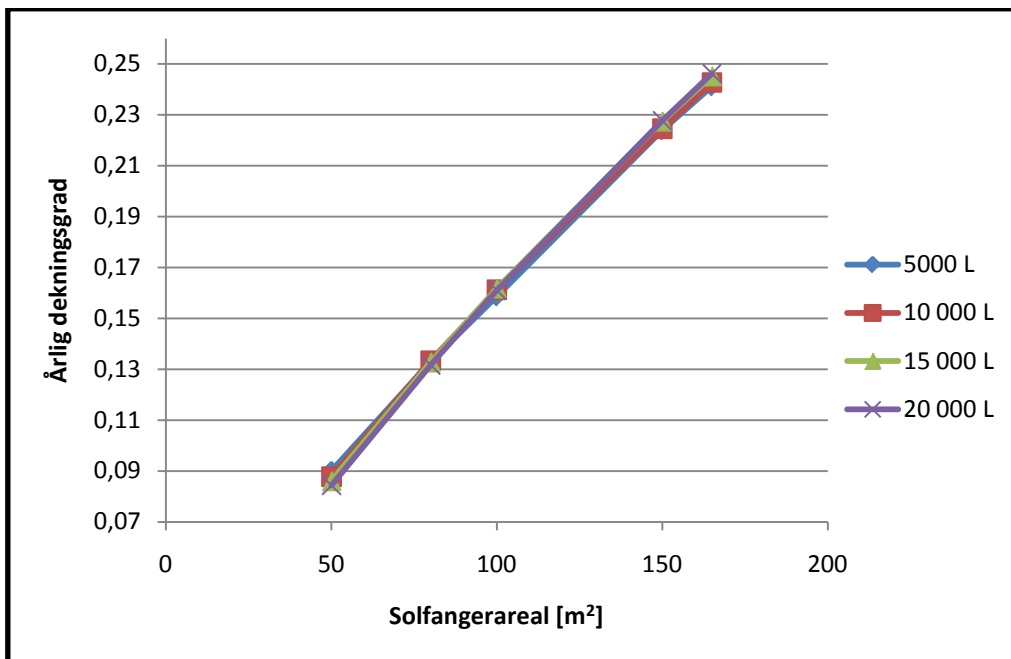
35/30 °C i distribusjonsnett

Figur 11.6 og Figur 11.7 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuumsolfangeren på taket. Turtemperaturen i distribusjonsnett er 35

°C og returtemperaturen er 30 °C. Årlig dekningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter.



Figur 11.6. Plan solfanger for vann- og romoppvarming med 35/30 °C i distribusjonsnett.

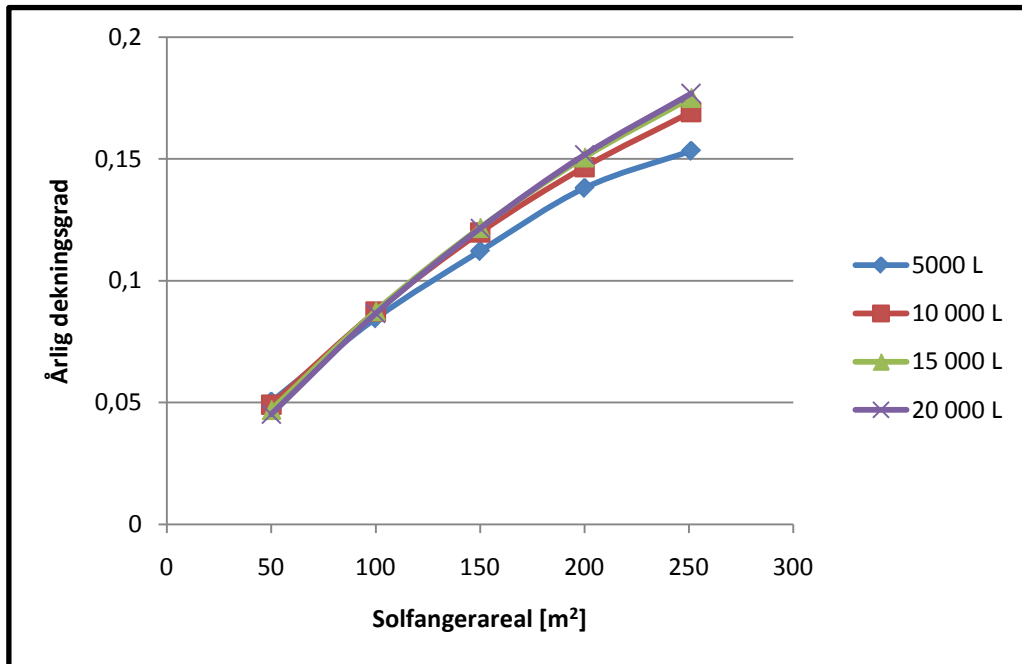


Figur 11.7. Vakuumrørsolfanger for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnett.

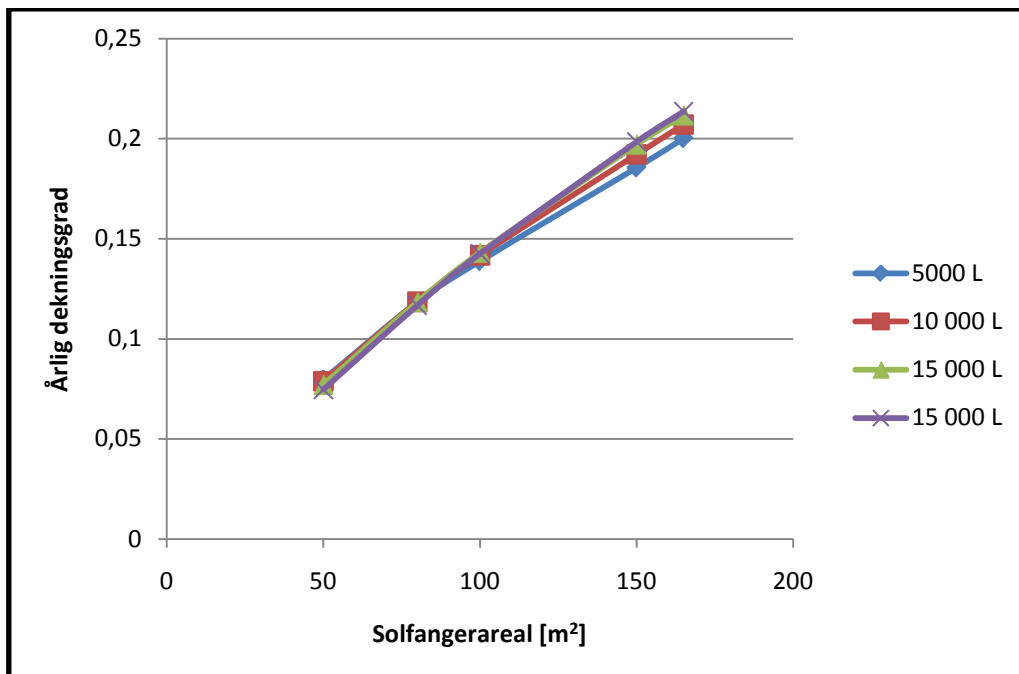
50/35 °C i distribusjonsnett

Figur 11.8 og figur 11.9 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuumrørsolfangeren på taket. Turtemperaturen i distribusjonsnett er 50

°C og returtemperaturen er 35 °C. Årlig dekningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter.



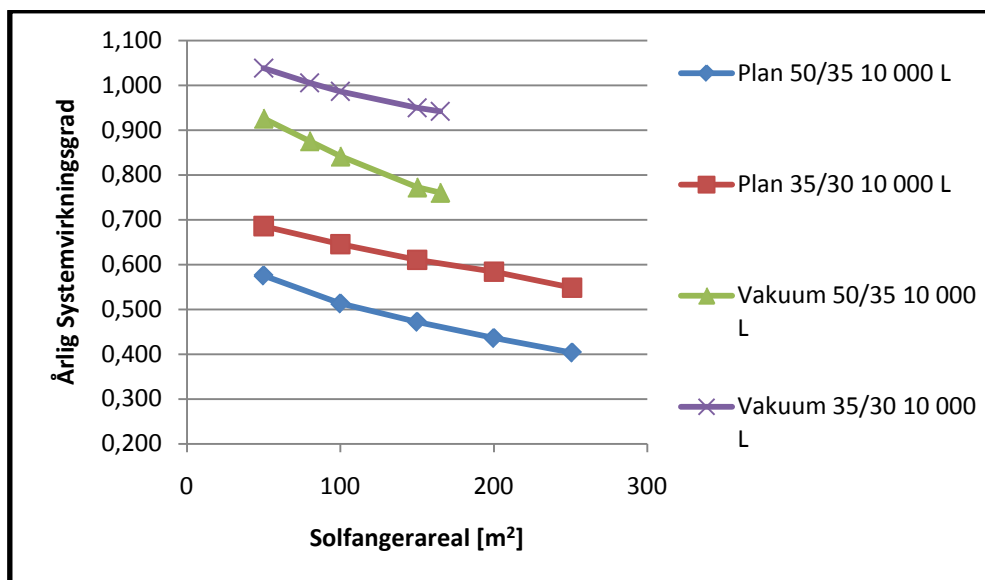
Figur 11.8. Plan solfanger for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnett.



Figur 11.9. Vakuumrørsolfanger for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnett.

Figur 11.10 viser årlig systemvirkningsgrad ved en lagringskapasitet på 10 000 liter for de forskjellige systemene for vann- og romoppvarming. For systemet med vakuumrørsolfanger,

et temperaturnivå på 35/30 °C, og en laringskapasitet på 10 000 liter blir årlig systemvirkningsgraden over 1. Grunnen til dette er at innfallsvinkelfaktoren er større enn 1 ved visse innfallsvinkler. Dette skyldes geometrien til vakuumsolfangeren og det vil bli beskrevet mer detaljert i kapittel 12.3.1.



Figur 11.10. Årlig systemvirkningsgrad for de forskjellige systemene for vann- og romoppvarming.

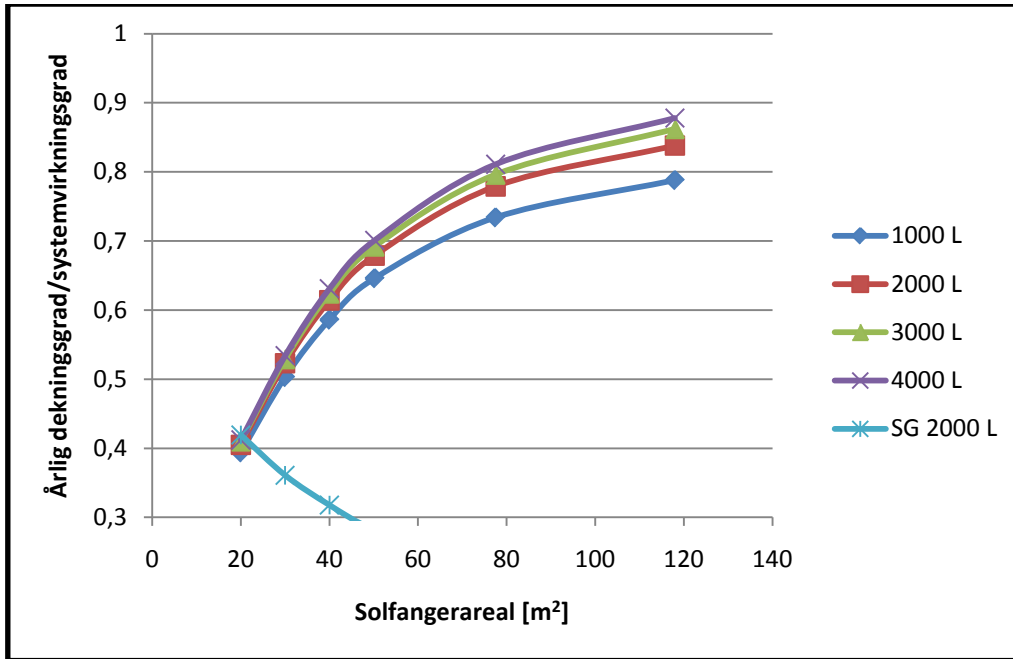
11.3 Simuleringer i Polysun

Vennligst se vedlegg E for tallverdiene til alle simuleringene i Polysun. Dekningsgraden ble beregnet ved å bruke ligning (11) og systemvirkningsgraden ble beregnet ved å bruke ligning (12). Q_s , varme fra solvarmeanlegget, er varme overført fra akkumulatortanken til kaldtvannet.

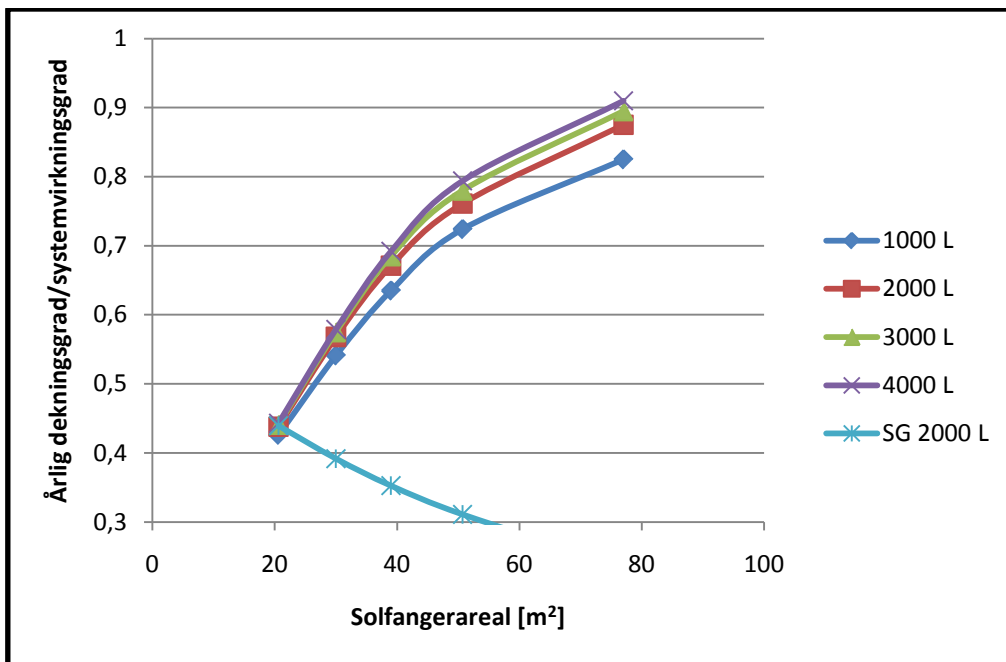
Her er også årlig systemvirkningsgrad svært lik for forskjellige lagringskapasiteter. Derfor plottes bare systemvirkningsgraden for en lagringskapasitet på 2000 liter.

11.3.1 Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket

Figur 11.11 og figur 11.12 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuumsolfangeren på taket. Årlig dekningsgrad og årlig systemvirkningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter. Systemvirkningsgrader under 0,3 er ikke plottet for å gi en mest mulig detaljert framstilling av variasjonen i den årlige dekningsgraden.



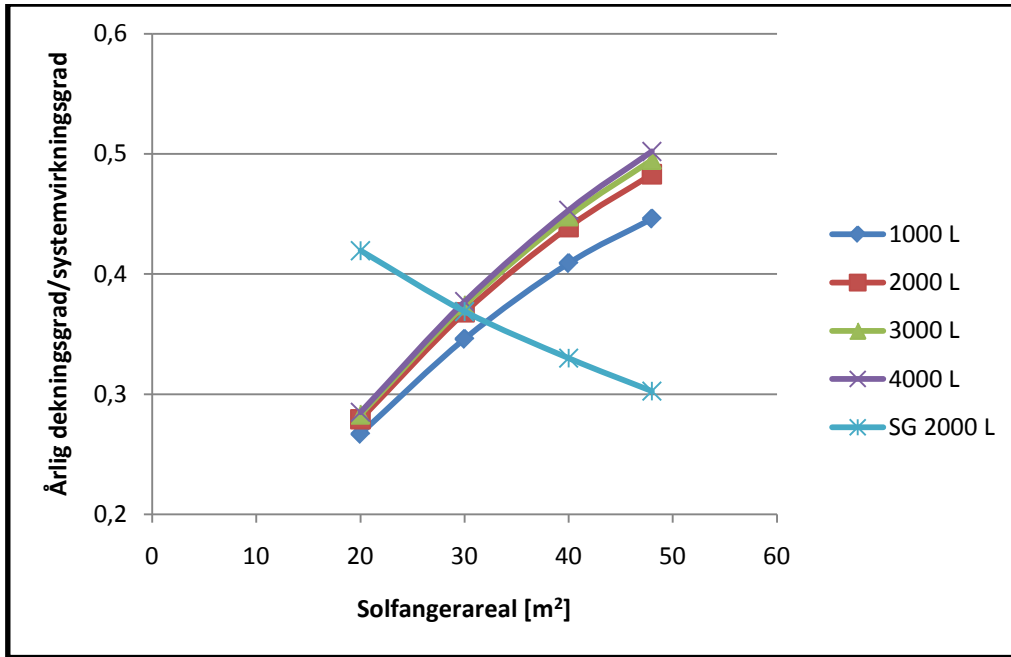
Figur 11.11. Plan solfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.



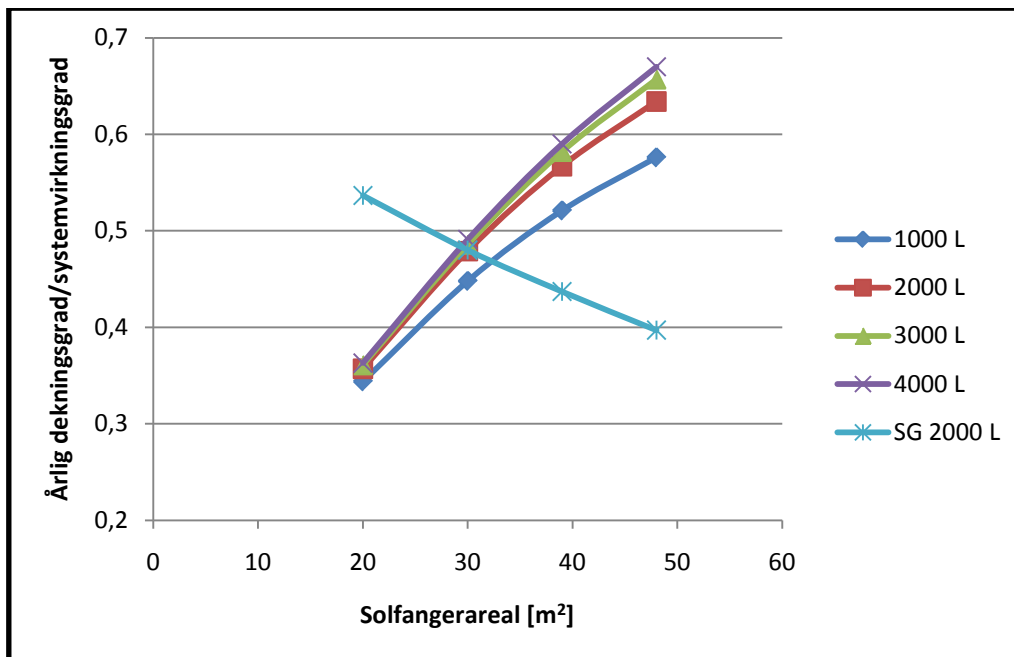
Figur 11.12. Vakuumsolfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

11.3.2 Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden

Figur 11.13 og figur 11.14 viser resultatene av simuleringene med henholdsvis den plane solfangeren og vakuumsolfangeren på den vestlige fasaden. Årlig dekningsgrad og årlig systemvirkningsgrad er plottet som funksjon av solfangerarealet, for forskjellige lagringskapasiteter. Alle solfangerne ble plassert på den vestlige fasaden på grunn av antatte problemer med skygge på den østlige fasaden.



Figur 11.13. Plan solfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann



Figur 11.14. Vakuumrørsolfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann

12 Diskusjon av resultater

12.1 Storøya Grendesenter

På Storøya Grendesenter er det en energimåler som måler levert varme fra akkumulatortankene til kaldtvannet. Dataene fra denne energimåleren blir dessverre ikke registrert, de kan bare leses av manuelt. Den 14. juni ble totalt levert varme gjennom hele perioden lest av manuelt til å være 5320 kWh. Dette tyder på at verdiene i tabell 11.2 som bruker en temperaturgrense, ΔT , på 5 °C gir de mest nøyaktige ukentlige verdiene for produsert varme og solvarmeanleggets dekningsgrad.

Tabell 11.2 viser at uansett hvilken temperaturgrense som blir brukt så er beregnet dekningsgrad veldig lav. Dette er overraskende siden dette er et solvarmeanlegg for forvarming av varmt forbruksvann og målingene er fra mars til og med mai. Systemet burde i denne perioden kunne gi en høyere dekningsgrad. Dette kan sammenlignes med simulerte verdier for kontorbygget med et solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann, med plane solfangere på taket, med et solfangerareal på 117 m², og en lagringskapasitet på 4000 liter. For den systemløsningen er levert varme fra solvarmeanlegget i mars, april, og mai henholdsvis 1517, 2274, 2364 kWh. Dekningsgraden er henholdsvis 68, 86, og 81 %. Dette medfører at hvis beregnet forbruk av fjernvarme er korrekt, så fungerer solvarmeanlegget veldig dårlig. Hvis beregnet forbruk av fjernvarme er for høyt så er det mulig at bruken av Storøya Grendesenter har vært lav.

Grendelederen på Storøya Grendesenter forteller at i måleperioden har det vært 295 elever på skolen, og omtrent 20 barn i snitt i barnehagen. Skolen og barnehagen ble ikke berørt av kommunestreiken i mai. Flerbrukshallen har vært brukt av elever fram til klokken 17:00 og fra 17:00 til 22:00 av idrettslag fra mandag til og med torsdag. Bordtennishallen ble brukt to dager i perioden i tilknytting til en turnering. Grendesenteret har altså vært i bruk, men det er ingen data på hvor mange som har brukt idrettshallen som faktisk har benyttet seg av dusjene, og det er der det virkelig store varmtvannsforbruket er. Men at det har vært bruk av grendesenteret kan tyde på at solvarmeanlegget fungerer dårlig.

Som nevnt i kapittel 5.2 er beregnet forbruk av fjernvarme svært usikkert siden beregningene antar at det er konstant massestrøm gjennom varmeveksleren hele døgnet. Dette er teoretisk mulig siden lagringstankene kan bli varmet opp om natta, men det er svært usikkert. Beregningene av utnyttbar varme fra solfangerne på ukebasis er også svært usikker, men sammenligning med avlest verdi fra energimåleren tyder på at verdiene med en temperaturbegrensning, ΔT , på 5 °C er ganske nøyaktige.

Solvarmeanlegget er helt nytt og endelig befarig på anlegget var ikke før 14. juni. Hvis solvarmeanlegget har hatt en lav dekningsgrad kan det være at dette endres hvis vedlikehold finner noen feil.

Det mangler noen temperaturmålinger i noen av ukene grunnet at serveren som registrerer dem har hatt tekniske problemer, men det er de samme timeverdiene som mangler på alle målingene. Bare timeverdier der alle temperaturene har blitt logget ble brukt i beregningene, unntatt etter 28. mai hvor bare produsert varme fra solvarmeanlegget ble beregnet. Dette er fordi at temperatursensoren etter varmeveksleren ikke fungerte etter 28. mai. Totalt mangler det 105 timemålinger over hele perioden. Det mangler timeverdier fra hele 16. mai og hele 17. mai, men begge disse dagene var grendesenteret stengt. Det reduserer derfor manglende timeverdier av betydning til 57 timer. De manglende målingene er nokså godt spredt ut over hele perioden, men de gjør allikevel beregningene enda mer usikre.

Som en oppsummering kan man si at målingene er svært usikre, men de antyder at solvarmeanlegget ikke fungerer særlig bra. Etter samtaler med veileder ble resultatene tatt med selv om de er usikre. Det er ønskelig å få et estimat over hvor bra solvarmeanlegget fungerer. I tillegg er det lagt ned mye arbeid i å få tak i målingene, og det er ønskelig å kunne vise fram et resultat av arbeidet. Det anbefales å starte registreringen av energimålerne så fort som mulig for å kunne få en bra analyse av hvor godt solvarmeanlegget fungerer.

12.2 Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann

Systemløsningene for oppvarming av varmt forbruksvann på taket oppnår relativt høye dekningsgrader. Den høyeste dekningsgraden for systemløsningene på taket som er simulert i TRNSYS, er omtrent 68 % for den plane solfangeren, og omtrent 80 % for vakuumsolfangeren. I Polysun er dekningsgraden enda høyere og for systemløsningene på taket er den høyeste dekningsgraden for den plane solfangeren omtrent 88 %, og for vakuumsolfangeren omtrent 91 %. Dette tyder på at det er fullt mulig å bygge et solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann med en svært høy dekningsgrad.

Systemløsningene for oppvarming av varmt forbruksvann på den vestlige fasaden greier maksimalt å dekke rundt 50-60 % av varmtvannsforbruket. Også her gir simuleringen i Polysun en høyere dekningsgrad enn simuleringene i TRNSYS, og vakuumsolfangeren gir høyere dekningsgrad enn den plane solfangeren.

Bruk av tommelfingerregler i tabell 8.1 for å oppnå en dekningsgrad på 50 % for et stort system for oppvarming av varmt forbruksvann, krevde et solfangerareal på 47,5 m² og en lagringskapasitet på 2375-3325 liter. Dekningsgraden basert på tommelfingerreglene er stort sett lavere enn dekningsgraden for systemene på taket, men omtrent like stor som dekningsgraden for systemene på den vestlige fasaden. Unntaket er dekningsgraden for den plane solfangeren på taket simulert i TRNSYS. Et solfangerareal på 50,2 m² og en lagringskapasitet på 2000 liter gir den plane solfangeren på taket en dekningsgrad på omtrent 50 %. Dette er svært likt dekningsgraden fra tommelfingerregelen.

Det virker som om tommelfingerregelen kan gi et greit overslag over hvor stort solvarmeanlegget må være for å kunne gi en dekningsgrad på 50 %. Overslaget er imidlertid svært usikkert og sier ingenting om månedlig dekningsgrad. Det kan derfor brukes på små solvarmeanlegg med lave kostnader hvor det sannsynligvis ikke lønner seg å gjøre en grundig analyse. På store systemer bør det imidlertid gjøres simuleringer for å få mer nøyaktige og detaljerte resultater.

En grunn til at dekningsgraden fra simuleringene generelt er høyere enn tommelfingerreglene er at energiforbruket til oppvarming av varmt forbruksvann sammenfaller bra med solinnstrålingen på hverdager siden det bare er varmtvannsforbruk når det er folk på kontoret. En annen grunn kan være et fordelaktig design med forvarming av kaldtvann. Som nevnt i kapittel 5.1 hevder Eicker (2003) at system med forvarming av kaldtvann vil ha et energiutbytte som ligger opp til 10 prosent høyere enn tradisjonelle system hvor arbeidsmediumet fra solfangerne varmeveksles med en varmtvannstank.

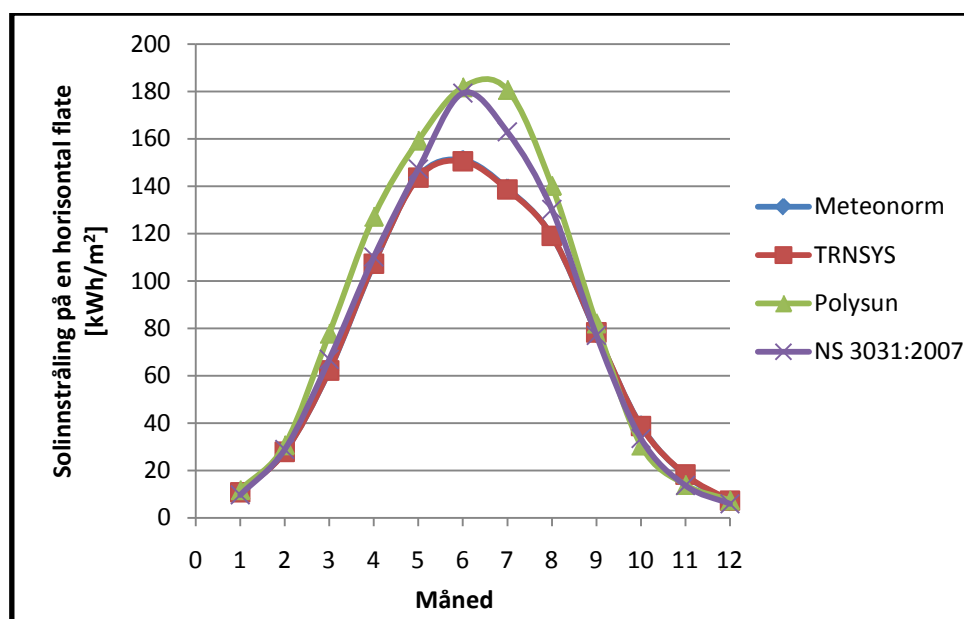
Det er ikke uventet at vakuumsolfangeren har høyere dekningsgrad siden varmetapskoeffisientene er mye lavere sammenlignet med varmetapskoeffisientene til den plane solfangeren. Gjennomsnittstemperaturen i Oslo er 5,9 °C og dette medfører et

betydelig varmetap fra solfangeren. Vakuumbørstolfangeren har i tillegg en fordelaktig sylindrisk absorberflate, og virkningen av dette vil bli diskutert i kapittel 12.3.

Grafene med årlig dekningsgrad som funksjon av solfangerarealet fra simuleringene i TRNSYS og Polysun har forholdsvis samme form, selv om dekningsgraden er høyere i simuleringene fra Polysun. Dette tyder på at begge simuleringprogrammene modellerer et fysisk korrekt solvarmeanlegg. En av grunnene til at både Polysun og TRNSYS ble brukt var nettopp å kunne sammenligne resultatene fra begge programmene. Hvis forholdet mellom solfangerareal og dekningsgrad eller lagringskapasitet og dekningsgrad var helt forskjellige ville det tydet på at det var noe galt med en eller begge modellene.

I figur 11.1 er det et punkt som fraviker fra den ellers glatte kurven. Solfangerarealet er 50, 2 m² og lagringskapasiteten er 1000 liter. Årsaken til dette er ikke kjent. Det ble gjort flere simuleringer for å se om det var noe feil med modellen under akkurat den simuleringen, men alle simuleringene ga det samme svaret. Generelt kunne det bli svært høye temperaturer i lagringstanken når kapasiteten bare var 1000 liter, og dette kan ha gjort simuleringene med en lagringskapasitet på 1000 liter mer ustabile.

Det er ikke bare dekningsgraden som er høyere i resultatene fra Polysun sammenlignet med resultatene fra TRNSYS. Solinnstrålingen på solfangerne, GA, er også høyere i resultatene fra Polysun sammenlignet med solinnstrålingen på solfangerne i resultatene fra TRNSYS. Solinnstrålingen på solfangerne er omtrent 13 % høyere i resultatene fra Polysun. Begge simuleringprogrammene bruker lysåpningsarealet og global solinnstråling som treffer solfangeren per kvadratmeter i beregningen av GA. I tillegg ble begge simuleringene gjort med klimadata fra Meteonorm siden Polysun bruker Meteonorm sin klimadatabase (Meteonorm, 2010). For å finne ut av årsaken til dette ble global solinnstråling på en horisontal flate basert på data fra klimafilen i TRNSYS og Polysun, samt klimadata fra Meteonorm og NS 3031 sammenlignet. Resultatet er vist i figur 12.1.



Figur 12.1. Global solinnstråling på en horisontal flate, data fra Meteonorm, TRNSYS, Polysun, og NS 3031:2007.

I figur 12.1. er verdiene fra TRNSYS og Meteonorm tilnærmet helt like og man ser derfor ikke den blå grafen basert på klimadataene fra Meteonorm. Dette var som ventet siden klimafilen i TRNSYS er fra Meteonorm. Det var imidlertid uventet at solinnstrålingen basert på data fra Polysun skulle være så forskjellig fra dataene fra Meteonorm. I TRNSYS var det mulig å lese av global solinnstråling på en horisontal flate, mens i Polysun måtte det gjøres en beregning. Verdiene fra Polysun ble beregnet ved å se på den totale solinnstrålingen (GA) på vakuumsolfangeren med en helningsvinkel på 0° , og så dele den totale solinnstrålingen på det totale lysåpningsarealet. Dette skal imidlertid gi rett resultater.

Verdiene for global solinnstråling fra Polysun er til og med høyere enn verdiene fra NS 3031 som har høyere verdier enn Meteonorm. Basert på dette virker det som om Polysun bruker for høye verdier for solinnstråling i simuleringene. Årlig global solinnstråling på en horisontal flate basert på verdier fra Polysun er beregnet til å være omtrent 13 % større enn årlig global solinnstråling på en horisontal flate basert på verdier fra TRNSYS. Dette forklarer den 13 % høyere solinnstrålingen på solfangerne i Polysun som ble brukt for å beregne total solinnstråling på solfangerne, GA. Det kan i stor grad også forklare hvorfor dekningsgraden i simuleringene fra Polysun blir høyere enn dekningsgradene i simuleringene fra TRNSYS.

Årsaken til det dårlige samsvaret mellom klimadataene fra Meteonorm og klimafilen er ikke kjent. En årsak kan være at databasen som Polysun bruker er litt forskjellig fra den oppdaterte databasen til Meteonorm. En annen årsak kan være delvis unøyaktig behandling av klimadataene. Grunnet de høye verdiene for global solinnstråling på en horisontal flate fra Polysun som samsvarer dårlig med klimadata fra Meteonorm, anses resultatene fra TRNSYS å være mest pålitelige og det er de som vil bli brukt i den videre analysen av systemløsningene.

Generelt sett så er systemvirkningsgraden veldig lav for systemløsningene. Dette er ikke uventet siden det ikke er noe forbruk av varmt forbruksvann om helgene. Dette medfører at i to av fem dager så øker verdien av solinnstråling på solfangerne, mens det vil være svært lite varme tilført systemet fra solfangerne.

12.3 Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming

Som ventet er dekningsgraden for systemene med en turtemperatur på 35 °C og en returtemperatur på 30 °C i distribusjonsnettene høyere enn for systemene med tur/returtemperatur på 50/35 °C. Dette er fordi lavere returtemperatur og lavere temperaturøkning medfører at temperaturen i akkumulatortankene kan være lavere. Dette medfører igjen at solfangerne kan gi utnyttbar varme ved lavere utetemperatur og ved lavere solinnstråling.

Med en tur/returtemperatur på 35/30 °C er maksimal dekningsgrad for simuleringene omtrent 22,4 % for den plane solfangeren, og omtrent 24,6 % for vakuumsolfangeren. Mens med en tur/returtemperatur på 50/35 °C er maksimal dekningsgrad for simuleringene omtrent 17,7 % for den plane solfangeren, og omtrent 21,4 % for vakuumsolfangeren. Det er tydelig at systemløsningene ikke kan gi høye dekningsgrader og dette var som ventet siden det er et svært dårlig samsvar mellom energiforbruk til oppvarming og solinnstråling som illustrert i figur 7.1.

En ulempe med lavere vanntemperaturer i distribusjonsnettene er økningen i arealet på heteflatene og dermed økte investeringskostnader for varmebatterier og radiatorer. For varmebatterier er merkostnaden lav. Merkostnaden ved å gå fra en tur/returtemperatur på 80/60 °C og helt ned til 50/30 °C i varmebatteriene i ventilasjonsanlegget, er bare rundt 1-2 % av kostnaden til hele ventilasjonsanlegget. Økte investeringskostnader for radiatorer ved å gå fra en tur/returtemperatur på 80/60 °C ned til 60/40 °C er 20-40 % av kostnaden til radiatorene. Ved å gå ned til en tur/returtemperatur på 50/30 °C i radiatorene er økte investeringskostnader 45-80 % av kostnaden til radiatorene ved en tur/returtemperatur på 80/60 °C (Ulseth, 2006). Det er altså en økonomisk begrensning på hvor lave vanntemperaturer som er optimalt i distribusjonsnettene i varmeanlegget.

Hvis en tur/returtemperatur på 35/30 °C skulle bli brukt ville det vært nødvendig med gulvvarme. Det er lite aktuelt å legge inn gulvvarme i kontorbygget, men temperaturene ble tatt med for å sammenligne hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg kunne fått i et kontorbygg med gulvvarme. Gulvvarme er dyrere enn å bruke radiatorer og det er derfor ikke utbredt i kontorbygg.

Som nevnt representerte en tur/returtemperatur på 50/35 °C temperaturen i distribusjonsnettene i Rambøll sitt kontorbygg når det antas at solvarmeanlegget kan gi noe

varmebidrag. Dette er en forenkling som gir mer unøyaktige resultater enn om det hadde blitt brukt vanntemperaturer som var kompensert for utetemperaturen over året. Men det antas at det ikke har så veldig mye å si for beregnet dekningsgrad, siden solvarmeanlegget ga lave dekningsgrader i månedene hvor vanntemperaturen i distribusjonssystemet er høyere.

En mulighet for å få en høyere dekningsgrad er å bygge bygg med både leiligheter og kontorlokaler. Siden timeprofilene for energiforbruk til vann- og romoppvarming utfyller hverandre vil dekningsgraden kunne bli høyere med det samme solfangerarealet. Man kunne da også utnyttet passiv soloppvarming av leilighetene ved å ha de på sørsiden, og kjølebehovet i kontorlokalene hadde blitt redusert hvis de var på nordsiden. Hvis det allerede var lagt opp til forvarming av kaldtvann hadde det da også vært mulig å forvarme kaldtvannet først med gråvann primært fra leilighetene.

I modellen som ble brukt i TRNSYS for å simulere solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming, se figur 9.1, er det gjort en forenkling med lagringstanken. Lagringstankene som er tilgjengelige i TRNSYS har bare et innløp og et utløp for oppvarmingskretsene. Derfor ble samme utløp og innløp brukt til både kretsen for romoppvarming og kretsen for varmtvannsberedning. Utløpet er koblet til pumpene i begge kretsene. Pumpene ble som nevnt styrt av regulatorer basert på temperaturdifferanser. Dette gjorde at selv om kretsene brukte samme utløp, så gikk det bare vann gjennom kretsen dersom regulatoren skrudde på pumpa. Dette sikret rett massestrøm i kretsene. Før innløpet til lagringstanken var det en blandeventil som blandet vannet fra begge kretsene siden lagringstanken bare hadde et innløp for oppvarmingskretsene. Det hadde vært ønskelig og hatt to innløp og to utløp slik at vannet som varmeveksles med oppvarmingskretsen kunne brukt et utløp helt på toppen av tanken, hvor vannet er varmest. Kaldvannet har en lavere temperatur enn returtemperaturen i distribusjonsnettet og kan derfor varmeveksles med kaldere vann litt lengre ned i lagringstanken. Denne løsningen ville sannsynligvis ha gitt en høyere dekningsgrad for systemet.

I modellen i TRNSYS for å simulere solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming ble det bare modellert en lagringstank med en varierende lagringskapasitet. En lagringskapasitet over 2000 liter hadde sannsynligvis medført at flere lagringstanker ville blitt brukt i et virkelig anlegg, og dette ville medført større tap i solvarmeanlegget. Siden det ikke ble tatt hensyn til dette i modellen antas det at dekningsgraden for system med stor lagringskapasitet er litt for høy sammenlignet med system med lavere lagringskapasitet. Man kan konkludere med at det er en del feilkilder knyttet til lagringstanken, men det antas at feilkildene er små.

Siden energiforbruket til vann- og romoppvarming er svært lavt om sommeren, mens solinnstrålingen er på sitt høyeste blir det et stort potensielt varmeoverskudd om

sommeren. Det hadde vært ønskelig å utnytte denne varmen. Et alternativ er å bruke varmen til absorpsjonskjøling som kan ta en del av kjølebehovet om sommeren. En annen mulighet hadde vært å levere overskuddsvarme til fjernvarmenettet. Det er lite trolig at Hafslund Fjernvarme ville kjøpt varme fra solvarmeanlegget om sommeren siden de på grunn av søppelforbrenning sannsynligvis også har et varmeoverskudd om sommeren. Absorpsjonskjøling er en mulighet som kunne vært lønnsom, men det er lite studier på dette området i Norge.

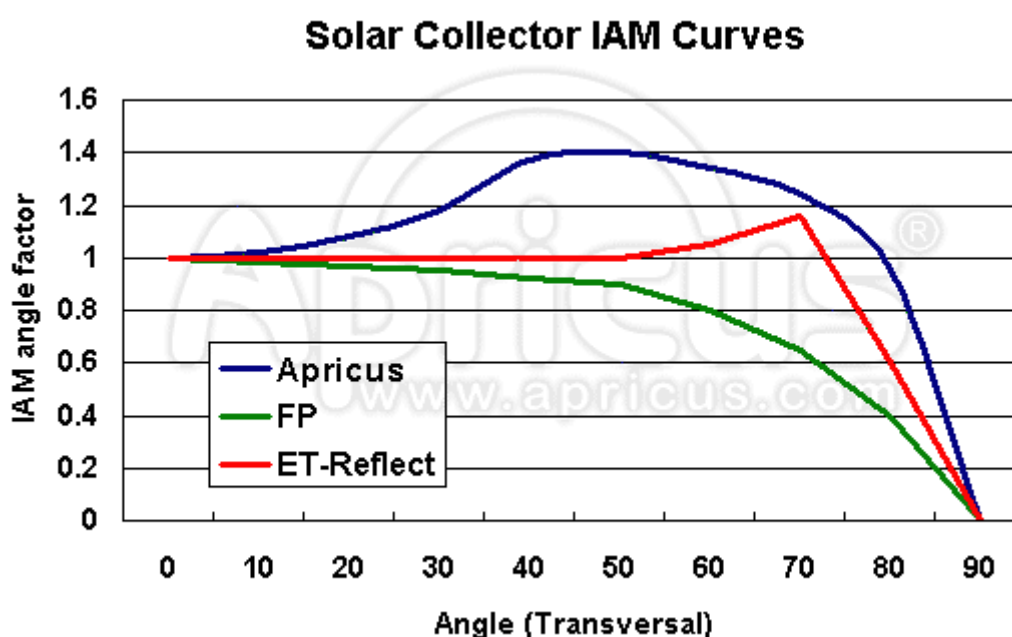
Hadde varmeanlegget hatt et varmepumpeanlegg hadde kanskje den beste løsningen for å utnytte varmeoverskuddet om sommeren vært å dumpe varmen i energibrønner, for å bruke den om vinteren. Det er denne løsningen solvarmeanlegget for kontorbygget i Larvik, omtalt i kapittel 4.6, bruker. Som nevnt i kapittel 7.3.1 er det foreslått å bygge et varmepumpeanlegg med energibrønner i tilknytting til kontorbygget. Hvis dette blir gjort er nok mulighetene for et solvarmeanlegg til å dekke deler av energibehovet for vann- og romoppvarming store.

Det ble gjort en test for å se hvordan resultatene fra simuleringene med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming var, sammenlignet med de estimerte verdiene for nødvendig solfangerareal og lagringskapasitet i tabell 8.1. Verdiene i tabell 8.1 er basert på tommelfingerregler. Et solfangerareal på 625 m² og en lagringskapasitet på 35 m³ ble simulert med den plane solfangeren med en helningsvinkel på 60° og en orientering rett syd. Tur/returtemperaturen i distribusjonsnettet var 35/30 °C. Denne tur/returtemperaturen ble valgt fordi det antas at tommelfingerregelen gjaldt for et oppvarmingssystem med gulvvarme. Dekningsgraden ble simulert til å være 39 %, mens estimert dekningsgrad ut fra tommelfingerreglene brukt i tabell 8.1 var 35 %. Dette viser at det er en sammenheng mellom tommelfingerreglene og simuleringene, og det er positivt for troverdigheten til resultatene fra simuleringene.

Figur 11.5 viser at en helningsvinkel på 60 ° ga størst dekningsgrad av de helningsvinklene som ble testet. Helningsvinkelen er nesten den samme som breddegraden i Oslo, 59° 56' Nord. Dette er en lavere helningsvinkel enn de som ble anbefalt av Ramlow (2006) og de spanske byggeforeskriftene (ESTIF, 2006), som nevnt i kapittel 6.2. De anbefalte henholdsvis en helningsvinkel som var 15° og 10° større enn breddegraden for solvarmeanlegg som primært ble brukt til romoppvarming. En grunn til denne forskjellen er kanskje at begge anbefalingene kommer fra breddegrader lengre syd, henholdsvis USA og Spania. Dette gjør at anbefalt helningsvinkel ikke blir så stor. Man oppnår dessuten en større dekningsgrad om vinteren i disse klimaene grunnet mer solinnstråling og for det meste høyere temperaturer. Dette gjør at en større helningsvinkel relativt til breddegrad kan være fordelaktig for solvarmeanlegg til vann- og romoppvarming i Spania og USA i forhold til i Norge.

12.3.1 Systemvirkningsgrad

Som nevnt i resultatdelen blir systemvirkningsgraden over 1 for systemet med vakuumrørsolfanger, temperaturnivå på 35/30 °C, og en laringskapasitet på 10 000 liter i figur 11.10. Grunnen til dette er at innfallsvinkelfaktoren er større en 1 ved visse innfallsvinkler, og dette illustreres i figur 12.2. I figur 12.2 er innfallsvinkelfaktoren plottet for ulike projeksjoner av innfallsvinkelen på det tversgående planet av solfangeren. Dette er gjort for vakuumrørsolfangeren som ble brukt i simuleringene Apricus AP-20, en tenkt plan solfanger med høy effektivitet (FP), og en vakuumrørsolfanger med et reflekterende panel under vakuumrørene (ET-Reflect). Projeksjonen av innfallsvinkelen på det tversgående planet varierer over dagen ettersom solen beveger seg over himmelen. Dette er illustrert i figur 9.2.



Figur 12.2. Innfallsvinkelfaktoren som funksjon av forskjellige projeksjoner av innfallsvinkelen på det tversgående planet (Apricus Solar Hot Water, 2010).

Innfallsvinkelfaktoren er definert til 1 når innfallsvinkelen er vinkelrett på solfangeren, det vil si en vinkel på 0° i det tversgående planet. For plane solfangeren har innfallsvinkelfaktoren maksimal verdi når innfallsvinkelen er vinkelrett på solfangeren og verdien er mindre om morgenen og ettermiddagen. Vakuumrørsolfangere gir ofte faktorer over 1 på morgenen og ettermiddagen fordi reflekterende panel og refleksjoner fra vakuumrør påvirker den relative ytelsen til solfangerne. Figur 12.2 viser at Apricus AP-20 har en helt annerledes kurve enn de to andre solfangerne og det skyldes at solfangeren har en sylindrisk absorptorflate som alltid er vinkelrett på innfallsvinkelen. Ved en innfallsvinkel på 40-50 ° på det tversgående planet har solfangeren maksimal ytelse og dette tilsvarer tider på døgnet da det er mye solinnstråling og høyt energiforbruk i kontorbygget. Solfangerne har maksimal ytelse ved denne innfallsvinkelen fordi det er da ikke noe solinnstråling som

treffer mellom solfangerne og dette vises i figur 12.3. Dette er en del av forklaringen på at systemvirkningsgraden kan bli større enn 1 siden innfallsvinkelfaktoren multipliseres med η_0 og den utnyttbare varmeproduksjonen kan da være høyere enn solinnstrålingen (Apricus Solar Hot Water, 2010).

En annen faktor er at solvarmeanleggene for vann- og romoppvarming i simuleringene, er svært underdimensjonert og de kan derfor levere varme ofte, men dekningsgraden er veldig lav. Men levert varme i forhold til solinnstråling blir da høy. En siste faktor er at når solinnstrålingen på solfangerne beregnes brukes lysåpningsarealet til solfangerne, ikke bruttoarealet. Bruttoarealet er omtrent 53 prosent større enn lysåpningsarealet. Dette medfører at det er langt mer solinnstråling på hele solfangeren enn den utnyttbare varmeproduksjonen. For den plane solfangeren er bruttoarealet bare omtrent 7 prosent større enn lysåpningsarealet og solinnstrålingen brukt til å beregne systemvirkningsgraden er da omtrent lik solinnstrålingen som treffer hele solfangeren.



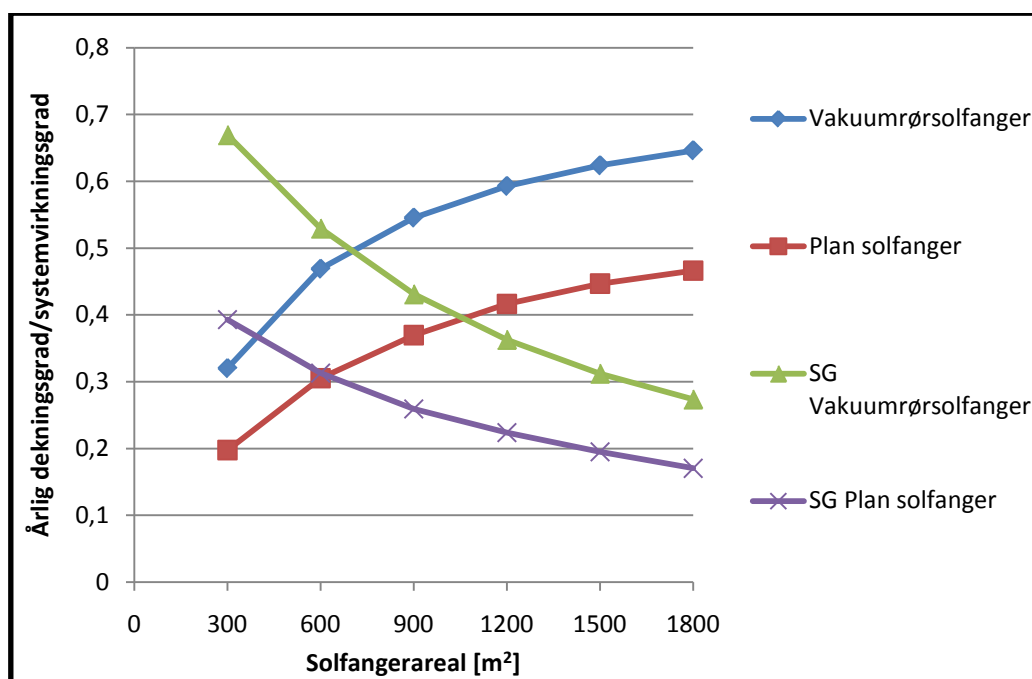
Figur 12.3. Vakuurrør sett rett ovenfra (0 °), sett fra 40 °, og sett fra 90° på det tversgående planet (Apricus Solar Hot Water, 2010).

12.3.2 Større solfangerareal

Det ble gjort noen simuleringer for å se hvor stor dekningsgrad solvarmeanlegget for vann- og romoppvarming kunne ha gitt for svært store solfangerareal. Resultatet er framstilt i figur 12.4. Lagringskapasiteten er 60 000 liter og temperaturen i distribusjonsnett er

50/35 °C. Et temperaturnivå på 50/35 °C i distribusjonsnettet ble valgt fordi dette er et vanligere temperaturnivå i kontorbygninger, sammenlignet med 35/30 °C og gulvvarme. Fra figuren er det tydelig at økningen i dekningsgrad per ekstra solfangerareal avtar. Hvis det antas at et optimalt teknisk solfangerareal er der hvor grafen for systemvirkningsgraden krysser dekningsgraden, er optimalt teknisk solfangerareal for henholdsvis den plane solfangeren og vakuumsolfangere omtrent 600 m² og omtrent 700 m². Dette er imidlertid ikke nødvendigvis de mest økonomiske solfangerarealene. I tillegg er teknisk optimalt solfangerarealet basert på tommelfingerregler som er unøyaktige.

Figur 12.4 viser også at det er en grense for hvor stor dekningsgrad et solvarmeanlegg kan gi, selv ved svært store solfangerareal. Dette er grunnet høyt forbruk i desember, januar, og februar, kombinert med lite solinnstråling og lave temperaturer. Det er derfor vanskelig å få en høy dekningsgrad i de nevnte månedene. Og på grunn av det høye energiforbruket til vann- og romoppvarming i de nevnte månedene blir derfor årlig dekningsgrad redusert.



Figur 12.4. Årlig dekningsgrad/systemvirkningsgrad for den plane solfangeren og vakuumsolfangeren med en lagringskapasitet på 60 000 liter.

Verdiene for årlig dekningsgrad i Figur 12.4 er sannsynligvis litt optimistiske. Med svært store solfangerareal og svært stor lagringskapasitet blir det større tap i systemet og sannsynligvis mer komplisert vedlikehold. Det blir samtidig svært mye overskuddsvarme om sommeren som ikke blir utnyttet. Den maksimale dekningsgraden som ble simulert er omtrent 65 % av energibehovet til vann- og romoppvarming. Men for å få en så stor dekningsgrad kreves det et enormt bruttoareal av vakuumsolfangere. Et lysåpningsareal på 1800 m² gir et bruttoareal på 2769 m².

12.3.3 Annen mulig bruk av flate tak på kontorbygg

Flate tak på kontorbygg er et godt egnet sted for å installere solfangerer fordi det er lite skygge, solfangerne kan orienteres mot sør, og man kan gi solfangerne en optimal helningsvinkel. Men det er også mulig å installere solceller på taket for å produsere strøm til bygningen og muligens levere til nettet når det er overproduksjon. Det ble derfor gjort noen enkle beregninger av hvor mye strøm solceller på taket kunne produsert hvis solcellene var knyttet til nettet og kunne levere strøm til nettet når det var overproduksjon.

I beregningene er det tatt utgangspunkt i en solcelle fra Schüco (Schüco S 175-SP-3, 2010). Ifølge Eicker (2003) produserer solceller knyttet til nettet i Tyskland omtrent 700-1000 kWh/kP_{mpp} · P_{mpp} er maksimal effekt fra solcellen under test, og verdien til solcellen er 175 W. Ved å bruke samme beregningsmåte som i kapittel 9.2 er det beregnet at maksimalt antall solceller på taket er 156 stykker. Dette gir en total maksimal effekt på 27,3 kW. Produsert elektrisitet blir da 19 110 – 27 300 kWh per år.

Effektiviteten til en solcelle er målt under standardiserte tester og er elektrisk effekt dividert på solinnstråling. Effektiviteten til solcellen er 12,7 % og denne verdien kan også brukes til å gjøre et overslag over mulig produsert elektrisitet fra solcellene. Beregninger fra Meteororm gir årlig solinnstråling på en flate vendt mot sør med en helningsvinkel på 45 °, til å være 1266 kWh/m². 156 solceller gir et totalt areal på 218,4 m² og dette gir en elektrisitetsproduksjon på omtrent 35 114 kWh per år. Dette er en svært optimistisk verdi da den er basert på en effektivitet under testforhold som ikke blir justert for reelle forhold.

Med en tur/returtemperatur i distribusjonsnettet på 50/35 °C kan de plane solfangerne på taket maksimalt dekke 17,7 % av energiforbruket til vann- og romoppvarming, mens vakuumrørsolfangerne kan gi en dekningsgrad på 21,4 %. Dette medfører at den plane solfangeren kan levere omtrent 122 862 kWh varme, mens vakuumrørsolfangeren kan levere omtrent 148 545 kWh varme. Den mest optimistiske energiproduksjonen fra solcellene er mindre enn 30 % av energiproduksjonen til solfangerne. Dette vil si at å bruke solceller istedenfor solfangerer på taket gir en mye mindre energibesparelse og et slikt system vil mest sannsynlig ha en mye dårligere økonomi.

13 Videre analyse av systemløsningene

Basert på resultatene av simuleringene i TRNSYS har det blitt utført en videre analyse av 9 systemløsninger som kan være aktuelle hvis det blir bygget et solvarmeanlegg. Disse 9 systemløsningene er presentert i tabell 13.1. Grunnen til at månedlig dekningsgrad i tabell 13.1 ikke blir 100 %, selv i sommermånedene, er at varmevekslerne bare forvarmer kaldtvannet og vannet i distribusjonsnettet. Det vil derfor være noen tidspunkt hvor det er et lite oppvarmingsbehov som tilsatsvarmekilden må ta. Det vil i de to neste delkapitlene bli gjort henholdsvis en økonomisk analyse og en rask analyse av hvor store reduksjoner av klimagassutslipp systemløsningene kan gi.

Tabell 13.1. Valgte systemløsninger for videre analyse.

Solvarmeanlegg for	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Vann/rom-oppvarming 35/30 °C	Vann/rom-oppvarming 35/30 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C
Plassering	Tak	Tak	Tak	Fasade	Fasade	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Solfanger	Plan	Vakuu	Vakuu	Plan	Vakuu	Plan	Vakuu	Plan	Vakuu	Vakuu
Nummer på systemløsning	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Solfangerareal [m ²]	50,2	30	78	48	48	251	165	251	165	100
Lagringsskapasitet [L]	2000	2000	3000	2000	2000	10000	10000	10000	10000	5000
Januar [%]	16,8	20,5	30,4	10,4	18,2	2,7	3,5	2,3	3,1	2,0
Februar [%]	43,6	49,4	84,0	31,5	45,8	10,7	12,3	9,5	11,5	7,1
Mars [%]	48,5	58,0	83,0	35,6	49,9	15,9	18,2	13,4	16,6	10,3
April [%]	65,5	73,8	94,4	42,5	61,5	44,9	49,4	40,8	47,8	30,8
Mai [%]	62,7	70,6	89,1	42,0	59,5	63,4	70,3	58,7	69,8	50,9
Juni [%]	61,8	66,3	90,2	35,6	47,5	83,4	88,9	78,1	87,5	75,7
Juli [%]	81,2	93,1	86,6	58,9	79,3	93,6	96,5	91,3	94,2	93,1
August [%]	61,6	69,2	93,1	39,7	53,5	84,7	89,5	79,1	88,4	78,6
September [%]	56,9	63,3	92,4	48,4	61,7	55,4	59,1	54,3	61,9	42,2
Oktober [%]	50,2	55,4	79,3	39,3	51,9	22,5	22,8	19,6	21,4	13,3
November [%]	34,3	40,7	66,1	24,6	36,3	11,8	14,0	9,3	12,8	7,9
Desember [%]	20,6	24,0	35,9	14,6	22,2	2,1	3,2	1,6	2,7	1,7
Årlig Dekningsgrad [%]	50,5	57,1	78,0	35,1	48,7	21,6	24,3	16,9	20,7	13,9

For solvarmeanleggene for varmt forbruksvann med solfangere på taket ble det valgt to systemer med et lite solfangerareal i forhold til maksimalt mulig solfangerareal. Det ble tatt hensyn til at grafen for systemvirkningsgraden krysset grafen for dekningsgraden for små solfangerareal. Det er allikevel ønskelig å velge systemløsninger som kan gi en dekningsgrad av en viss størrelse, slik at man merker at bygningen har et solvarmeanlegg som gir sparte energikostnader og produserer fornybar varme. De to systemløsningene som ble valgt har derfor begge en dekningsgrad på over 50 %. Det ble i tillegg valgt en systemløsning med vakuuromsolfangeren og et solfangerareal på 78 m² for å se hvordan økonomien i et stort system er.

For solvarmeanleggene for varmt forbruksvann med solfangere på den vestlige fasaden ble det valgt maksimalt areal for at anleggene skulle kunne gi en dekningsgrad av en viss størrelse.

For solvarmeanleggene for varmt forbruksvann ble det valgt systemer med en lagringskapasitet på 2000 liter, unntatt for systemløsning 3 hvor 3000 liter er valgt. Dekningsgraden øker veldig mye fra 1000 liter til 2000 liter, og økningen avtar så større lagringskapasiteten er. Generelt sett gir større lagringskapasitet en høy økning i dekningsgrad per ekstra investert krone, hvis investeringskostnaden for en 2000 liter akkumulatortank som blir gitt i kapittel 13.1 er korrekt. Men simuleringene tar ikke hensyn til at det blir mer tap i et system med flere tanker. Både varmetapet og trykktapet i systemet vil øke. I tillegg er det sannsynligvis begrenset med plass i det tekniske rommet og dette er en viktig begrensning. Størstedelen av energiforbruket til vann- og romoppvarming er dessuten når det er mest sol på grunn av brukstiden til kontorbygget. Alt dette er det tatt hensyn til, og de største lagringskapasitetene er derfor ikke brukt.

For systemløsningene for vann- og romoppvarming, krysset aldri grafen for systemvirkningsgraden grafen for dekningsgraden. Dette indikerer at systemene er svært underdimensjonert i forhold til energibehovet til vann- og romoppvarming og maksimalt tilgjengelig areal ble derfor valgt for alle systemene unntatt ett. En lagringskapasitet på 10 000 liter virket hensiktsmessig når det blir tatt hensyn til de negative aspektene ved veldig stor lagringskapasitet. Solvarmeanlegget for vann- og romoppvarming som ikke har maksimalt areal har et solfangerareal på 100 m² og en lagringskapasitet på 5 000 liter. Dette for å se om et mindre solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming kunne være mer lønnsomt. For denne systemløsningen ble vakuumsolfangeren brukt med et temperaturnivå i distribusjonsnett på 50/35 °C.

Et viktig moment når de ulike systemløsningene sammenlignes er om de er økonomisk lønnsomme. De anbefalte systemløsningene sammenlignes derfor nærmere i en økonomisk analyse.

13.1 Økonomiske analyse av systemløsningene

Temaveiledningen til energiforeskriftene i teknisk forskrift (Statens bygningstekniske etat, 2007) gir eksempler på hvordan man kan bruke nåverdiberegninger til å vurdere lønnsomheten av alternative oppvarmingssystem. Denne veilederen ble brukt i den økonomiske analysen. Veilederen ble også brukt av Andresen (2008) i hans nåverdiberegninger. Vedlegg F gir alle investeringskostnader og alle beregninger brukt i den økonomiske analysen.

Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle inn- og utbetalinger tilbakeføres til et gitt tidspunkt. Metoden er uavhengig av hvilket tidspunkt som velges, men som regel benyttes

investerings- eller beregningstidspunktet. Positiv nåverdi betyr at investeringen er lønnsom i forhold til et annet alternativ. Her vil alternativet være å bare bruke fjernvarme. Formelverket som ble benyttet er omtrent det samme som formelverket i temaveiledningen til energiforeskriftene i teknisk forskrift. Forskjellen er at alle mine investeringskostnader er merkostnader, mens i veiledningen regner de investeringskostnader for både et system basert på fornybar energi og ett basert på elektrisitet/fossile brensler. Basert på de verdiene beregnes de eventuelle merkostnader. Følgende formelverk ble benyttet (Statens bygningstekniske etat, 2007):

$$NV = B \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} - \sum (I_0 + I_1 + I_2 + \dots) \quad (23)$$

Hvor:

- NV er nåverdi.
- Levetid (n) for en bygning er satt til 50 år som anbefalt.
- I_0 er investeringskostnaden for solvarmeanlegget.
- I_1, I_2, \dots er nåverdien av fremtidige investeringskostnader, for å opprettholde solvarmeanleggets funksjon gjennom bygningens levetid.

$$I_1 = \frac{I}{(1 + r)^{m-1}} \dots I_2 = \frac{I}{(1 + r)^{m-2}} \dots OSV \quad (24)$$

- Levetiden (m) til solvarmeanlegget er satt til 20 år og 30 år i beregningene. Anbefalingen er 20 år for en teknisk installasjon, men annen levetid kan benyttes der dette kan dokumenteres.
- Kalkulasjonsrente (r) er satt til 4 % som anbefalt.
- B er årlig privatøkonomisk besparelse.

$$B = QP \quad (25)$$

- Q er varmebehov i kWh/år som dekkes av valgt energiløsning.
- P er aktuell kWh-pris, her prisen for fjernvarme. I veiledningen brukes årsgjennomsnittlig pris, men det vil her bli brukt månedspriser. Dette fordi solvarmeanlegget leverer minst varme når prisene er høyest, og dette bør være med i analysen.

Det har blitt gjort beregninger med en levetid for solvarmeanlegget på både 20 år og 30 år. Temaveiledningen til energiforeskriftene i teknisk forskrift anbefaler 20 år, men siden både

The German Solar Society (2005) og Eicker (2003) mener at en levetid på 30 år er mest korrekt har det blitt gjort beregninger for denne levetiden også.

13.1.1 Investeringskostnader

Ifølge hjemmesidene til "Skjølberg Energiteknikk" (2009) koster en AP-20 vakuumrørsolfanger 8750 kr inkludert merverdiavgift. "Skjølberg Energiteknikk" har informert gjennom personlig kommunikasjon at prisen for en AP-20 vakuumrørsolfanger kan gå ned til 6875 kr per solfanger inkludert merverdiavgift i store kvantum, og denne prisen vil bli brukt i de økonomiske beregningene. Prisen for SchücoSol.2 på Storøya Grendesenter var omtrent 6632 kr per solfanger inkludert merverdiavgift. Prisen for SchücoSol.2 brukes for CTE 520 CH 2 solfangeren siden de tekniske dataene for solfangerne er svært like.

Schüco International KG, avd. Norge (2010) selger akkumulatortanker uten innvendige varmevekslere som er godt egnet til akkumulatortanker i solvarmeanleggene som har blitt simulert. Etter samtaler med Bjørnulf (2010), som arbeider i Schüco International KG, avd. Norge, har kostnaden for en slik akkumulatortank på 2000 liter og med isolasjon blitt estimert til 25 000 kr inkludert merverdiavgift. Det antas at for eventuelle løsninger med en lagringskapasitet som er et oddetall kan 12 500 kr inkludert merverdiavgift brukes som investeringskostnad for den ene tanken.

De resterende investeringskostnadene bestemmes på bakgrunn av investeringskostnadene for solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter, eksklusiv investeringskostnadene for solfangerne og akkumulatortankene. Disse verdiene er gitt av Rambøll som arbeidet som rådgivende ingeniør på solvarmeanlegget. Fra verdiene er det beregnet faste kostnader på omtrent 41 605 kroner ekskludert merverdiavgift. I tillegg er det kostnader som er avhengig av antall solfanger og disse beregnes for de forskjellige systemløsningene. Vennligst se vedlegg F for en oversikt over alle investeringskostnadene.

I tillegg trengs det investeringskostnader for varmeveksleren med kaldtvann og varmeveksleren med fjernvarme. Investeringskostnaden til en varmeveksler er tatt fra dokumentet med investeringskostnadene for solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter. Investeringskostnaden for en varmeveksler inkludert merverdiavgift er omtrent 38 955 kr.

Som nevnt i kapittel 4.5 hevder The German Solar Society (2005) at vedlikeholdskostnader per år kan estimeres til 0,3-0,5 prosent av investeringskostnadene. I den økonomiske analysen ble derfor en årlig vedlikeholdskostnad på 0,4 % brukt. Nåverdien av fremtidige investeringskostnader, for å opprettholde varmesystemets funksjon gjennom bygningens levetid ble beregnet på grunnlag av investeringskostnadene til solfangeren, varmevekslerstasjonene, og akkumulatortankene. Det ble altså antatt at alt annet utstyr på

solvarmeanlegget ville fungere over byggets levetid, men ved den årlige vedlikeholdskostnaden er det tatt hensyn til reparasjoner på dette utstyret.

Det er tatt hensyn til kostnadene knyttet til planlegging, rørlegging og montering av solfangere, og annen rørlegging. Figur 4.12 viser kostnadsfordelingen til store solvarmeanlegg og ut i fra figuren utgjør kostnadene knyttet til planlegging, rørlegging og montering av solfangere, og annen rørlegging 39 % av de totale kostnadene. Denne verdien ble brukt i den økonomiske analysen. Det ble også brukt en verdi på 20 % og 10 % siden det er stor usikkerhet knyttet til hvor stor andel disse kostnadene utgjør. Kostnadene knyttet til planlegging, rørlegging og montering av solfangere, og annen rørlegging ble ikke tatt med i betraktningen når det ble beregnet nåverdien av fremtidige investeringskostnader, for å opprettholde varmesystemets funksjon gjennom bygningens levetid. Det samme gjelder for når de årlige vedlikeholdskostnadene ble beregnet.

I den økonomiske analysen neglisjeres elektrisitetskostnaden for å drive pumpene i solvarmeanlegget. I TRNSYS er det mulig å registrere elektrisitetsforbruket til pumpene, men denne verdien er usikker. Dessuten, økt drift av pumpene i solvarmeanlegget medfører redusert drift av pumpene som varmeveksler kaldtvannet og vannet i varmeanlegget med fjernvarme. Det antas derfor at å neglisjere elektrisitetskostnadene for å drive pumpene i solvarmeanlegget har en liten påvirkning på den økonomiske analysen.

13.1.2 Energipris

Hafslund Fjernvarme, tidligere Viken Fjernvarme, leverer fjernvarme til kontorbygget og energiprisen for fjernvarme, inklusive alle avgifter, på månedsbasis vises i tabell 13.2. De beregnede gjennomsnittlige månedlige verdiene, basert på verdiene fra 2008, 2009, og til og med mai 2010, vil bli brukt i den økonomiske analysen.

Tabell 13.2. Energikostnad for fjernvarme i kontorbygget (Hafslund Fjernvarme, 2010b)

	2010 [øre/kWh]	2009 [øre/kWh]	2008 [øre/kWh]	Gjennomsnitt [øre/kWh]
Januar	69,91	78,03	74,33	74,09
Februar	82,75	73,75	66,05	74,18
Mars	84,92	60,04	54,28	66,41
April	66,35	60,84	50,10	59,10
Mai	66,17	56,46	50,63	57,75
Juni	-	60,74	57,05	58,90
Juli	-	62,39	60,61	61,50
August	-	57,44	74,85	66,15
September	-	56,98	88,50	72,74
Oktober	-	52,93	89,64	71,29
November	-	64,10	84,48	74,29
Desember	-	61,89	78,51	70,20

13.1.3 Beregnet nåverdi

Beregnet nåverdi for alle systemløsningene som er med i den videre analysen er presentert i tabell 13.3 og tabell 13.4. I tabell 13.3 er det brukt en levetid for solvarmeanlegget på 20 år, mens i tabell 13.4 er levetiden 30 år. For systemløsningene som ikke er lønnsomme er det beregnet hvor stor støtte per kWh redusert energiforbruk [kr/kWh] som er nødvendig for at nåverdien skal bli null. Vennligst se tabell 13.1 for beskrivelse av de nummererte systemløsningene. Systemløsning 1 til og med 5 er systemløsninger for oppvarming av varmtvann, mens systemløsning 6 til og med 10 er systemløsninger for vann- og romoppvarming. Kostnadene knyttet til planlegging, rørlegging og montering av solfangere, og annen rørlegging blir forkortet til kostnader til planlegging/oppføring.

Tabell 13.3. Beregnet nåverdi med en levetid for solvarmeanlegget på 20 år.

Nr	Planlegging /oppføring 39 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]	Planlegging /oppføring 20 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]	Planlegging /oppføring 10 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]
1	-443 958,4	31,1	-329 690,9	23,1	-288 928,8	20,3
2	-347 395,7	21,5	-245 438,1	15,2	-209 067,2	13,0
3	-822 398,8	37,3	-623 260,8	28,3	-552 223,2	25,1
4	-484 212,2	48,8	-373 400,6	37,7	-333 871,3	33,7
5	-583 741,2	42,4	-446 278,3	32,4	-397 241,9	28,9
6	-786 468,9	5,2	-341 626,9	2,3	-182 940,5	1,2
7	-403 696,6	2,4	8 000,3	-	154 862,9	-
8	-970 920,3	8,3	-526 078,2	4,5	-367 391,9	3,1
9	-482 239,0	3,4	-70 542,1	0,5	76 320,5	-
10	-209 328,6	2,2	53 765,9	-	147 618,3	-

Tabell 13.4. Beregnet nåverdi med en levetid for solvarmeanlegget på 30 år.

Nr	Planlegging /oppføring 39 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]	Planlegging /oppføring 20 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]	Planlegging /oppføring 10 %, NV [kr]	Støtte [kr/kWh]
1	-387 911,8	27,2	-273 644,3	19,2	-232 882,2	16,3
2	-297 803,5	18,5	-195 845,8	12,1	-159 475,0	9,9
3	-718 283,9	32,6	-519 145,9	23,6	-448 108,3	20,3
4	-430 056,3	43,4	-319 244,7	32,2	-279 715,4	28,2
5	-514 549,3	37,4	-377 086,4	27,4	-328 050,0	23,8
6	-539 553,0	3,6	-94 710,9	0,6	63 975,4	-
7	-173 372,6	1,0	238 324,2	-	385 186,9	-
8	-724 004,3	6,2	-279 162,3	2,4	-120 475,9	1,0
9	-251 915,0	1,8	159 781,8	-	306 644,4	-
10	-65 421,3	0,7	197 673,2	-	291 525,6	-

Beregnet nåverdi i tabell 13.4 er høyere enn beregnet nåverdi i tabell 13.3 siden levetiden for solvarmeanlegget er 10 år lengre. Men systemløsningene som er lønnsomme i tabell

13.4 er som regel også lønnsomme i tabell 13.3 for samme kostnad til planlegging og oppføring, unntakene er systemløsning 9 og systemløsning 6.

Tabell 13.3 og tabell 13.4 viser at ingen av systemløsningene er lønnsomme hvis kostnadene knyttet til planlegging og oppføring utgjør 39 % av totalkostnaden. Systemløsningene blir ikke lønnsomme selv med støtte fra Enova. Som nevnt i kapittel 4.5.1 ligger støttenivået for næringsbygg normalt mellom 0,2 og 0,5 kr/kWh redusert energiforbruk og/eller produsert fornybar varme årlig (Enova SF, 2010a). Men systemløsningen som krever minst støtte trenger 0,7 kr/kWh, og med støtte fra Enova vill denne systemløsningen ikke medført store merkostnader. Det er her snakk om systemløsning 10 med en levetid på solvarmeanlegget på 30 år.

Systemløsning 10 er den mest lønnsomme av alle aktuelle systemløsninger for kontorbygget når kostnadene knyttet til planlegging og oppføring utgjør 20 % av totalkostnaden. Systemløsning 7 er mer lønnsom når levetiden på anlegget er 30 år, men systemløsningen har et temperaturnivå i distribusjonsnett på 35/30 °C. I kontorbygget er det som nevnt bare aktuelt med systemer med et temperaturnivå i distribusjonsnett på 50/35 °C. Systemløsning 10 er den minste systemløsningen for vann- og romoppvarming med vakuumsolfangeren, et solfangerareal på 100 m², og en lagringskapasitet på 5000 liter. Temperaturnivået er 50/35 °C.

Hvis kostnadene knyttet til planlegging og oppføring utgjør 20 % av totalkostnaden er systemløsning 7 også lønnsom for begge levetidene, og med 10 % er systemløsning 9 også lønnsom for begge levetidene. Dette er begge systemløsninger som bruker vakuumsolfangeren til vann- og romoppvarming. Systemløsning 7 har et temperaturnivå på 35/30 °C og er derfor mest lønnsom.

Ingen av solvarmeanleggene for oppvarming av varmtvann er lønnsomme. Dette skyldes sannsynligvis et svært lavt energibehov til oppvarming av varmtvann. I tillegg er det ikke noe energibehov til oppvarming av varmtvann i helgene. Investeringskostnaden blir da svært stor i forhold til spart energikostnad.

Det virker som om det gjelder å legge seg langt under krysningspunktet mellom kurven for systemvirkningsgraden og dekningsgraden for å få lønnsomme solvarmeanlegg. Dette er nok grunnet dårlig samtidighet mellom produksjon av solvarme og varmebehov. Store installasjoner vil ha en dyrere investeringskostnad, men utbyttet av den ekstra kostnaden forsvarer ikke investeringskostnaden med mindre overskuddsvarmen om sommeren kan benyttes.

Alle de lønnsomme systemløsningene bruker vakuumsolfangeren og det kan derfor konkluderes med at det er mer lønnsomt å bruke vakuumsolfangeren sammenlignet med den plane solfangeren.

Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming har sannsynligvis en stor kostnad knyttet til planlegging og oppføring. Derfor utgjør nok denne kostnaden mellom 39 og 20 % av total investeringskostnad. Siden systemløsning 7 ikke er et reelt alternativ for kontorbygget til Rambøll er derfor systemløsning 10 den mest økonomiske systemløsningen. Derfor anbefales det å benytte denne systemløsningen i et eventuelt solvarmeanlegg på kontorbygget. Hvis det ønskes litt mer besparelse av energi og litt høyere reduksjon av klimagassutslipp knyttet til energiproduksjon anbefales det å bruke systemløsning 9.

Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 39 % av total kostnad vil systemløsning 10 gi et tap på omtrent 209 328 kr, mens systemløsning 9 vil gi et tap på omtrent 482 239kr. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total kostnad vil systemløsning 10 gi en gevinst på omtrent 53 766 kr, mens systemløsning 9 vil gi et tap på omtrent 70 542 kr. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 39 % av total kostnad vil systemløsning 10 gi et tap på omtrent 65 421 kr, mens systemløsning 9 vil gi et tap på omtrent 251 915 kr. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total kostnad vil systemløsning 10 gi en gevinst på omtrent 197 673 kr, mens systemløsning 9 vil gi en gevinst på omtrent 159 782 kr.

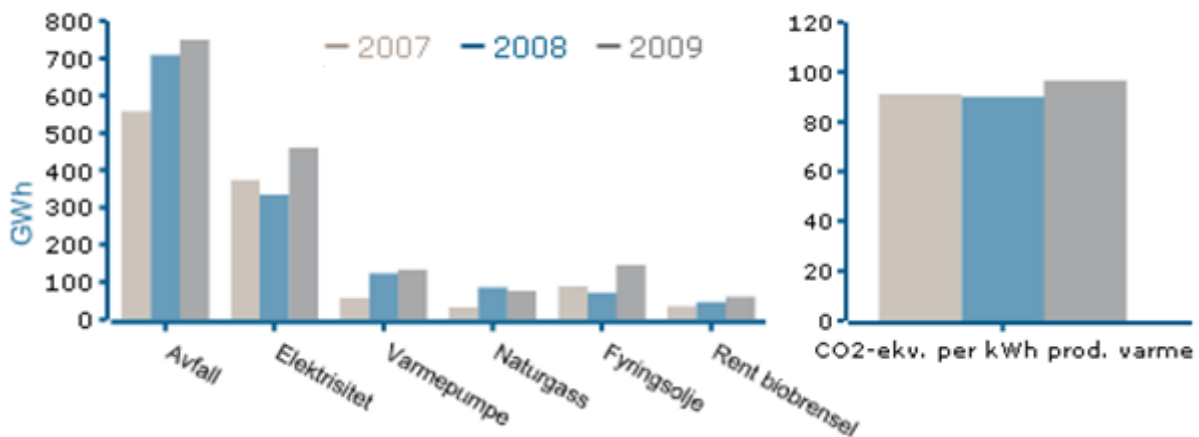
Utvikling av teknologi og masseproduksjon vil nok gjøre det mer lønnsomt med solvarmeanlegg i kontorbygg i framtiden. Energiprisen til fjernvarme kan øke, men siden fjernvarme kan bruke flere ulike energikilder vil de sannsynligvis velge de billigste alternativene som ikke går på bekostning av ønsket fornybar andel varme i fjernvarmeanlegget. Totalt sett kan dette gjøre at et solvarmeanlegg kommer bedre ut økonomisk enn det den økonomiske analysen tyder på. Det er imidlertid store usikkerheter knyttet til framtidige energipriser og framtidige investeringskostnader.

Hvis solvarmeanlegget hadde blitt bygget sammen med et varmepumpeanlegg med energibrønner ville sannsynligvis lønnsomheten av solvarmeanlegget isolert sett blitt mye høyere.

13.2 Reduksjon av klimagassutslipp

Det ble i dette delkapittelet gjort en analyse av hvor stor årlig reduksjon av klimagassutslipp systemløsningene kan gi når solvarmen erstatter varme fra fjernvarmenettet. Fjernvarmen til Rambøll sitt kontorbygg er som nevnt levert av Hafslund Fjernvarme. Figur 13.1 viser

varmeproduksjonen til Hafslund Fjernvarme fordelt på ulike energikilder, og klimagassutslipp fra varmeproduksjonen i 2007, 2008, og 2009.



Figur 13.1. Varmeproduksjon fordelt på ulike energikilder, og klimagassutslipp fra varmeproduksjonen til Hafslund Fjernvarme (Hafslund Fjernvarme, 2010a).

Klimagassutslippet fra varmeproduksjonen til Hafslund Fjernvarme var 91 gram CO₂-ekvivalenter per kWh i 2007, 90 gram CO₂-ekvivalenter per kWh i 2008, og 96,5 gram CO₂-ekvivalenter per kWh i 2009. Gjennomsnittlig klimagassutslipp fra treårsperioden blir da 92,5 gram CO₂-ekvivalenter per kWh, og den verdien blir brukt for å beregne hvor stor reduksjon av klimagassutslipp systemløsningene kan gi.

Det ble i tillegg undersøkt hvor stor årlig reduksjon av klimagassutslipp systemløsningene kunne ha gitt hvis de erstattet varme fra olje, naturgass, eller elektrisitet med CO₂-ekvivalenter basert på klimagassutslippet fra Europeisk elektrisitetsproduksjon (EU-mixen). Disse CO₂-ekvivalentene ble tatt fra standarden NS-EN 15603 (2008). Tabell 13.5 viser alle de beregnede verdiene av potensiell reduksjon i klimagassutslipp i kg CO₂-ekvivalenter. Spart energiproduksjon, eller produsert fornybar varme fra solvarmeanlegget, ble beregnet ved å bruke den årlige dekningsgraden til systemløsningene.

Tabell 13.5. Potensiell årlig reduksjon av klimagassutslipp.

Nr	Fjernvarme [kg]	Naturgass [kg]	Olje [kg]	Elektrisitet [kg]
1	1 319,6	3 951,7	4 707,8	8 802,1
2	1 492,1	4 468,1	5 323,1	9 952,5
3	2 038,2	6 103,6	7 271,4	13 595,4
4	917,2	2 746,6	3 272,1	6 117,9
5	1 272,6	3 810,8	4 540,0	8 488,4
6	13 867,9	41 528,6	49 474,6	92 502,4
7	15 601,4	46 719,7	55 658,9	104 065,2
8	10 850,3	32 492,3	38 709,3	72 374,6
9	13 290,0	39 798,3	47 413,1	88 648,2
10	8 924,2	26 724,5	31 837,8	59 527,0

Tabell 13.5 viser som ventet at systemene med mest spart energi har størst potensiell årlig reduksjon av klimagassutslipp. Det er også tydelig at klimagassutslippet fra fjernvarme er svært lite sammenlignet med klimagassutslippet fra naturgass, olje, og elektrisitet.

Det er interessant å sammenligne denne potensielle årlige reduksjonen med årlig klimagassutslipp fra en standard personbil. "United States Environmental Protection Agency" [EPA] (2005) anbefaler å bruke et klimagassutslipp på 5,5 tonn CO₂-ekvivalenter for å beregne hvor mange biler fjernet fra veien en klimagassreduksjon tilsvarer. Denne verdien vil bli brukt, men det antas at norske biler vil ha et litt mindre klimagassutslipp grunnet mer miljøvennlige biler og mindre bruk. Verdien fra EPA medfører at det solvarmeanlegget kun for oppvarming av varmtvann, med størst klimagassreduksjon, bare kan fjerne en bil fra veiene i omtrent 40 % av året. Den mest lønnsomme systemløsningen for kontorbygget, systemløsning 10, vil fjerne omtrent 1,5 biler fra veiene i året. I kapittel 13.1 ble det anbefalt å benytte systemløsning 9 hvis det var ønskelig å få litt større klimagassreduksjon på bekostning av den økonomiske lønnsomheten. Systemløsning 9 vil fjerne omtrent 2,4 biler fra veiene i året, omtrent en mer enn systemløsning 10. Det er altså ikke snakk om en stor absolutt forskjell. Det anbefales derfor å bruke systemløsning 10 hvis det skal bygges et solvarmeanlegg.

Tabell 13.5 viser at hvis solvarmen hadde erstattet naturgass, olje, eller elektrisitet ville reduksjonen av klimagasser vært mye større. Hvis solvarmen erstattet elektrisitet ville systemløsningen med minst potensiell årlig reduksjon av klimagassutslipp fjernet i overkant av 1 bil fra veiene hvert år. Den mest lønnsomme systemløsningen, systemløsning 10, ville da fjernet nesten 11 biler fra veiene i året. Til sammenligning ville systemløsning 9 fjernet omtrent 16 biler fra veiene i året.

Klimagassutslippene fra varmeproduksjonen til Hafslund Fjernvarme vil sannsynligvis reduseres de neste årene ettersom de har et mål å få ned bruken av fossile energikilder. I tillegg vil det bli brukt mest tilsatsvarme fra fjernvarme ved lav utetemperatur og lite

solinnstråling. Da er klimagassutslippene størst grunnet bruk av energisentraler med fossile energikilder som fungerer som spisslast. Dette medfører at beregnet reduksjon i klimagassutslipp sannsynligvis er for høyt. Dette gjør, sammen med de små potensielle årlige reduksjonene i klimagassutslipp, systemløsningene til svært beskjedne klimatiltak.

I tillegg kunne beregnet reduksjon av klimagassutslipp blitt svært forskjellig dersom det hadde blitt gjort en livssyklusanalyse av solvarmeanlegget. For kontorbygget må det bygges et helt nytt solvarmeanlegg, mens varmevekslerne knyttet til fjernvarmenettet er allerede på plass. Dette medfører at det vil være klimagassutslipp under produksjonen av solvarmeanlegget, mens det ikke er nødvendig å produsere noen nye deler hvis bare fjernvarme benyttes.

14 Konklusjon og ideer til videreføring

Energi til romoppvarming og til produksjon av varmt forbruksvann utgjør en stor del av den totale energibruken i bygninger, og fossil energi eller elektrisitet blir ofte benyttet. Bruk av fossil energi og elektrisitet produsert av fossile kilder bidrar til global oppvarming, og det er derfor ønskelig å redusere bruken av både fossil energi og elektrisk energi. Det er da aktuelt å bruke fornybar varme, og et solvarmeanlegg som dekker deler av varmebehovet i bygninger kan være et godt alternativ.

Beregninger indikerer at solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter har hatt en gjennomsnittlig dekningsgrad på 5,8 % av totalt energibehov til oppvarming av varmtvann i perioden anlegget har blitt analysert. Beregningene er basert på temperaturmålinger fra og med uke 11 til og med uke 14, og fra og med uke 18 til og med 28. mai i uke 21. Beregningene er svært usikre siden de bare er basert på målinger av temperaturer, men de indikerer at solvarmeanlegget ikke fungerer optimalt.

Hvis det skal bygges et solvarmeanlegg anbefales det å velge et solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med solfangere på taket. Solvarmeanlegget som anbefales har et solfangerareal på 100 m² og en lagringskapasitet på 5000 liter. Solvarmeanlegget bruker en god vakuumrørsolfanger som er vendt mot sør og har en helningsvinkel på 60 °. Turtemperaturen i distribusjonsnettets er 50 °C og returtemperaturen er 35 °C. Systemløsningen gir en årlig dekningsgrad på 13,9 % av årlig energibehov til vann- og romoppvarming.

Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring av solvarmeanlegget er 39 % av total investeringskostnad vil anbefalt solvarmeanlegg gi et tap på omtrent 209 328 kr, det trengs da en støtte på 2,2 kr/kWh produsert fornybar varme for at solvarmeanlegget skal gå i null. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 20 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total investeringskostnad vil solvarmeanlegget gi en gevinst på omtrent 53 766 kr. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 39 % av total investeringskostnad vil anbefalt solvarmeanlegg gi et tap på omtrent 65 421 kr, det trengs da en støtte på 0,7 kr/kWh produsert fornybar varme for at solvarmeanlegget skal gå i null. Hvis levetiden til solvarmeanlegget er 30 år og kostnad knyttet til planlegging og oppføring er 20 % av total investeringskostnad vil solvarmeanlegget gi en gevinst på omtrent 197 673 kr. Anbefalt systemløsning vil redusere årlig klimagassutslippet med omtrent 8924 kg CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer omtrent å fjerne 1,5 biler fra veiene i året.

Resultatene viser altså at det er mulig å bygge solvarmeanlegg som kan ta en del av varmebehovet i kontorbygninger med et klima tilsvarende Oslo-klima. Om

solvarmeanleggene er lønnsomme kommer an på hvor lang levetid solvarmeanleggene får og hvor stor investeringskostnaden blir.

Siden det er foreslått å bygge et varmepumpeanlegg med energibrønner i tilknytting til kontorbygget, anbefales det å utforske muligheten for å kombinere et solvarmeanlegg med varmepumpeanlegget med energibrønner. I tillegg anbefales det å benytte solvarmeanlegg helst der det erstatter elektrisitet eller fossile energikilder, for å kunne gi størst mulig klimagassreduksjon.

En videreføring av masteroppgaven kan være å se nærmere på solvarmeanlegg i kombinasjon med et varmepumpeanlegg knyttet til energibrønner. Dette gjelder generelt for bruk av solvarmeanlegg i yrkesbygg, men også spesifikt for kontorbygget til Rambøll. En annen videreføring er å se på mulighetene for å bruke overskuddsvarmen om sommeren til absorpsjonskjøling i yrkesbygg. Dette kan være gunstig siden de fleste yrkesbyggene har et stort kjølebehov.

En annen mulig videreføring er å gjøre simuleringer og målinger av mulighetene for bruk av solvarmeanlegg i lavenergiboliger og passivhus. Det kunne da blitt fokusert på relativt store systemer for vann- og romoppvarming. Selv om det har blitt gjort noen studier på dette området er det ennå et nytt område med et stort forbedringspotensial.

15 Litteraturliste

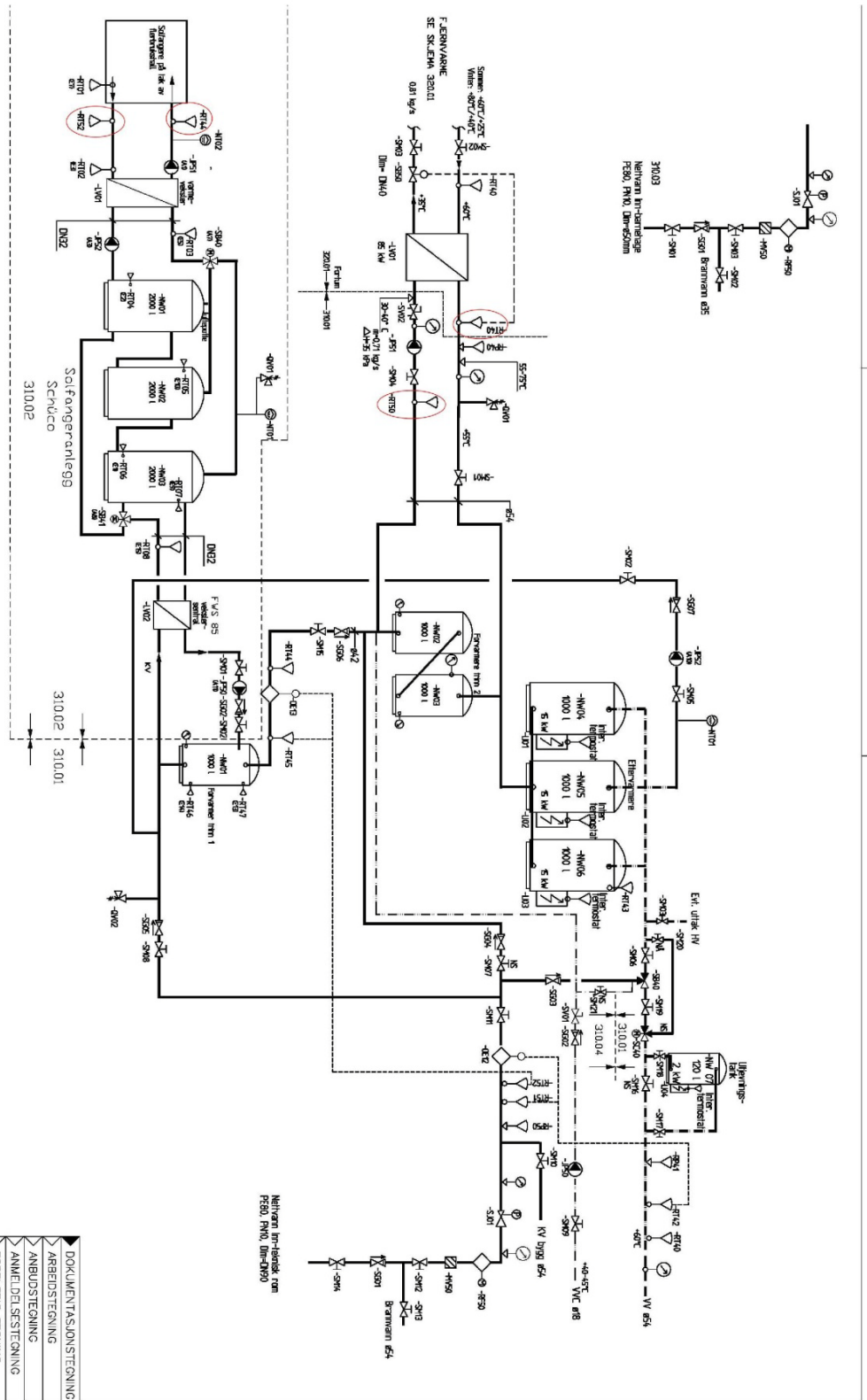
- AKERSHUS ENERGI VARME AS. 2009. *Fjernvarmeanlegg med solvarme i Norge ?* [Online]. Available: http://www.solenergi.no/gammel/Solenergidagen2009/Sagvik_Solenergidagen2009.pdf [Accessed 29.05 2010].
- AKERSHUS ENERGI VARME AS. 2010. *Akershus EnergiPark* [Online]. Available: [http://www.akershusenergi.no/kunder/ae/cms.nsf/\\$all/B6539CF5251FE588C125760003A979D](http://www.akershusenergi.no/kunder/ae/cms.nsf/$all/B6539CF5251FE588C125760003A979D) [Accessed 29.05 2010].
- ANDRESEN, I. 2008. *Planlegging av solvarmeanlegg for lavenergiboliger og passivhus: en introduksjon*, Oslo, SINTEF byggforsk.
- ANDRESEN, I., ELLEHAUGE, K., KARLSSON, B. & NIEMINEN, J. 2008. Solar heating systems for passive houses in the Nordic countries - An overview. *1st Nordic passive house conference Passivhus Norden 2008* [Online]. Available: <http://www.passivhusnorden.no/foredrag/conference%20proceedings.pdf> [Accessed 29.04.2009].
- APRICUS SOLAR HOT WATER. 2010. Available: http://www.apricus.com/html/solar_collector_efficiency_iam.htm [Accessed 06.05 2010].
- BJØRNULF, A. 2010. *RE: Personlig kommunikasjon*.
- BOURDOUKAN, P., WURTZ, E., SPÉRANDI, M. & JOUBERT, P. 2007. Global Efficiency of Direct Flow Vacuum Collectors in Autonomous Solar Desiccant Cooling: Simulation and Experimental Results. *Proceedings: Building Simulation 2007* [Online]. Available: http://gundog.lbl.gov/dirpubs2/BS07/spark_906.pdf [Accessed 05.10.2009].
- CENGEL, Y. A. 2006. *Heat and mass transfer - A practical approach*, McGraw-Hill.
- DOKKA, T. H. & HERMSTAD, K. 2006. Energieffektive boliger for fremtiden. *En håndbok for planlegging av passivhus og lavenergiboliger* [Online]. Available: [http://lavenergiboliger.no/hb/lavenergi.nsf/1c20f0424c50adcf1257046003654d0/150898c3f3aea1fec12571960041c3d4/\\$FILE/Energieffektive%20boliger%20for%20fremtiden%20%28skjermversjon%29.pdf](http://lavenergiboliger.no/hb/lavenergi.nsf/1c20f0424c50adcf1257046003654d0/150898c3f3aea1fec12571960041c3d4/$FILE/Energieffektive%20boliger%20for%20fremtiden%20%28skjermversjon%29.pdf) [Accessed 25.02.2010].
- DOKKA, T. H., KLINSKI, M., HAASE, M. & MYSEN, M. 2009a. Kriterier for passivhus- og lavenergibygg - Yrkesbygg. Oslo: Sintef Byggforsk.
- DOKKA, T. H., WIGENSTAD, T. & LIEN, K. 2009b. Fremtidens energiløsning i større boligutviklingsprosjekter – Jåtten Øst II som case. *Prosjektrapport 35 – 2009* [Online]. Available: <http://www.sintef.no/upload/J%3C3%A5tten-utredning.pdf> [Accessed 19.11.2009].
- DUFFIE, J. A. & BECKMAN, W. A. 2006. *Solar engineering of thermal processes*, Hoboken, N.J., Wiley.
- EICKER, U. 2003. *Solar Technologies for Buildings*, Chichester, Wiley.
- ENOVA SF. 2002. Modellbyggprosjektet - Måling av formålsdelt energibruk i 26 bygninger i Norge. Available: <http://naring.enova.no/file2.axd?fileID=9a5a25a2-28b1-4b10-9f15-e8301bb8cc24> [Accessed 19.06.2010].
- ENOVA SF. 2004. Manual for Enøk normtall. Available: <http://www.enova.no/file.axd?fileID=813> [Accessed 17.12.2009].
- ENOVA SF. 2010a. *Enovas støtteprogram for Bolig, bygg og anlegg* [Online]. Available: <http://naring.enova.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1260> [Accessed 26.02 2010].
- ENOVA SF. 2010b. *Forbildeprogrammet 2010 - Støtte* [Online]. Available: <http://naring.enova.no/forbildeprogram> [Accessed 27.04 2010].
- ENOVA SF. 2010c. *Forbildeprosjekter* [Online]. Available: <http://naring.enova.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1398> [Accessed 26.02 2010].
- ENOVA SF. 2010d. *Velkommen til Tilskuddsordningen for husholdninger* [Online]. Available: <https://tilskudd2006.enova.no/default.aspx> [Accessed 24.02 2010].
- ESTIF. 2006. The Spanish Technical Building Code. Available: http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/downloads/CTE_solar_thermal_section_ENGLISH.pdf [Accessed 19.05.2010].

- EUROPEAN SOLAR THERMAL TECHNOLOGY PLATFORM. 2008. Solar Heating and Cooling for a Sustainable Energy Future in Europe. Available: http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/esttp/downloads/SRA/ESTTP_SRA.pdf [Accessed 17.06.2010].
- EUS BYGNINGSENERGIDIREKTIV. 2003. 2002/91/EC. Available: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:001:0065:0071:EN:PDF> [Accessed 28.02.2010].
- FORNYBAR ENERGI 2007. 2007. Fornybar energi 2007. Available: <http://fornybar.no/file.axd?fileID=11> [Accessed 10.12.2009].
- HAFSLUND FJERNVARME. 2010a. *Miljøpåvirkning fra kjernevirksomheten* [Online]. Available: http://www.hafslund.no/om-hafslund/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=1828 [Accessed 14.06 2010].
- HAFSLUND FJERNVARME. 2010b. *Tariff for næringsbygg* [Online]. Available: http://www.hafslund.no/bedrift/produkter/vis_produkt.asp?produktid=242 [Accessed 29.05 2010].
- HOLM, L. 2009. Solvarme i fjernvarmeanlegg. *Solenergidagen 2009* [Online]. Available: http://www.solenergi.no/gammel/Solenergidagen2009/Holm_Solenergidagen2009_del2.pdf [Accessed 29.05.2010].
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY 2003. *Solar heating systems for houses: a design handbook for solar combisystems*, London, James & James.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2007. Renewables for Heating and Cooling. Available: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/Renewable_Heating_Cooling.pdf [Accessed 17.06.2010].
- KALOGIROU, S. A. 2004. Solar thermal collectors and applications. *Progress in energy and combustion science*, 30, 231-295.
- KLEIN ET AL. 2007. TRNSYS 16 - a TRaNsient SYstem Simulation program - Manual. In: SOLAR ENERGY LABORATORY - UNIVERSITY OF WISCONSIN - MADISON - USA (ed.).
- METEONORM. 2010. Available: <http://www.meteonorm.com/pages/en/meteonorm/what-is-it.php> [Accessed 12.03 2010].
- NOVAKOVIC, V., HANSSEN, S. O., THUE, J. V., WANGENSTEEN, I. & GJERSTAD, F. O. 2007. *ENØK i bygninger: effektiv energibruk*, Oslo, Gyldendal undervisning.
- NS-EN 12975-2 2006. Thermal solar systems and components - Solar Collectors - Part 2: Test Methods. CEN.
- NS-EN 15603 2008. Energy performance of buildings - Overall energy use and definition of energy ratings. CEN.
- NS 3031 2007. Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data. Standard Norge.
- NS 3700 2010. Kriterier for passivhus og lavenergihus: boligbygninger. Lysaker: Standard Norge.
- NVE. 2009. Forskrift om energimerking av bygninger og energivurdering av tekniske anlegg. Available: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Dokument%202009/dokument19-09.pdf> [Accessed 19.06.2010].
- NYLUND, H. K. 2010. Fullskala Soltest. *Norsk VVS 05 2010*.
- OSO HOTWATER AS. 2009. *Optima EP2 400 for flere alternativ varmekilder* [Online]. Available: <http://oso.no/download.asp?DAFID=197&DAAID=9> [Accessed 30.11 2009].
- RAMLOW, B. 2006. *Solar water heating: a comprehensive guide to solar water and space heating systems*, Gabriola Island, B.C., New Society Publishers.
- RINDAL, L. B. & SALVESEN, F. 2008. Solenergi for varmeformål - snart lønnsomt? , 10-2008. Available: http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202008/Oppdragsrapport%20A%202008/oppdragsrapportA10_08.pdf.
- SCHÜCO-NORGE. 2010. Available: <http://www.schueco.com/web/no/schueco> [Accessed 06.05 2010].

- SCHÜCO-PREMIUM. 2010. Available: http://www.schueco.com/web/uk/home_owners/products/solar_products/infos_downloads/brochures/7459288/datenblatt_premium-kollektoren-eng.pdf [Accessed 11.05 2010].
- SCHÜCO S 175-SP-3. 2010. *Technical Data* [Online]. Available: <http://www.enviko.com/images/pdfs/Solar%20PV/S175sp3.pdf> [Accessed 15.06 2010].
- SKJØLBERG ENERGITEKNIKK. 2009. Available: <http://solkraft.no/Solfangere2.htm> [Accessed].
- SOLAR KEYMARK. 2010. Available: <http://solarkey.dk/solarkeymarkdata/CollectorCertificates/solarkeymarkCollectorCertificate.s.aspx> [Accessed 11.05 2010].
- SPF-AP20. 2004. SPF report C632LPEN. *Institut für Solartechnik (SPF)* [Online]. Available: <http://www.southeastssolar.net/AP%20Solar%20Collector%20SPF%20Performance%20Report%202004.pdf>.
- SPF. 2010. Available: <http://spf.ch/spf.php?lang=en&fam=15&tab=3> [Accessed 15.02 2010].
- STATENS BYGNINGSTEKNISKE ETAT. 2007. Energi - Temaveiledning til TEK 2007. Available: <http://www.be.no/beweb/regler/meldinger/071energi.pdf> [Accessed 14.06.2009].
- STENE, J. 1997. *Varmepumper: bygningsoppvarming*, Trondheim, SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk.
- STENE, J. 2010. *RE: Forelesningsnotater - April 2010*.
- TEK-VEILEDNING. 2007. Available: <http://www.be.no/beweb/regler/veil/tekveil07/TekVeil07-082.pdf> [Accessed 28.02.2010].
- TEK. 2007. Forskrift om krav til byggverk og produkter til byggverk (TEK). Available: <http://www.lovdatabank.no/cgi-wifw/ldles?doc=/sf/sf/sf-19970122-0033.html>.
- TEK. 2010. Endring i forskrift 26. mars nr. 489 om tekniske krav til byggverk. Available: http://www.regjeringen.no/upload/KRD/Vedlegg/BOBY/forskrift_om_endring_i_forskrift.pdf [Accessed 19.05.2010].
- THE ENGINEERING TOOLBOX. 2010. Available: http://www.engineeringtoolbox.com/ethylene-glycol-d_146.html [Accessed 11.03 2010].
- THE GERMAN SOLAR SOCIETY 2005. *Planning and Installing Solar Thermal Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers*, Earthscan.
- THEVENARD, D., HADDAD, K. & PURDY, J. 2004. Development Of a New Solar Collector Model in ESP-r. *Canadian Solar Building Conference* [Online]. Available: http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/04/solar_collector.pdf [Accessed 05.11.2009].
- ULSETH, R. 2006. Vannbåren varme - systemer og egenskaper. *Energisystemer*.
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. 2005. Greenhouse Gas Emissions from a Typical Passenger Vehicle. Available: <http://www.epa.gov/oms/climate/420f05004.pdf> [Accessed 20.06.2010].
- UNIVERSITET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP. 2010. *Solinnstråling* [Online]. Available: <http://www.umb.no/fagklim/artikkel/meteorologiske-data-for-as> [Accessed 12.03 2010].
- WEINREICH, B. & ZEHNER, M. 2009. Dimensioning aids in practice – a comparison. *Sun & Wind Energy* [Online]. Available: http://www.polysun.cn/vs2/files/swe_1209_088-096_solarthermal_systemplanning.pdf [Accessed 15.02.2010].
- WEISS, W., BERGMANN, I. & STELZER, R. 2009. Solar Heat Worldwide. Available: http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2009.pdf [Accessed 21.04.2010].

16 Vedlegg

A Skisse over solvarmeanlegget på Storøya Grendesenter



For sendes dato	
05	2007-02-26
04	2007-09-24
03	2008-05-06
02	2008-09-03

RAMBOLL	
Division VVS og FDU	STORØYA GRENDESENTER
Boks 22 - 7931 Torshov - NO 33 84 81 20	SYSTEMSKJEMA SANITÆR
TELEFON 9963-55-00100	SYSTEM = 310.01, 310.02 og 310.03
TELEFAX 9963-55-00100	
WEB www.ramboll.no	
PROSJEKT	PROSJEKT
DRØTT	DRØTT
2007.04.30	2007.04.30
SIK NR 6061090	SIK NR 6061090
9963-55-001	9963-55-001
REV	REV
05	05

B Rapport av modellen brukt i TRNSYS

I dette vedlegget er det tatt med en rapport generert av TRNSYS med informasjon om beregningsprosedyren, hvilke komponenter som ble brukt, inndata, og forbindelser. Det er tatt utgangspunkt i systemløsningen med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med plan solfanger på taket.

Report written on lørdag, juni 12, 2010 at 21:07

*** Control cards

TOLERANCES Integration 0.001 Convergence 0.001

LIMITS

Max iterations: 30

Max warnings: 30

Trace limit: 30

TRNSYS numerical integration solver method: DFQ 1

TRNSYS output file width, number of characters:

WIDTH 80

NOLIST statement: LIST

MAP statement: none

Solver statement: SOLVER 0

START=0

STOP=8760

STEP=1

Write TRNSED commands : OFF

* User defined CONSTANTS

*** Simulation order

1. Model: CONTROL CARD
2. Model: Type109-TMY2
3. Model: Type1b
4. Model: Type91-2

5. Model: Type114
6. Model: Type114-2
7. Model: Type91
8. Model: Type114-4
9. Model: Type6-2
10. Model: Type2b
11. Model: Type2b-2
12. Model: Type65a
13. Model: Type9e
14. Model: Type4a
15. Model: Type11b
16. Model: Type11d
17. Model: Type6
18. Model: Type9e-2
19. Model: Type91-3
20. Model: Type114-3
21. Model: Type2b-3
22. Model: Type65d
23. Model: Type65d-3
24. Model: Type65d-2
25. Model: Type65d-4
26. Model: Type2b-4
27. Model: Type2b-5
28. Model: Type11d-2

*** **Macro structure**

Type109-TMY2

Type1b

Type91-2

Type114

Type114-2

Type91

Type114-4

Type6-2

Type2b

Type2b-2
Type65a
Type9e
Type4a
Type11b
Type11d
Type6
Type9e-2
Type91-3
Type114-3
Type2b-3
Type65d
Type65d-3
Type65d-2
Type65d-4
Type2b-4
Type2b-5
Type11d-2

***** Unconnected inputs**

CONTROL CARD (Unit 1, Type 0)

Type109-TMY2 (Unit 2, Type 109)

Ground reflectance - constant value is 0.2 [-]
Slope of surface - constant value is 60 [degrees]
Azimuth of surface - constant value is 0 [degrees]

Type1b (Unit 3, Type 1)

Ground reflectance - constant value is 0.2 [-]

Type91-2 (Unit 4, Type 91)

Cold side inlet temperature - constant value is 10 [C]

Type114 (Unit 5, Type 114)

Overall pump efficiency - constant value is 0.6 [-]

Motor efficiency - constant value is 0.9 [-]

Type114-2 (Unit 6, Type 114)

Overall pump efficiency - constant value is 0.6 [-]

Motor efficiency - constant value is 0.9 [-]

Type91 (Unit 7, Type 91)

Type114-4 (Unit 8, Type 114)

Overall pump efficiency - constant value is 0.6 [-]

Motor efficiency - constant value is 0.9 [-]

Type6-2 (Unit 9, Type 6)

Set point temperature - constant value is 60.0 [C]

Temperature of surroundings - constant value is 20.0 [C]

Type2b (Unit 10, Type 2)

Input control function - constant value is 0 [-]

Upper dead band dT - constant value is 8.0 [Temp. Difference]

Lower dead band dT - constant value is 3.0 [Temp. Difference]

Type2b-2 (Unit 11, Type 2)

Input control function - constant value is 0 [-]

Upper dead band dT - constant value is 7.0 [Temp. Difference]

Lower dead band dT - constant value is 3.0 [Temp. Difference]

Type65a (Unit 12, Type 65)

Type9e (Unit 13, Type 9)

Type4a (Unit 14, Type 4)

Environment temperature - constant value is 22.0 [C]

Control signal for element-1 - constant value is 0.0 [-]

Control signal for element-2 - constant value is 0.0 [-]

Type11b (Unit 15, Type 11)

Inlet temperature - constant value is 10.0 [C]

Set point temperature - constant value is 60 [C]

Type11d (Unit 16, Type 11)

Temperature at inlet 2 - constant value is 10.0 [C]

Control signal - constant value is 0.5 [-]

Type6 (Unit 17, Type 6)

Set point temperature - constant value is 50.0 [C]

Temperature of surroundings - constant value is 20.0 [C]

Type9e-2 (Unit 18, Type 9)

Type91-3 (Unit 19, Type 91)

Cold side inlet temperature - constant value is 35.0 [C]

Type114-3 (Unit 20, Type 114)

Overall pump efficiency - constant value is 0.6 [-]

Motor efficiency - constant value is 0.9 [-]

Type2b-3 (Unit 21, Type 2)

Lower input temperature TI - constant value is 35.0 [C]

Input control function - constant value is 0 [-]

Upper dead band dT - constant value is 7.0 [Temp. Difference]

Lower dead band dT - constant value is 3.0 [Temp. Difference]

Type65d (Unit 22, Type 65)

Right axis variable-1 - constant value is label [any]

Right axis variable-2 - constant value is label [any]

Type65d-3 (Unit 23, Type 65)

Type65d-2 (Unit 24, Type 65)

Right axis variable-1 - constant value is label [any]

Right axis variable-2 - constant value is label [any]

Type65d-4 (Unit 25, Type 65)

Type2b-4 (Unit 26, Type 2)

Upper input temperature Th - constant value is 50.0 [C]

Input control function - constant value is 0 [-]

Upper dead band dT - constant value is 0 [Temp. Difference]

Lower dead band dT - constant value is 0 [Temp. Difference]

Type2b-5 (Unit 27, Type 2)

Upper input temperature Th - constant value is 60.0 [C]

Input control function - constant value is 0 [-]

Upper dead band dT - constant value is 0 [Temp. Difference]

Lower dead band dT - constant value is 0 [Temp. Difference]

Type11d-2 (Unit 28, Type 11)

Control signal - constant value is 0.5 [-]

*** **All connections** ***

CONTROL CARD (Unit 1, Type 0)

Type109-TMY2 (Unit 2, Type 109)

Ambient temperature -> Ambient temperature (Type1b)
total radiation on horizontal -> Total horizontal radiation (Type1b)
sky diffuse radiation on horizontal -> Horizontal diffuse radiation (Type1b)
total radiation on tilted surface -> Incident radiation (Type1b)
total radiation on tilted surface -> Left axis variable-2 (Type65a)
angle of incidence for tilted surface -> Incidence angle (Type1b)
slope of tilted surface -> Collector slope (Type1b)

Type1b (Unit 3, Type 1)

Outlet temperature -> Hot side inlet temperature (Type91)
Outlet temperature -> Upper input temperature Th (Type2b)
Outlet temperature -> Monitoring temperature Tin (Type2b)
Outlet flowrate -> Hot side flow rate (Type91)

Type91-2 (Unit 4, Type 91)

Hot-side outlet temperature -> Left axis variable-1 (Type65d)
Hot-side outlet temperature -> Temperature at inlet 1 (Type11d-2)
Hot-side flow rate -> Flow rate at inlet 1 (Type11d-2)
Cold-side outlet temperature -> Temperature at inlet 1 (Type11d)
Cold-side outlet temperature -> Heat source temperature (Type11b)
Cold-side outlet temperature -> Lower input temperature TI (Type2b-5)
Cold-side outlet temperature -> Monitoring temperature Tin (Type2b-5)
Cold-side outlet temperature -> Left axis variable-2 (Type65d)
Cold-side outlet temperature -> Left axis variable-2 (Type65d-4)
Cold-side flow rate -> Flow rate at inlet 1 (Type11d)
Heat transfer rate -> Left axis variable-3 (Type65a)

Type114 (Unit 5, Type 114)

Outlet fluid temperature -> Cold side inlet temperature (Type91)
Outlet flow rate -> Cold side flow rate (Type91)

Type114-2 (Unit 6, Type 114)

Outlet fluid temperature -> Hot side inlet temperature (Type91-2)

Outlet flow rate -> Left axis variable-1 (Type65d-3)
Outlet flow rate -> Hot side flow rate (Type91-2)

Type91 (Unit 7, Type 91)

Hot-side outlet temperature -> Inlet fluid temperature (Type114-4)
Hot-side flow rate -> Inlet fluid flow rate (Type114-4)
Cold-side outlet temperature -> Hot-side temperature (Type4a)
Cold-side flow rate -> Hot-side flowrate (Type4a)

Type114-4 (Unit 8, Type 114)

Outlet fluid temperature -> Inlet temperature (Type1b)
Outlet flow rate -> Inlet flowrate (Type1b)

Type6-2 (Unit 9, Type 6)

Required heating rate -> Left axis variable-1 (Type65a)

Type2b (Unit 10, Type 2)

Output control function -> Control signal (Type114-4)
Output control function -> Control signal (Type114)

Type2b-2 (Unit 11, Type 2)

Output control function -> Control signal (Type114-2)

Type65a (Unit 12, Type 65)

Type9e (Unit 13, Type 9)

Output 1 -> Inlet flow rate (Type11b)

Type4a (Unit 14, Type 4)

Temperature to heat source -> Inlet fluid temperature (Type114)
Temperature to heat source -> Lower input temperature Tl (Type2b)
Flowrate to heat source -> Inlet fluid flow rate (Type114)
Temperature to load -> Upper input temperature Th (Type2b-2)

Temperature to load -> Monitoring temperature Tin (Type2b-2)
Temperature to load -> Upper input temperature Th (Type2b-3)
Temperature to load -> Monitoring temperature Tin (Type2b-3)
Temperature to load -> Left axis variable-3 (Type65d-2)
Temperature to load -> Inlet fluid temperature (Type114-3)
Temperature to load -> Inlet fluid temperature (Type114-2)
Flowrate to load -> Inlet fluid flow rate (Type114-3)
Flowrate to load -> Inlet fluid flow rate (Type114-2)

Type11b (Unit 15, Type 11)

Temperature at outlet 1 -> Lower input temperature Tl (Type2b-2)
Flowrate at outlet 1 -> Cold side flow rate (Type91-2)
Flow rate at outlet 2 -> Flow rate at inlet 2 (Type11d)

Type11d (Unit 16, Type 11)

Outlet temperature -> Inlet fluid temperature (Type6-2)
Outlet temperature -> Left axis variable-1 (Type65d-4)
Outlet flow rate -> Fluid mass flow rate (Type6-2)

Type6 (Unit 17, Type 6)

Required heating rate -> Left axis variable-5 (Type65a)

Type9e-2 (Unit 18, Type 9)

Output 1 -> Cold side flow rate (Type91-3)

Type91-3 (Unit 19, Type 91)

Hot-side outlet temperature -> Left axis variable-1 (Type65d-2)
Hot-side outlet temperature -> Temperature at inlet 2 (Type11d-2)
Hot-side flow rate -> Flow rate at inlet 2 (Type11d-2)
Cold-side outlet temperature -> Inlet fluid temperature (Type6)
Cold-side outlet temperature -> Left axis variable-2 (Type65d-2)
Cold-side outlet temperature -> Lower input temperature Tl (Type2b-4)
Cold-side outlet temperature -> Monitoring temperature Tin (Type2b-4)
Cold-side flow rate -> Fluid mass flow rate (Type6)
Heat transfer rate -> Left axis variable-4 (Type65a)

Type114-3 (Unit 20, Type 114)

Outlet fluid temperature -> Hot side inlet temperature (Type91-3)

Outlet flow rate -> Left axis variable-2 (Type65d-3)

Outlet flow rate -> Hot side flow rate (Type91-3)

Type2b-3 (Unit 21, Type 2)

Output control function -> Control signal (Type114-3)

Type65d (Unit 22, Type 65)

Type65d-3 (Unit 23, Type 65)

Type65d-2 (Unit 24, Type 65)

Type65d-4 (Unit 25, Type 65)

Type2b-4 (Unit 26, Type 2)

Output control function -> Control Function (Type6)

Type2b-5 (Unit 27, Type 2)

Output control function -> Control Function (Type6-2)

Type11d-2 (Unit 28, Type 11)

Outlet temperature -> Cold-side temperature (Type4a)

Outlet flow rate -> Cold-side flowrate (Type4a)

End of report.

C Rapport av modellen brukt i Polysun

This report has been created by:

Andre Keul
Lars Onsagersvei 14-24 B
7030 Trondheim

Location of the system

Norway
OSLO
Longitude: 10.75°
Latitude: 59.93°
Elevation: 154 m

System overview (annual values)

Total fuel and/or electrical energy consumption of the system [Etot]	21,795.6 kWh
Comfort demand	Energy demand covered

Overview solar thermal energy (annual values)

Collector area	46 m ²
Solar fraction total	56.7%
Total annual field yield	18,754 kWh
Collector field yield relating to gross area	406 kWh/m ² /Year
Collector field yield relating to aperture area	625 kWh/m ² /Year
Max. fuel savings	1,984.5 m ³ (Gas): [Natural gas H]
Max. energy savings	20,837.4 kWh
Max. reduction in CO2 emissions	4,825.7 kg

Meteorological data

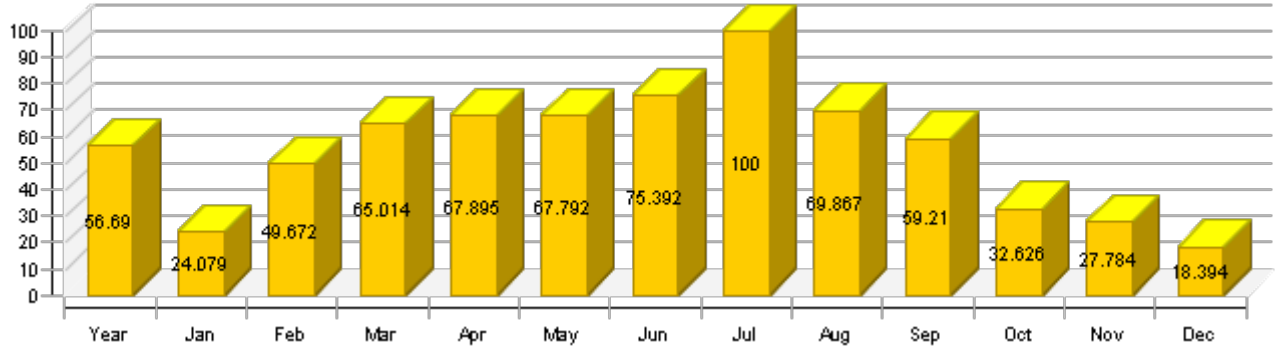
Outdoor temperature 24h	6.6 °C
Annual global irradiance	1,044.7 kWh/m ²
Annual diffuse irradiance	438.5 kWh/m ²

Component overview (annual values)

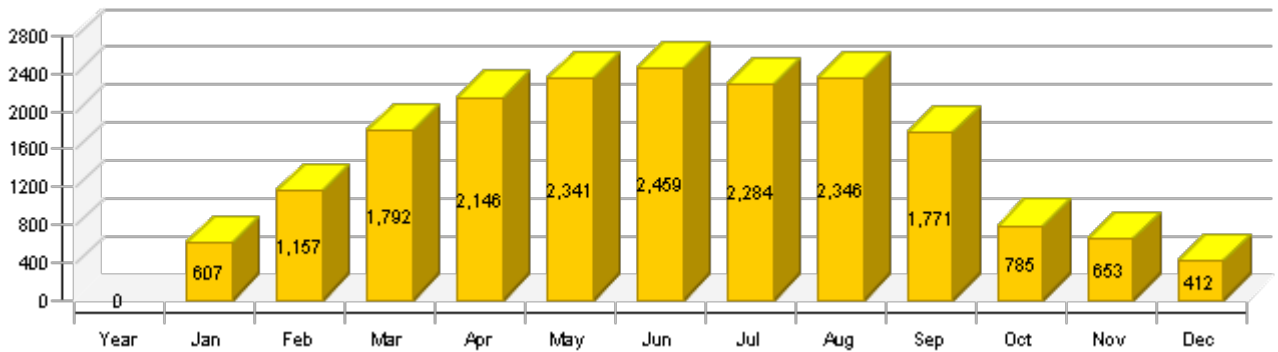
Boiler 4	Gas boiler 1000kW without internal pump	
Power	kW	1,000
Total efficiency	%	70.3
Fuel and electrical energy consumption [Eaux]	kWh	20,376.1
Collector Collector field	AP-20	
Total area	m ²	46.15
Total aperture area	m ²	30
Tilt angle	°	45
Orientation	°	0
Collector field yield [Qsol]	kWh	18,753.7
Irradiance onto collector area [Esol]	kWh	40,936.7
Hot water demand	Constant	

Withdraw volume	l/d	1,327.8
Temperature setting	°C	60
Energy from/to the system [Quse]	kWh	29,086.8

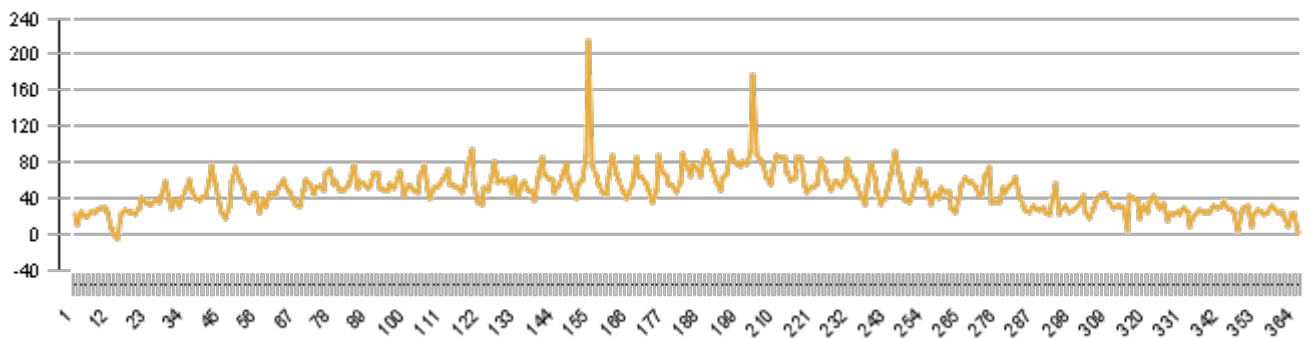
Solar fraction: fraction of solar energy to system [SFn] %



Solar thermal energy to the system [Qsol] kWh



**Collector Collector field
Daily maximum temperature [°C]**



D Tallverdier fra simuleringene i TRNSYS

I dette vedlegget er tallverdiene fra simuleringene i TRNSYS presentert. Forkortelsen A står for areal og benevningen er m². Forkortelsen V står for volum og benevningen er m³. Forkortelsen DK står for dekningsgrad og forkortelsen SG står for systemvirkningsgrad. I oppgaven ble liter brukt som benevning på lagringskapasiteten, men 1 m³ er tilnærmet lik 1000 liter.

Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket

I figur 16.1 og figur 16.2 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket presentert. Arealene er ikke alltid runde tall, det er fordi prosentvis andel av maksimalt tilgjengelig areal på taket ble brukt som basis for arealene.

	Plan	DK		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.338	0.356	0.361	0.363
30	0.399	0.424	0.437	0.441
39	0.439	0.467	0.484	0.496
50.2	0.462	0.505	0.530	0.547
78	0.545	0.591	0.616	0.632
117	0.558	0.630	0.661	0.683
	Plan	SG		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.406	0.428	0.433	0.435
30	0.320	0.339	0.349	0.353
39	0.270	0.287	0.298	0.305
50.2	0.221	0.241	0.253	0.261
78	0.168	0.182	0.190	0.194
117	0.115	0.129	0.136	0.140

Figur 16.1. Plan solfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

	Vak	DK			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.446	0.470	0.474	0.474
	30	0.529	0.571	0.589	0.594
	39	0.571	0.635	0.662	0.675
	50.2	0.606	0.680	0.718	0.737
	78	0.662	0.742	0.780	0.806
	Vak	SG			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.536	0.564	0.569	0.569
	30	0.424	0.457	0.471	0.476
	39	0.352	0.391	0.408	0.415
	50.2	0.290	0.325	0.343	0.353
	78	0.204	0.228	0.240	0.248

Figur 16.2. Vakuumrørsolfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden

I figur 16.3 og figur 16.4 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden presentert.

	Plan	DK			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.250	0.264	0.269	0.270
	30	0.283	0.307	0.320	0.323
	39	0.304	0.332	0.352	0.361
	48	0.308	0.351	0.376	0.393
	Plan	SG			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.441	0.466	0.474	0.477
	30	0.333	0.362	0.376	0.380
	39	0.276	0.300	0.318	0.327
	48	0.226	0.258	0.277	0.289

Figur 16.3. Plan solfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann.

	Vak	DK			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.312	0.331	0.336	0.336
	30	0.369	0.406	0.418	0.420
	39	0.389	0.454	0.476	0.483
	48	0.402	0.487	0.523	0.537
	Vak	SG			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.550	0.584	0.593	0.594
	30	0.435	0.477	0.492	0.494
	39	0.352	0.411	0.431	0.437
	48	0.364	0.359	0.385	0.395

Figur 16.4. Vakuumsolfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann

Solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming

I figur 16.5 er tallverdiene fra simuleringen av dekningsgrad for forskjellige helningsvinkler presentert.

Helningsvinkel	DG			
	Plan 50/35	Plan 35/30	Vakuums 50/35	Vakuums 35/30
	A=250 m ² V=15 m ³	A=250 m ² V=15 m ³	A=165 m ² V=10 m ³	A=165 m ² V=10 m ³
45	0.166	0.216	0.200	0.241
60	0.175	0.222	0.207	0.243
70	0.169	0.214	0.203	0.234
75	0.164	0.207	0.198	0.228
90	0.136	0.172	0.174	0.196

Figur 16.5. Dekningsgrad for forskjellige helningsvinkler.

35/30 °C i distribusjonsnett

I figur 16.6 og figur 16.7 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med 35/30 °C i distribusjonsnett presentert.

DK				
	V			
A	5	10	15	20
50	0.059	0.058	0.057	0.056
100	0.104	0.108	0.108	0.107
150	0.146	0.150	0.152	0.152
200	0.178	0.187	0.190	0.191
251	0.199	0.216	0.222	0.224
SG				
	V			
A	5	10	15	20
50	0.693	0.686	0.668	0.653
100	0.622	0.645	0.647	0.642
150	0.594	0.610	0.619	0.620
200	0.555	0.584	0.592	0.596
251	0.502	0.548	0.563	0.567

Figur 16.6. Plan solfanger for vann- og romoppvarming med 35/30 °C i distribusjonsnettet.

DK				
	V			
A	5	10	15	20
50	0,090	0,088	0,086	0,084
80	0,133	0,133	0,133	0,132
100	0,159	0,161	0,162	0,161
150	0,224	0,225	0,227	0,228
165	0,241	0,243	0,245	0,246
SG				
	V			
A	5	10	10	15
50	1,063	1,038	1,019	0,997
80	1,001	1,005	1,000	0,991
100	0,968	0,986	0,990	0,984
150	0,940	0,949	0,962	0,962
165	0,931	0,942	0,952	0,955

Figur 16.7. Vakuumrørsolfanger for vann- og romoppvarming med 35/30 °C i distribusjonsnettet.

50/35 °C i distribusjonsnettet

I figur 16.8 og figur 16.9 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnettet presentert.

DK				
	V			
A	5	10	15	20
50	0.050	0.049	0.047	0.045
100	0.085	0.087	0.088	0.087
150	0.112	0.120	0.122	0.122
200	0.138	0.147	0.151	0.152
251	0.153	0.169	0.175	0.177
SG				
	V			
A	5	10	15	20
50	0.590	0.575	0.551	0.529
100	0.497	0.513	0.514	0.508
150	0.442	0.472	0.479	0.478
200	0.411	0.436	0.448	0.450
251	0.366	0.404	0.417	0.421

Figur 16.8. Plan solfanger for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnettet.

DK				
	V			
A	5	10	15	20
50	0.080	0.079	0.077	0.075
80	0.118	0.119	0.118	0.117
100	0.139	0.142	0.143	0.143
150	0.186	0.192	0.197	0.198
165	0.200	0.207	0.212	0.214
SG				
	V			
A	5	8	10	15
50	0.937	0.926	0.905	0.876
80	0.876	0.876	0.874	0.861
100	0.825	0.841	0.849	0.845
150	0.745	0.773	0.792	0.797
251	0.735	0.761	0.777	0.784

Figur 16.9. Vakuumrørsolfanger for vann- og romoppvarming med 50/35 °C i distribusjonsnettet.

E Tallverdier fra simuleringene i Polysun

I dette vedlegget er tallverdiene fra simuleringene i Polysun presentert. Forkortelsen A står for areal og benevningen er m². Forkortelsen V står for volum og benevningen er m³. Forkortelsen DK står for dekningsgrad og forkortelsen SG står for systemvirkningsgrad. I oppgaven ble liter brukt som benevning på lagringskapasiteten, men 1 m³ er tilnærmet lik 1000 liter.

Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket

I figur 16.10 og figur 16.11 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på taket presentert. Arealene er ikke alltid runde tall, det er fordi prosentvis andel av maksimalt tilgjengelig areal på taket ble brukt som basis for arealene.

	Plan	DK		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.394	0.405	0.41	0.412
30	0.503	0.523	0.529	0.534
40	0.586	0.614	0.624	0.631
50.2	0.646	0.679	0.692	0.701
77.5	0.734	0.779	0.796	0.811
118	0.788	0.838	0.862	0.878
	Plan	SG		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.408	0.419	0.424	0.426
30	0.347	0.361	0.365	0.369
40	0.303	0.318	0.323	0.327
50.2	0.267	0.281	0.287	0.290
77.5	0.196	0.208	0.213	0.217
118	0.139	0.148	0.152	0.155

Figur 16.10. Plan solfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

	Vak	DK			
	V				
A		1	2	3	4
	20.6	0.426	0.438	0.441	0.443
	30	0.541	0.568	0.575	0.579
	39	0.635	0.671	0.685	0.692
	50.7	0.724	0.761	0.78	0.794
	77	0.825	0.875	0.895	0.91
	Vak	SG			
	V				
A		1	2	3	4
	20.6	0.427	0.439	0.442	0.444
	30	0.373	0.392	0.397	0.399
	39	0.334	0.353	0.360	0.364
	50.7	0.296	0.311	0.319	0.325
	77	0.222	0.236	0.241	0.245

Figur 16.11. Vakuumrør solfanger på taket for oppvarming av varmt forbruksvann.

Solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden

I figur 16.12 og figur 16.13 er tallverdiene fra simuleringene med solvarmeanlegg for oppvarming av varmt forbruksvann på fasaden presentert.

	Plan	DK			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.267	0.279	0.283	0.285
	30	0.346	0.368	0.374	0.377
	40	0.409	0.439	0.448	0.453
	48	0.446	0.483	0.495	0.502
	Plan	SG			
	V				
A		1	2	3	4
	20	0.401	0.419	0.425	0.428
	30	0.347	0.369	0.375	0.378
	40	0.307	0.330	0.337	0.340
	48	0.279	0.303	0.310	0.314

Figur 16.12. Plan solfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann

	Vak	DK		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.344	0.357	0.361	0.363
30	0.448	0.479	0.486	0.491
39	0.521	0.567	0.582	0.59
48	0.576	0.634	0.657	0.67
	Vak	SG		
	V			
A	1	2	3	4
20	0.517	0.537	0.543	0.546
30	0.449	0.480	0.487	0.492
39	0.402	0.437	0.449	0.455
48	0.361	0.397	0.411	0.420

Figur 16.13. Vakuumrørsolfanger på den vestlige fasaden for oppvarming av varmt forbruksvann

F Investeringskostnader og beregninger i den økonomiske analysen

Bare beregningene med en levetid på solvarmeanlegget på 20 år er med i vedlegget. Eneste forskjellen, utenom levetiden, er at med en levetid på 30 regnes det ikke med I_2 på grunn av man trenger bare å bytte ut solvarmeanlegget en gang.

	Grunnlag investeringskostnad			
	Stykkpris	ant/48_solfangere	tallverdi	Fastpris
Solfangerkobling	204,28	48/48	1,00	
Hydraulisk fikspunkt	136,19	45/48	0,94	
Blindprop				323,45
Montagesett				4375,04
Forlengelse til montagesett	1395,93	45/48	0,94	
Ekspansjonstank - 150				5299,98
Ekspansjonstank - 80				1827,19
Kappeventil				1668,3
Solvarme - håndudlifter				408,56
Glykol per 20 l	436,94	17/48	0,35	
Mikroboble-felle				1044,11
Styring				6520
Frisvandstasjon				10202,75
Ekspansjonstank- 150 rumvarme				6151,16
Temperaturføler				323,45
Solfangerføler				130,51
Termoføler til rør				107,82
Motorventil				1526,44
Varmt vands omskiftning				1696,68
				41605,44
Annet				
Varmevekslerstasjon	31164,35			
Vakuumsølfanger	5500			
Plan sølfanger	5305,6			
Lagring per 1000 L	10000			
Planlegging og oppføring	39	% av total		
Årlig vedlikeholdskostnad	0,004			
m	20			
m_alt	30			
n	50			
r	0,04			

Solvarmeanlegg for	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Varmt-vann	Vann/rom-oppvarming 35/30 °C	Vann/rom-oppvarming 35/30 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C	Vann/rom-oppvarming 50/35 °C
Plasering	Tak	Tak	Tak	Fasade	Fasade	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Solfanger	Plan	Vakuu	Vakuu	Plan	Vakuu	Plan	Vakuu	Plan	Vakuu	Vakuu
Nummer på systemløsning	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Solfangerareal [m ²]	50,2	30	78	48	48	251	165	251	165	100
Lagringskapasitet [L]	2000	2000	3000	2000	2000	10000	10000	10000	10000	5000
Lysåpningsareal	2,51	1,876	1,876	2,51	1,876	2,51	1,876	2,51	1,876	1,876
Antall solfangere	20	15,99147122	41,57782516	19,12350598	25,58635394	100	87,95309168	100	87,95309168	53,30490405
Antall solfangere	20	16	42	19	26	100	88	100	88	53
Fast investeringskostnad	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4	41 605,4
Variabel investeringskostnad	35 907,8	28 726,3	75 406,5	34 112,4	46 680,2	179 539,2	157 994,5	179 539,2	157 994,5	95 155,8
Varmevekslerstasjon(er)	31 164,4	31 164,4	31 164,4	31 164,4	31 164,4	62 328,7	62 328,7	62 328,7	62 328,7	62 328,7
Solfangere	106 112,0	88 000,0	231 000,0	100 806,4	143 000,0	530 560,0	484 000,0	530 560,0	484 000,0	291 500,0
Lagring	20 000,0	20 000,0	30 000,0	20 000,0	20 000,0	100 000,0	100 000,0	100 000,0	100 000,0	50 000,0
Sum inklusiv mva	293 487,0	261 870,1	511 470,3	284 610,8	353 062,5	1 142 541,7	1 057 410,8	1 142 541,7	1 057 410,8	675 737,4
Planlegging og oppføring 39 %	187 639,25	167 425,13	327 005,62	181 964,28	225 728,47	730 477,47	676 049,53	730 477,47	676 049,53	432 028,83
Sum_sum_pluss_planlegging	481 126,29	429 295,21	838 475,94	466 575,08	578 790,95	1 873 019,16	1 733 460,33	1 873 019,16	1 733 460,33	1 107 766,23
Årlige vedlikeholdskostnader n=50	1 173,95	1 047,48	2 045,88	1 138,44	1 412,25	4 570,17	4 229,64	4 570,17	4 229,64	2 702,95
	58 697,41	52 374,02	102 294,06	56 922,16	70 612,50	228 508,34	211 482,16	228 508,34	211 482,16	135 147,48
sum_I0	539 823,70	481 669,23	940 770,00	523 497,24	649 403,45	2 101 527,49	1 944 942,50	2 101 527,49	1 944 942,50	1 242 913,71
I	157 276,35	139 164,35	292 164,35	151 970,75	194 164,35	692 888,70	646 328,70	692 888,70	646 328,70	403 828,70
I1	71 778,87	63 512,79	133 340,00	69 357,47	88 614,07	316 225,36	294 975,98	316 225,36	294 975,98	184 302,15
I2	32 758,94	28 986,41	60 854,63	31 653,84	40 442,31	144 321,13	134 623,19	144 321,13	134 623,19	84 113,09
B [kr]	9 328,80	10 556,32	14 550,00	6 530,83	9 064,19	82 654,77	91 743,24	74 068,52	88 087,07	60 608,38
B_i_beregning	200 403,1	226 772,7	312 565,8	140 296,4	194 718,7	1 775 605,1	1 970 845,1	1 591 153,7	1 892 302,7	1 302 000,3
NV	-443 958,4	-347 395,7	-822 398,8	-484 212,2	-583 741,2	-786 468,9	-403 696,6	-970 920,3	-482 239,0	-209 328,6
Planlegging og oppføring 20%	73 371,8	65 467,5	127 867,6	71 152,7	88 265,6	285 635,4	264 352,7	285 635,4	264 352,7	168 934,4
Sum_sum_pluss_planlegging	366 858,8	327 337,6	639 337,9	355 763,5	441 328,1	1 428 177,1	1 321 763,5	1 428 177,1	1 321 763,5	844 671,8
sum_I0	425 556,2	379 711,6	741 632,0	412 685,7	511 940,6	1 656 685,4	1 533 245,7	1 656 685,4	1 533 245,7	979 819,2
NV	-329 690,9	-245 438,1	-623 260,8	-373 400,6	-446 278,3	-341 626,9	8 000,3	-526 078,2	-70 542,1	53 765,9
Planlegging og oppføring 10%	32 609,7	29 096,7	56 830,0	31 623,4	39 229,2	126 949,1	117 490,1	126 949,1	117 490,1	75 081,9
Sum_sum_pluss_planlegging	326 096,7	290 966,8	568 300,4	316 234,2	392 291,6	1 269 490,8	1 174 900,9	1 269 490,8	1 174 900,9	750 819,3
sum_I0	384 794,1	343 340,8	670 594,4	373 156,4	462 904,1	1 497 999,1	1 386 383,1	1 497 999,1	1 386 383,1	885 966,8
NV	-288 928,83	-209 067,24	-552 223,22	-333 871,30	-397 241,85	-182 940,52	154 862,89	-367 391,89	76 320,48	147 618,29