

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet  
Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT)

Masteroppgave 2014  
30 stp

# Modellering av solvarmeanlegg og produksjonssimuleringer ved Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen

The Possibility of Integrating Solar Collectors in  
Hafslund's District Heating System at Gardermoen

Reidun Marie Romundstad

# Forord

Å skrive masteroppgave har vært en sann glede. Selv tidvis frustrasjon og enkelte tilløp til panikk har ikke vært nok til å dempe de lystbetonte sidene av masterprosessen.

Å skrive masteroppgave har også vært en takknemlig prosess, all den tid jeg har vært avhengig av informasjon og innspill fra andre for å komme i havn. Jeg ønsker derfor å takke alle som har bidratt i siste fase av mine studieår ved NMBU.

Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Arne Auen Grimenes ved NMBU for grundig veiledning og oppfølging til enhver tid, samt et ektefølt engasjement for fysikkfaget. Videre vil jeg takke min eksterne veileder Øyvind Nilsen ved Hafslund Varme AS for velvillighet og optimisme i forhold til masteroppgavens tema og for nyttige innspill underveis.

Erik Henriksen ved Hafslund Varme AS fortjener også takk, for hjelp med datatilgang, raske og presise kartleveranser og utallige kommentarer til alle kapitler. Videre vil jeg takke Fred-Arne Halvorsen ved Hafslund Varme AS for omvisning i alle kriker og kroker ved Gardermoen varmesentral, transporttjenester og god kaffe.

Takk til Signe Kroken ved NMBU for tilgang til innstrålingsdata for Ås, takk til Aud Skaugen ved Ressurs & Miljø AS for et glimrende forslag til masteroppgave og for nødvendig trådtrekking, og takk til Arild Dahlberg ved Akershus Energi AS for teknisk gjennomgang av solvarmeanlegget ved Akershus Energipark. Data fra STRÅNG er produsert av Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, med støtte fra Strålsäkerhetsmyndigheten og Naturvårdsverket.

Takk til Jan-Olof Dalenbäck ved Chalmers tekniska högskola, Sverige, for raske og grundige svar på mine mange spørsmål, for tilgang til aktuelle artikler og til en oppdatert database for storskala sol i fjernvarme. Takk til Daniel Trier og Jan Erik Nilsen i PlanEnergi, Danmark, for grundige svar på mine mange spørsmål om solfangere i fjernvarme, og for veiledning i bruk av simuleringsverktøyet Fjernsol-PRO. Takk til Jan Asle Olseth ved Universitetet i Bergen, for nyttige innspill til metode og diskusjon og for nyttige artikler om diffus stråling og strålingsklimaet i Norge.

Helt til sist må jeg få takke min gode venninne Marte, som har tatt seg tid til å lese korrektur.

Ås, 7. mai 2014

Reidun Marie Romundstad

# Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å vurdere muligheten for bruk av solfangere i Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen. Det har vært en kraftig økning i storskala solvarmeanlegg i Europa de senere årene og Norge fikk sitt første anlegg av denne typen i 2013, i Akershus Energipark utenfor Lillestrøm. Dette anlegget har et samlet solfangerareal på 12 581 m<sup>2</sup> og er med det Europas 9. største anlegg.

Et første steg for å vurdere muligheten for oppføring av et tilsvarende anlegg på Gardermoen er å innhente informasjon om forventet ressurstilgang. Den meteorologiske målestasjonen på Gardermoen måler imidlertid ikke solinnstråling. Undersøkelser av innstrålingsdata fra meteorologiske målestasjoner i en radius på 60 km rundt Gardemoen, samt estimerte innstrålingsdata fra ulike databaser, viser at global innstråling på Gardermoen kan forventes å være i området 850 – 940 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Den diffuse innstrålingen kan forventes å være i området 420 – 480 kWh/m<sup>2</sup> pr. år

Tilgjengelige arealer i området ved og rundt varmesentralen på Gardermoen er noe begrenset, og de arealene som vurderes brukt er deler av en fjernvarmetrasé samt varmesentralens takarealer. Samlet tilgjengelig areal er med det på ca. 11 daa, og beregninger viser at dette gir rom for et anlegg på mellom 2,7 daa og 4,1 daa aktivt solfangerareal. Simuleringer av solvarmeproduksjon gitt en global innstråling på 890 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, viser at man kan forvente å hente ut mellom 0,87 GWh og 1,2 GWh pr. år med et anlegg av denne størrelsen. Dette svarer til en maksimal dekningsgrad av varmebehovet i juni og juli på henholdsvis 23 % og 24 %. Maksimal dekningsgrad for sommerhalvåret som helhet (april – september) er på 9 %.

Fordi varmebehovet vanligvis er størst tidlig på morgenen, mens solvarmeproduksjonen er størst midt på dagen, vil det enkelte dager hvor varmebehovet er spesielt lavt, være et misforhold mellom varmebehov og solvarmeproduksjon. Med oppføring av en buffertank for døgnlagring forventes dette misforholdet å kunne reduseres, og som et første anslag for størrelse foreslås en buffertank på mellom 168 m<sup>3</sup> og 294 m<sup>3</sup>.

# Abstract

The purpose of this study is to assess the possibility of integrating solar collectors in Hafslund's district heating system at Gardermoen. There has been a sharp increase in the number of large-scale solar heating plants in Europe in recent years, and Norway got its first facility of this kind in 2013, at Akershus Energipark outside Lillestrøm. This solar heating plant has a total collector area of 12 581 m<sup>2</sup>, making it Europe's 9<sup>th</sup> largest plant.

A first step to assess the possibility of installing a similar plant at Gardermoen, is to collect information about the expected solar insolation. However, the meteorological station at Gardermoen does not measure solar irradiance. Investigation of solar radiation data from meteorological stations in a radius of 60 km around Gardermoen, as well as estimated data from different databases, show that the global insolation can be expected to be in the range 850 – 940 kWh/m<sup>2</sup>/year. The diffuse insolation can be expected to be in the range 420 – 480 kWh/m<sup>2</sup>/year.

Available areas for placing solar collectors around the heating central at Gardermoen is limited. The areas considered are parts of a piping pathway and the roof areas of the heating central. The total available area is approximately 11 daa, and calculations show that this allows for a facility of between 2,7 daa and 4,1 daa aperture area. Simulations of solar thermal production provided a global insolation of 890 kWh/m<sup>2</sup>/year, shows that one can expect a solar thermal production of between 0,87 – 1,2 GWh/m<sup>2</sup>/year, given a facility of this size. This corresponds to a maximum solar fraction of 23 % and 24 % in June and July respectively. The maximum solar fraction for the summer (April – September) is 9 %.

Because heat demand is usually peaking in the early morning, while solar thermal production is highest at noon, a mismatch between heat demand and solar thermal production will occur at certain days. A buffer tank for short term storage is expected to reduce this disparity, and as a first estimate for the size of a buffer tank, a volume of between 168 m<sup>3</sup> and 294 m<sup>3</sup> is proposed.

# Symbolliste

Symbol	Forklaring	Enhet
$AM$	Air Mass	-
$A_a$	Aktivt solfangerareal	$m^2$
$A_c$	Brutto solfangerareal	$m^2$
$a_1$	Tapsfaktor	$W/m^2/K$
$a_2$	Tapsfaktor	$W/m^2/K^2$
$B$	Bredde takflate	m
$b$	Solfangerbredde	m
$c_p$	Varmekapasitet	$kWh/m^3/^\circ C$
$D$	Dybde takflate	m
$E$	Utstrålingstetthet	$W/m^2$
$EOT$	Equation of time	min
$G$	Innstrålingstetthet	$W/m^2$
$G_0$	Teoretisk innstrålingstetthet uten atmosfære	$W/m^2$
$G_{cs}$	Sirkumsolar diffus innstrålingskomponent	$W/m^2$
$G_{diffus}$	Diffus innstrålingskomponent	$W/m^2$
$G_{direkte}$	Direkte innstrålingskomponent	$W/m^2$
$G_{global}$	Global innstrålingstetthet	$W/m^2$
$G_{hz}$	Diffus innstrålingskomponent fra området rundt horisonten	$W/m^2$
$G_{iso}$	Isotrop diffus innstrålingskomponent	$W/m^2$
$G_{ref}$	Reflektert innstrålingskomponent	$W/m^2$
$G_{sc}$	Solar konstanten	$W/m^2$
$G_{skrå}$	Innstrålingstetthet på orientert, skrå flate	$W/m^2$
$H$	Innstrålt energi pr. dag	$kWh/m^2$
$h$	Solfangerhøyde	m
$I$	Innstrålt energi pr. time	$kWh/m^2$
$K_\theta$	Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel	-
$k$	Temperaturavhengig andel	-
$k_T$	Klarhetsindeks	-
$L$	Lengdegrad	$^\circ\emptyset$
$LMTD$	Logaritmisk middeltemperaturdifferanse	K
$LST$	Lokal soltid	-
$L_{st}$	Standardmeridian for lokal tidssone	$^\circ\emptyset$
$m$	Antall rekke med solfangere	-
$NNT$	Norsk normalt tid	-
$N$	Dagens nummer i året	-
$n$	Antall solfangere	-
$P_v$	Effekt levert til varmemedium	W
$Q_b$	Energi lagret i buffertank	kWh
$Q_{korr}$	Temperaturkorrigert energiforbruk	MWh
$Q_{ukorr}$	Ukorrigert energiforbruk	MWh
$r$	Rekkeavstand	m
$T_a$	Lufttemperatur	K eller $^\circ C$
$T_m$	Middeltemperatur varmemedium	K
$\Delta T$	Temperaturrendring i buffertank	$^\circ C$
$\Delta t_{GMT}$	Tidsforskjell mellom norsk normalt tid og Greenwich Mean Time	$^\circ$
$V$	Volum	L
$\alpha_s$	Solhøyde	$^\circ$
$\beta$	Helningsvinkel	$^\circ$
$\gamma$	Orientering	$^\circ$

<b>Symbol</b>	<b>Forklaring</b>	<b>Enhet</b>
$\gamma_s$	Asimutvinkel	°
$\delta$	Deklinasjon	°
$\eta$	Virkningsgrad	-
$\eta_0$	Optisk virkningsgrad	-
$\theta$	Innfallsvinkel	°
$\theta_z$	Senitvinkel	°
$\varphi$	Vinkel mellom jordens rotasjonsakse og jordens omløpsbane	°
$\omega$	Timevinkel	°

# Innholdsfortegnelse

Forord.....	I
Sammendrag .....	II
Abstract.....	III
Symbolliste .....	IV
Innholdsfortegnelse .....	VI
<b>1 Innledning.....</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling og avgrensninger .....	3
1.3 Tidligere arbeider .....	4
1.4 Oppgavens struktur.....	6
<b>2 Teori.....</b>	<b>7</b>
2.1 Ressursgrunnlag.....	7
2.1.1 Definisjoner .....	7
2.1.2 Koordinatsystem og vinkler.....	7
2.1.3 Stråling fra solen .....	10
2.1.4 Atmosfæriske effekter .....	11
2.1.5 Strålingens veilengde gjennom atmosfæren.....	11
2.1.6 Breddegrad, årstidsvariasjon og døgnvariasjon .....	12
2.1.7 Lokale faktorer.....	14
2.1.8 Måling av direkte, diffus og global solinnstråling.....	15
2.1.9 Solinnstråling på orientert, skrå flate .....	15
2.2 Teknologi og anvendelse .....	19
2.2.1 Fjernvarme .....	19
2.2.2 Bruk av solfangere i fjernvarme.....	19
2.2.3 Sentraliserte og desentraliserte system .....	20
2.2.4 Varmelager .....	22
2.2.5 Systemløsninger for sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring.....	23
2.2.6 Solfangerfeltet.....	25
2.2.7 Solfangere .....	26
2.2.8 Tapsfaktorer og virkningsgrad .....	27
2.2.9 Helning og orientering.....	29
<b>3 Eksisterende anlegg.....</b>	<b>30</b>
3.1 Teknisk beskrivelse av eksisterende anlegg .....	30
3.1.1 Fjernvarmeanlegget på Gardermoen .....	30
3.1.2 Komponenter.....	31
3.1.3 Temperaturer på tur- og returvann.....	31
3.1.4 Produksjonsdata .....	33
3.1.5 Varmebehov .....	34
3.2 Områdebeskrivelse .....	36
3.2.1 Fjernvarme-traséen .....	36
3.2.2 Varmesentralens takarealer.....	39
<b>4 Data og metode.....</b>	<b>44</b>
4.1 Ressursgrunnlag.....	44
4.1.1 Lufttemperatur .....	44
4.1.2 Global og diffus innstråling.....	46
4.1.3 Estimering av diffus stråling.....	51

<b>4.2</b>	<b>Teknologi og anvendelse .....</b>	<b>52</b>
4.2.1	Beskrivelse av Fjernsol-PRO .....	52
4.2.2	Simuleringer med Fjernsol-PRO.....	53
4.2.3	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned .....	59
4.2.4	Beskrivelse av T*SOL Expert .....	60
4.2.5	Simuleringer med T*SOL Expert.....	62
4.2.6	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time .....	65
<b>5</b>	<b>Resultat .....</b>	<b>66</b>
<b>5.1</b>	<b>Ressursgrunnlag.....</b>	<b>66</b>
5.1.1	Lufttemperatur .....	66
5.1.2	Global innstråling .....	67
5.1.3	Estimering av diffus innstråling .....	69
5.1.4	Diffus innstråling .....	71
<b>5.2</b>	<b>Teknologi og anvendelse .....</b>	<b>73</b>
5.2.1	Simuleringer med Fjernsol-PRO.....	74
5.2.2	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned .....	84
5.2.3	Simuleringer med T*SOL Expert.....	86
5.2.4	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time .....	89
<b>6</b>	<b>Diskusjon.....</b>	<b>93</b>
<b>6.1</b>	<b>Ressursgrunnlag.....</b>	<b>93</b>
6.1.1	Lufttemperatur .....	93
6.1.2	Global innstråling .....	94
6.1.3	Estimering av diffus innstråling .....	97
6.1.4	Diffus innstråling .....	99
<b>6.2</b>	<b>Teknologi og anvendelse .....</b>	<b>100</b>
6.2.1	Simuleringer med Fjernsol-PRO.....	100
6.2.2	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned .....	111
6.2.3	Simuleringer med T*SOL Expert.....	111
6.2.4	Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time .....	112
<b>7</b>	<b>Konklusjon og videre arbeid .....</b>	<b>114</b>
<b>8</b>	<b>Litteraturliste .....</b>	<b>117</b>
<b>9</b>	<b>Vedlegg.....</b>	<b>122</b>
	Vedlegg A – Gradtallsmetoden.....	122
	Vedlegg B – Manipulering av meteorologiske data .....	122
	Vedlegg C – Statistikk.....	122
	Vedlegg D – Testsertifikat .....	122
	Vedlegg E – Detaljerte resultat, ressursgrunnlag.....	122
	Vedlegg F – Detaljerte resultat, simuleringer.....	122



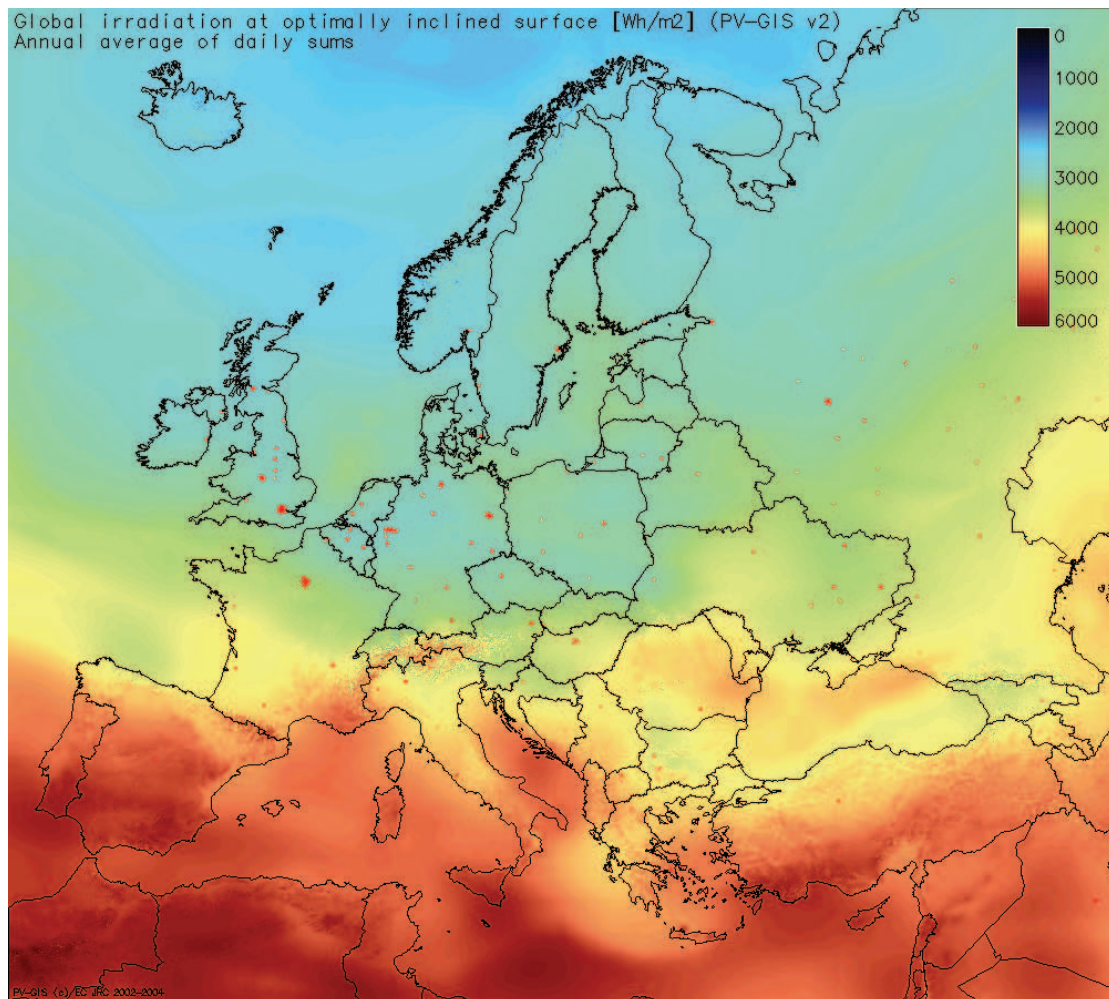
# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Menneskelig aktivitet bidrar til klimaendringer og utslippet av klimagasser er den viktigste driveren for global oppvarming. For å redusere utslippet av klimagasser til atmosfæren må bruken av fossile brensler reduseres kraftig samtidig som utnyttelsen av fornybare ressurser økes. For mange av de viktige klimatiltakene, som elektrifisering av transportsektoren og omlegging til utslippsfrie energibærere i andre sektorer, er økt produksjon av fornybar energi avgjørende for å lykkes.

Potensialet for økt bruk av solenergi er betydelig. Ressursen er tilgjengelig overalt samtidig som mye av teknologien er moden og lite kontroversiell. I følge Chen (2011) er mengden solenergi som hvert år treffer jorden på omlag 4 millioner EJ. Til sammenligning er verdens årlige energiforbruk på omlag 500 EJ. Dette innebærer at verdens energibehov kan dekkes ved å utnytte kun 0,1 promille av den innstrålte solenergien.

Solstrålingen er ujevnt fordelt geografisk sett og områdene rundt ekvator mottar mer innstråling enn områdene ved høyere breddegrader. I Norges langstrakte land varierer innstrålingen på en horisontal flate mellom 1 MWh/m<sup>2</sup> i sør til 0,6 MWh/m<sup>2</sup> i nord på årsbasis (Olseth & Skartveit 1992). Den geografiske variasjonen i innstrålingen for en optimalt vinklet flate er imidlertid mye mindre. Her er ressurstilgangen for store deler av Norge helt på høyde med ressurstilgangen i solenergilandet Tyskland, som vist i Figur 1-1. Figuren viser solinnstråling på en optimalt vinklet flate for ulike europeiske land, og verdiene er gitt som gjennomsnittlig innstrålt energi pr. døgn (Wh/m<sup>2</sup>).



Figur 1-1: Solinnstråling på en optimalt vinklet flate for ulike europeiske land. Verdiene er gitt som gjennomsnittlig innstrålt energi pr. døgn ( $\text{Wh/m}^2$ ) (PVGIS © European Communities, 2001-2008) (Súri et al. 2007).

Noe av utfordringen ved bruk av solenergi er at det gjerne er et misforhold mellom innstråling og energibehov gjennom året og døgnet, samtidig som mengden solinnstråling er uforutsigbar fra dag til dag. På døgnbasis kan problemet til en viss grad løses ved å ta i bruk energilagring, mens på årsbasis gjelder det å finne formål hvor misforholdet ikke er like gjeldende. Når det kommer til bruk av solenergi til varmemål er det særlig oppvarming av varmtvann som trekkes fram som et særskilt egnet bruksområde, siden behovet for varmtvann er jevnt gjennom året. Dette står i motsetning til behovet for energi til oppvarming som er størst på den tiden av året hvor innstrålingen er minst.

Storskala bruk av solfangere i fjernvarme er gammelt nytt i land som Sverige og Danmark, mens Norge fikk sitt første, og hittil eneste anlegg i 2013. I fjernvarme er valgfriheten mellom ulike energibærere stor og solenergi kan enkelt integreres i den sentrale varmeproduksjonen. Solenergien kan erstatte andre energibærere i perioder med mye innstråling, og i motsetning til elektrisitet, biobrensel og olje er selve ressurstilgangen kostnadsfri samtidig som den foreligger lokalt.

Økt utnyttelse av fornybare energiresurser med variabel tilgang krever god kunnskap om ressurstilgangen. Fordi solinnstrålingen varierer mye både i tid og rom er gode lokale data viktig, både for riktig dimensjonering av solenergianlegg og for å vurdere lønnsomheten i ulike prosjekter. En underestimerting av ressurstilgangen kan medføre at gode prosjekter ikke realiseres, mens en overestimerting kan resultere i implementering av uøkonomiske prosjekter. Lite er gjort på kartlegging av solenergiressursen i Norge og tilgangen til gode lokale data for solinnstråling kan være en utfordring. Meteorologiske målestasjoner registrerer gjerne temperatur, nedbør og andre meteorologiske variable, men få måler innstråling. Pr. i dag er det kun 68 målestasjoner som måler global innstråling i Norge, noe som tilsier at tettheten av meteorologiske målestasjoner som måler solinnstråling er lav. På bakgrunn av dette vil det ofte være nødvendig å benytte måledata fra nærliggende målestasjoner, modellerte eller estimerte innstrålingsdata.

## 1.2 Problemstilling og avgrensninger

Formålet med denne masteroppgaven er å vurdere muligheten for bruk av solfangere i fjernvarmeanlegget på Gardermoen. Sentrale spørsmål som søkes besvart er som følger:

- Hvilke innstrålingsdata har man tilgang til for den aktuelle lokaliteten, og hva sier de om ressurstilgangen?
- Hvor mye energi er det realistisk å hente ut med et solfangeranlegg innenfor de begrensninger ressurstilgangen og det tilgjengelige arealet setter?
- Hvordan er samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov, og hvordan kan et eventuelt misforhold reduseres ved hjelp av energilagring?

Oppgaven søker å foreslå en mulig løsning i forhold til størrelse og plassering av solfangerfeltet, men går ikke inn i detalj på koblinger, dimensjonering og optimalisering ved ulike systemløsninger. Når det kommer til teknologivalg tar studien utgangspunkt i de mest brukte løsningene, på bakgrunn av informasjon om eksisterende storskala solvarmeanlegg i Europa. Dette innebærer bruk av trykksatte plane solfangere, sentralisert integrering og oppføring av buffertank for døgnlagring. Anlegget dimensjoneres for i første rekke å dekke varmebehovet sommerstid og perioden som betraktes er hovedsakelig avgrenset til tidsrommet mellom april og september. Betrachtingene er av teknisk art og det gjøres ingen lønnsomhetsvurdering rundt integreringen av et solvarmeanlegg.

## 1.3 Tidligere arbeider

I forhold til kartlegging av ressursgrunnlaget har Byrkjedal et. al. (2013) utarbeidet en oversikt over tilgjengelige måledata og estimerte data for solinnstråling i Norge i dag. Arbeidet gir en oppsummering av hvilke målestasjoner som måler global, diffus og direkte innstråling i Norge, og viser at mens tettheten av målestasjoner som måler global innstråling er lav (totalt 68 målestasjoner) er antall målestasjoner som måler diffus og/eller direkte innstråling ekstremt lav (totalt 3 målestasjoner).

I mangel av tilgang til gode lokale data benyttes ofte estimerte innstrålingsdata basert på ulike interpoleringsteknikker. Gulbrandsen & Tangen (1977) har beregnet midlere månedlig global innstråling for 217 meteorologiske målestasjoner på bakgrunn av en observert empirisk sammenheng mellom global innstråling og samlet skydekke for 5 utvalgte målestasjoner. På bakgrunn av dette har de presentert kart over Norge med midlere månedlig global innstråling, hvor isolinjer representerer likt innstrålingsnivå. Databaser som Meteororm, Satel-Light og STRÅNG tilbyr estimerte innstrålingsdata for et stort antall lokaliteter på timesbasis, mens databaser som PVGIS og NASA SSE tilbyr estimerte innstrålingsdata på månedsbasis. Hagen (2011) har gjort en sammenlikning av måledata for global innstråling ved i alt elleve meteorologiske målestasjoner (seks i Norge, fem i Sverige), og estimerte innstrålingsdata basert på satellittmålinger levert av Satel-Light. Hagen stadfester her at estimerte verdier for global innstrålt fra Satel-Light generelt sett er i overensstemmelse med observerte verdier, men at det er usikkerhet knyttet til manglende informasjon om topografi og målinger gjort ved snødekke. Valideringer av estimerte innstrålingsdata fra andre databaser er ikke kjent, ut over de valideringer som selv er utført av dataleverandørene. Dette ligger imidlertid utenfor denne masteroppgavens formål, men en sammenlikning av innstrålingsdata fra de ulike databasene anses allikevel som interessant.

Størdal (2013) har gjort en vurdering av ressursgrunnlaget for simulering av bruk av solceller ved et gårdsbruk i Rygge kommune. Her behandles innstrålingsdata fra tre meteorologiske målestasjoner i en radius på 35 km rundt gårdsbruket, samt estimerte innstrålingsdata fra fire databaser. Størdal konkluderer med at det er betydelig usikkerhet knyttet til solinnstrålingen for den aktuelle lokaliteten, og at simuleringsresultatene er sensitive for denne usikkerheten. Aase (2013) har gjort en tilsvarende vurdering av ressursgrunnlaget for simulering av bruk av solceller ved et småkraftverk nær Notodden. Her behandles estimerte innstrålingsdata fra de samme fire databasene. Også Aase konkluderer med at det er betydelig usikkerhet knyttet til solinnstrålingen for den aktuelle lokaliteten, og at simuleringer utført med de ulike meteorologiske datasettene gir betydelig forskjell i total energiproduksjonen fra PV-anlegget. Tilsvarende vurderinger av ressursgrunnlaget for simulering av bruk av solfangere er ikke kjent. Denne masteroppgaven søker således å undersøke om problematikken knyttet til usikkerhet i ressursgrunnlaget har relevans også for solfangere.

I forhold til diffus stråling har Gulbrandsen & Tangen (1977) hentet ut verdier for diffus stråling for Bergen og Ås for perioden 1967 – 1974 og beregnet månedlige middelerverdier for diffus stråling for perioden, for begge lokaliteter. Ut fra dette kan man finne et årsmiddel for diffus andel på Ås på ca. 55 %, og et årsmiddel for diffus andel for Bergen på ca. 65 %. Olseth & Hegg (1982) har også sett på diffus stråling for de samme lokalitetene og blant annet utviklet en empirisk modell for sammenhengen mellom andel diffus stråling og klarhetsindeks på månedsbasis for Ås. Videre har Skartveit & Olseth (1987) utviklet en mer generell empirisk modell for sammenhengen mellom andel diffus stråling og klarhetsindeks på timesbasis, som senere ble videreutviklet av Skartveit et. al (1998). Denne modellen utgjør et alternativ til tidligere utviklede modeller av Erbs et al. (1982), Orgill & Hollands (1977) og Reindl et al. (1990), og i motsetning til tidligere modeller tilsier denne at man for høye verdier av  $k_T$  ser en økning i diffus andel heller enn en utflating.

Når det gjelder storskala bruk av solfangere har Dalenbäck (2014) utviklet en database med oversikt over alle storskala solvarme- og solkjølingsanlegg i Europa med mer enn 500 m<sup>2</sup> aktivt solfangerareal<sup>1</sup>. Denne inneholder blant annet informasjon om størrelse på aktivt solfangerareal, lagringsform, plassering og hvorvidt solfangeranlegget kjøres i kombinasjon med biokjeler eller ikke. Dalenbäck har også bidratt til utviklingen av en database med oversikt over alle storskala solvarmeanlegg i Europa med mer enn 1 000 m<sup>2</sup> aktivt solfangerareal (*Plant Database* 2014).

Videre har de fremste ekspertene innenfor fagfeltet i Europa bidratt i utarbeidingen av såkalte *Solar district heating guidelines* som tar for seg en lang rekke tekniske og ikke-tekniske aspekter knyttet til storskala bruk av solfangere i fjernvarme, e.g. (Miedaner & Pauschinger 2012; Nielsen 2012; Sørensen 2012b; Trier 2012a).

Fordi det her vurderes som fornuftig å ta utgangspunkt i de mest brukte løsningene i tilsvarende storskala solvarmeanlegg i Europa, er rapporter som oppsummerer erfaringer fra eksisterende anlegg særlig interessante. Rapporten *Solvärme i fjärrvärmesystem* (Dalenbäck et al. 2013) gir en evaluering av en lang rekke svenske anlegg som ble oppført i perioden 2000 – 2010. Siden mange av de svenske anleggene ligger på samme breddegrad som Sør-Norge kan resultatene av denne evalueringen være relevante også for norske anlegg. Rapporten *Storskalig solfjärrvärme* (Isaksson et al. 2002) tar også for seg erfaringer fra svenske anlegg, hvorav ett kapittel behandler tekniske løsninger for integrering av solfangere i fjernvarme. Rapporten *Store solvarmeanlæg med høje dekningsgrader* (Ulbjerg 2005) sammenlikner på sin side to solvarmeanlegg integrert i fjernvarme i Danmark.

---

<sup>1</sup> Aktivt solfangerareal  $A_a$  er den delen av brutto solfangerareal  $A_c$  som spiller en aktiv rolle i energikonverteringen. Der brutto solfangerareal måles fra ytterkant til ytterkant av solfangerens ramme, inkluderer aktivt solfangerareal kun arealet innenfor rammen. (Trier 2012a) Videre i oppgaven refererer begrepet solfangerareal konsekvent til aktivt solfangerareal.

## 1.4 Oppgavens struktur

Kapittel 1 tar for seg bakgrunn og motivasjon for valg av tema, problemstilling og avgrensninger samt tidligere arbeider innenfor fagfeltene.

Kapittel 2 tar for seg den sentrale teorien innenfor fagfeltene, og behandler ressursgrunnlaget for solenergisystemer og omdanningen av solenergiressursen til nyttbar varme, med hovedfokus på termiske solenergianlegg integrert i fjernvarme.

Kapittel 3 omhandler oppbyggingen av det eksisterende fjernvarmeanlegget på Gardermoen, gir et anslag for energibehovet i perioden april til september samt en beskrivelse av det tilgjengelige arealet hvor det kan være aktuelt å plassere solfangere.

Kapittel 4 beskriver data og metode benyttet i masteroppgaven. Først er det gitt en beskrivelse av meteorologiske data og hvordan disse behandles i oppgaven. Deretter beskrives metoden som benyttes for estimering av diffus stråling. Videre gis det en gjennomgang av aktuelle simuleringsverktøy, med tilhørende beskrivelse av bruken av disse. Til sist behandles metodene som benyttes for å si noe om samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov.

Kapittel 5 beskriver resultatene som fremkommer ved anvendelse av metodene beskrevet i kapittel 4. Først presenteres resultatene tilknyttet ressursgrunnlaget, deretter presenteres resultatene for simuleringer og beregninger tilknyttet integrering av solfangere i fjernvarme.

Kapittel 6 diskuterer resultatene som presenteres i kapittel 5.

Kapittel 7 oppsummerer de viktigste konklusjonene og gir noen forslag til videre arbeid innenfor temaet.

## 2 Teori

### 2.1 Ressursgrunnlag

Dette avsnittet behandler ressursgrunnlaget for solenergisystemer i form av utstrålt effekt fra solen og innstrålt effekt på en skrå flate ved en bestemt lokalitet. Teorien i de påfølgende underavsnittene er hentet fra *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman 2013), *Understanding Weather and Climate* (Aguado & Burt 2009) og *Physics of Solar Energy* (Chen 2011), med mindre andre kilder er presisert.

#### 2.1.1 Definisjoner

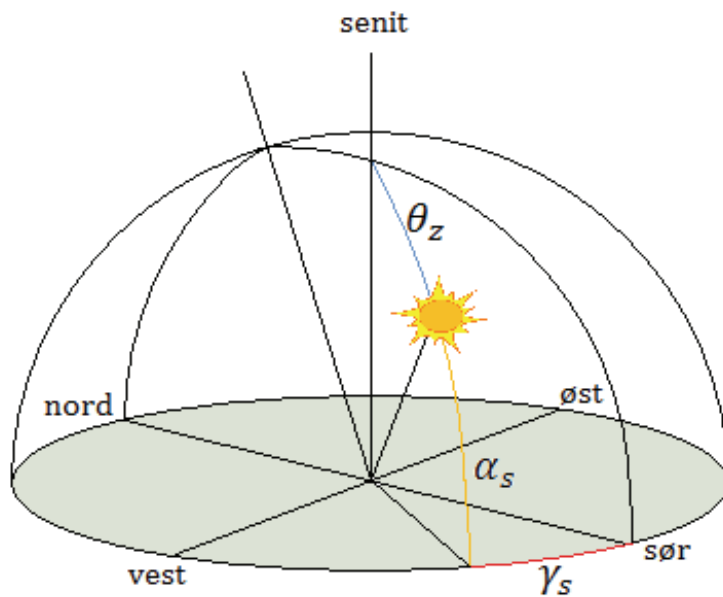
**Utstrålingstetthet  $E$**  (eng: radiant exitance) svarer til utstrålt energi pr. tid og areal for en flate, målt i  $W/m^2$ .

**Innstrålingstetthet  $G$**  (eng: irradiance) svarer til innstrålt energi pr. tid og areal for en flate, målt i  $W/m^2$ .

**Innstrålt energi** (eng: solar insolation) svarer til innstrålingstettheten integrert over en tidsperiode, målt i  $kWh/m^2$ . Symbolet **H** benyttes for innstrålt energi pr. dag, symbolet **I** for innstrålt energi pr. time.

#### 2.1.2 Koordinatsystem og vinkler

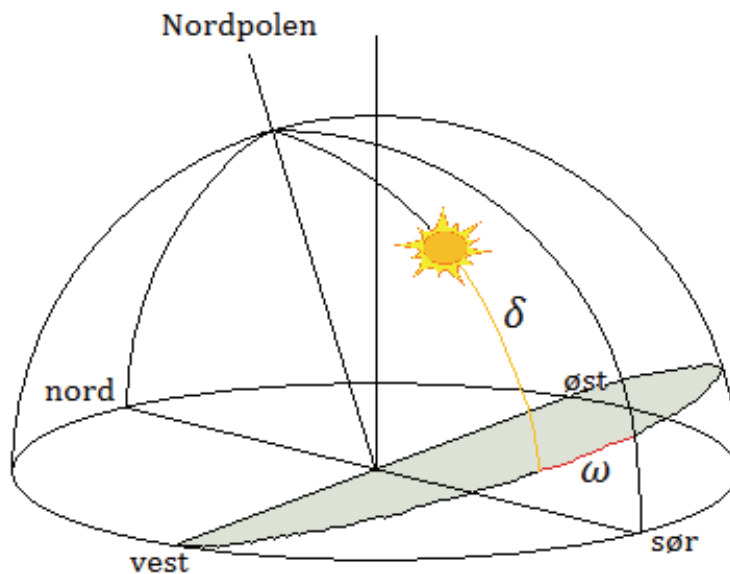
For å beskrive innstrålingen ved en bestemt lokalitet kan det være nyttig å definere noen sentrale vinkler i to ulike koordinatsystem. Alle vinkler angis her i grader, ikke radianer. Vinkler relativt til horisontalplanet er vist i Figur 2-1 og vinkler relativt til ekvatorialplanet er vist i Figur 2-2. Meridianen er halvsirkelen som passerer gjennom både Nordpolen og senit og skjærer horisonten i nord- og sørpunktet.



Figur 2-1: Horizontalplanet med senitvinkel  $\theta_z$ , solhøyde  $\alpha_s$  og asimutvinkel  $\gamma_s$ .

Horizontalplanet er orientert i forhold til senit for den aktuelle lokaliteten, slik at horizontalplanet står ortogonalt på linjen som peker mot senit. De sentrale vinklene å merke seg her er:

- **Senitvinkel  $\theta_z$ :** Vinkelen mellom vertikalen og solens posisjon.
- **Solhøyde  $\alpha_s$ :** Vinkelen mellom horisonten og solens posisjon.
- **Asimutvinkel  $\gamma_s$ :** Vinkelen mellom horisontens sørpunkt og solens posisjon målt langs horisonten. Her benyttes verdiene  $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ .



Figur 2-2: Ekvatorialplanet med deklinasjon  $\delta$  og timevinkel  $\omega$ .



Ekvatorialplanet er orientert i forhold til Nordpolen, slik at ekvatorialplanet står ortogonalt på linjen som peker mot Nordpolen. De sentrale vinklene å merke seg her er:

- **Deklinasjon  $\delta$** : Vinkelen mellom ekvator og solens posisjon. Verdier  $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$ .
- **Timevinkel  $\omega$** : Vinkelen mellom meridianen og solens posisjon målt langs ekvator. Verdier  $-180^\circ \leq \omega < 180^\circ$ .

Deklinasjonen  $\delta$  er gitt ved:

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left( 360 \frac{284 + N}{365} \right) \quad [^\circ] \quad (1)$$

hvor  $N$  angir dagens nummer i året ( $0 \leq N \leq 365$ ).

Timevinkelen  $\omega$  er gitt ved:

$$\omega = 15^\circ (LST - 12) \quad [^\circ] \quad (2)$$

hvor  $LST$  er lokal soltid angitt som desimaltall, slik at verdien 0,5 tilsvarer 30 minutter (Honsberg & Bowden 2014c).

Lokal soltid  $LST$  er en tidsangivelse basert på solens observerte bevegelse over himmelen. Pr. definisjon krysser solen meridianen klokken 12 lokal soltid. Lokal soltid er gitt ved:

$$LST = NNT + \frac{4 \text{ min } (L - L_{st}) + EOT}{60 \text{ min}} \quad (3)$$

hvor  $NNT$  er norsk normaltids angitt som desimaltall,  $L$  er lengdegraden i grader øst,  $L_{st}$  er standardmeridianen for den lokale tidssonen og  $EOT$  er den såkalte "equation of time" beskrevet under. Norsk normaltids er den lokale tiden uten korrigerings for sommertid (Honsberg & Bowden 2014c).

Standardmeridianen for den lokale tidssonen  $L_{st}$  er lengdegraden som den lokale tidssonen er basert på. Denne er gitt ved:

$$L_{st} = 15^\circ \Delta t_{GMT} \quad [^\circ\emptyset] \quad (4)$$

hvor  $\Delta t_{GMT}$  er tidsforskjellen mellom norsk normaltids og Greenwich Mean Time. For Norge ligger standardmeridianen for den lokale tidssonen ved  $15^\circ \emptyset$  (Honsberg & Bowden 2014c).

Equation of time  $EOT$  er en empirisk likning gitt ved:

$$EOT = 9,87 \sin \left[ 2(N - 81) \frac{360}{365} \right] - 7,53 \cos \left[ (N - 81) \frac{360}{365} \right] - 1,5 \sin \left[ (N - 81) \frac{360}{365} \right] \quad [\text{min}] \quad (5)$$

hvor  $N$  angir dagens nummer i året ( $0 \leq N \leq 365$ ) (Honsberg & Bowden 2014c).

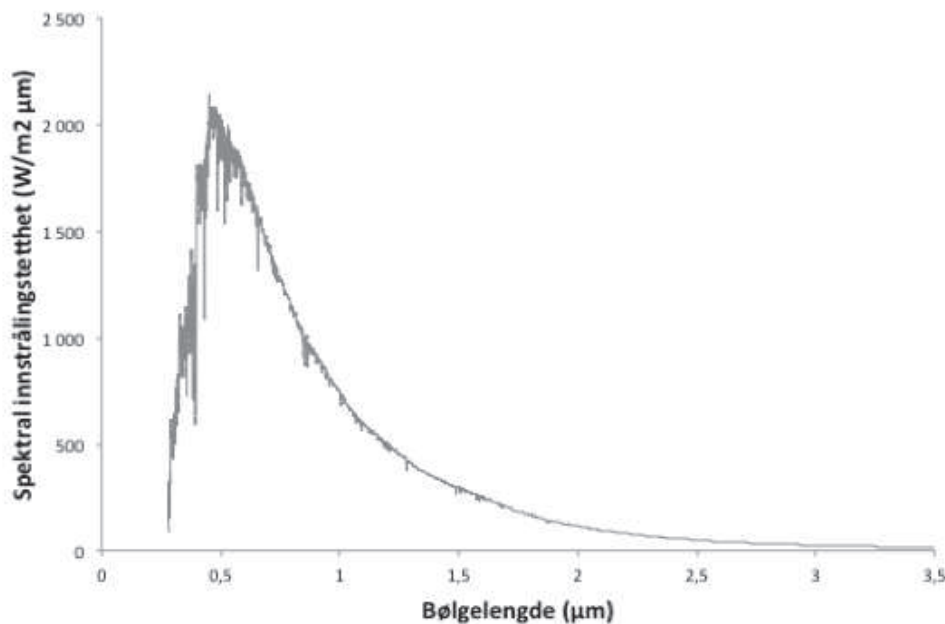
### 2.1.3 Stråling fra solen

Solen emitterer en kontinuerlig strøm av energi i form av elektromagnetisk stråling. Utstrålingstettheten ved solens overflate er på rundt  $64 \text{ MW/m}^2$ . Strålingsenergien vil ikke svekkes gjennom vakuum, men energien vil spres utover et stadig større areal. Ved atmosfærens ytterkant vil innstrålingstettheten ha en verdi på omtrent:

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

Verdien  $G_{sc}$  betegnes som solarkonstanten, og gjelder ved gjennomsnittlig sol-jord-avstand. Siden sol-jord-avstanden ikke er konstant får man gjennom året en variasjon i innstrålingstettheten ved atmosfærens ytterkant på  $\pm 3,3 \%$ .

Den emitterte strålingen dekker et bølgespekter fra omtrent  $0,25 \mu\text{m}$  til  $3,0 \mu\text{m}$  og betegnes som kortbølget stråling. Spektralfordelingen ved atmosfærens ytterkant er vist i Figur 2-3.



Figur 2-3: Spektralfordelingen for kortbølget stråling fra solen ved atmosfærens ytterkant. Figuren er basert på data hentet fra (Reference Spectra 2014).

Selv om innstrålingen er forholdsvis konstant ved atmosfærens ytterkant vil det være store variasjoner i innstråling ved jordoverflaten. Dette skyldes ulike atmosfæriske effekter. Disse effektene vil variere med strålingens veilengde gjennom atmosfæren for ulike breddegrader, årstider og tider på dagen, og med lokale faktorer som fuktinnhold, skydekke, tetthet av aerosoler og topografi.

## 2.1.4 Atmosfæriske effekter

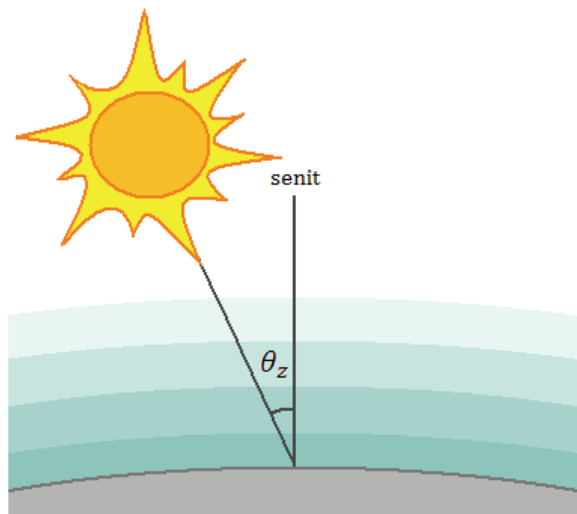
Gjennom atmosfæren vil strålingen svekkes ved spredning og absorpsjon, og strålingen som når jordens overflate har derfor redusert innstrålingstetthet og endret spektral sammensetning sammenliknet med strålingen ved atmosfærens ytterkant.

Spredning skyldes interaksjon med luftmolekyler, vanndamp, vanndråper og aerosoler. Spredning ved interaksjon med luftmolekyler betegnes som Rayleighspredning og er omvendt proporsjonal med bølgelengden i fjerde potens. Denne spredningen avhenger av antall luftmolekyler strålingen passerer og partikkelstørrelse i forhold til bølgelengde, og er den dominerende spredningsmekanismen på en klar dag. Spredning ved interaksjon med større partikler som vanndamp, vanndråper og aerosoler er mer uforutsigbar siden disse partiklene vil variere i størrelse og mengde i både tid og rom.

Absorpsjon skyldes interaksjon med gasser som ozon ( $O_3$ ), vanndamp ( $H_2O$ ) og karbondioksid ( $CO_2$ ), og disse gassene er svært selektive i forhold til hvilke bølgelengder de absorberer.  $O_3$  spiller en viktig rolle i absorpsjon av innkommende ultrafiolett stråling, mens  $H_2O$  og  $CO_2$  er spesielt aktive i den infrarøde delen av strålingsspekteret. Denne selektiviteten bidrar til at enkelte deler av strålingsspekteret svekkes mer enn andre.

## 2.1.5 Strålingens veilengde gjennom atmosfæren

Hvor mye strålingen svekkes på en klar dag avhenger av hvor mye atmosfærisk masse strålingen må passere, noe som beskrives ved hjelp av begrepet Air Mass ( $AM$ ). Air Mass er definert som lysets veilengde gjennom atmosfæren relativt til veilengden når solen står i senit, som vist i Figur 2-4.



Figur 2-4: Air Mass er gitt ved lysets veilengde gjennom atmosfæren relativt til kortest mulige veilengde.  $\theta_z$  er senitvinkelen.

For senitvinkler  $\theta_z$  opp til ca.  $70^\circ$  gjelder følgende geometriske sammenheng:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (6)$$

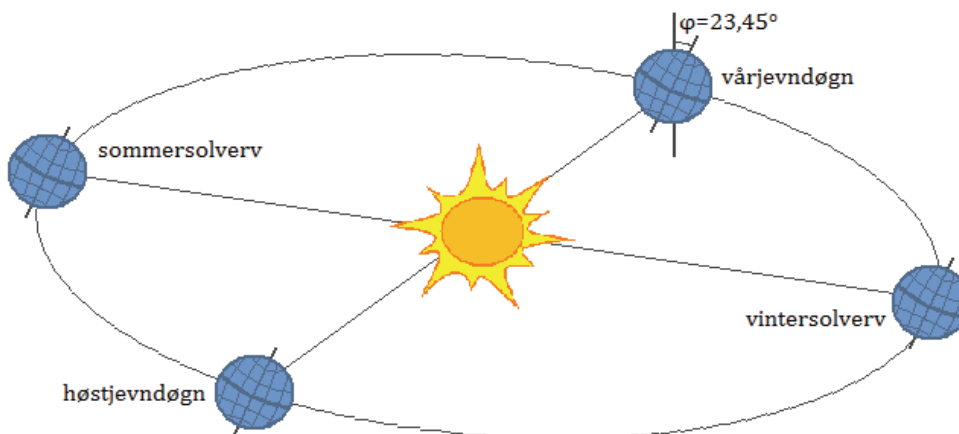
Senitvinkelen  $\theta_z$  er, som tidligere vist, komplementærvinkelen til solhøyden  $\alpha_s$ . Jo lavere solhøyden er, jo større blir senitvinkelen og jo mer svekkes strålingen.

Generelt sett svekkes også strålingen mer på en klar dag for lavereliggende enn for høyereliggende lokaliteter. Dette skyldes at strålingen som treffer foten av et høyt fjell må passere gjennom mer atmosfærisk masse enn strålingen som treffer toppen av fjellet. På årsbasis er det antydnet at innstrålingen øker med 1 % for hver 100 høydemeter (Guldbrandsen & Tangen 1977).

### 2.1.6 Breddegrad, årstidsvariasjon og døgnvariasjon

Breddegraden til en lokalitet har avgjørende betydning for den maksimale innstrålingen som kan forventes for en gitt dag. Jo lengre nord du kommer, jo lavere er maks solhøyde, og høyere breddegrader mottar derfor mindre innstråling gjennom hele året enn områdene rundt ekvator. Lavere solhøyde innebærer også at den innkommende strålingen spres over et større areal.

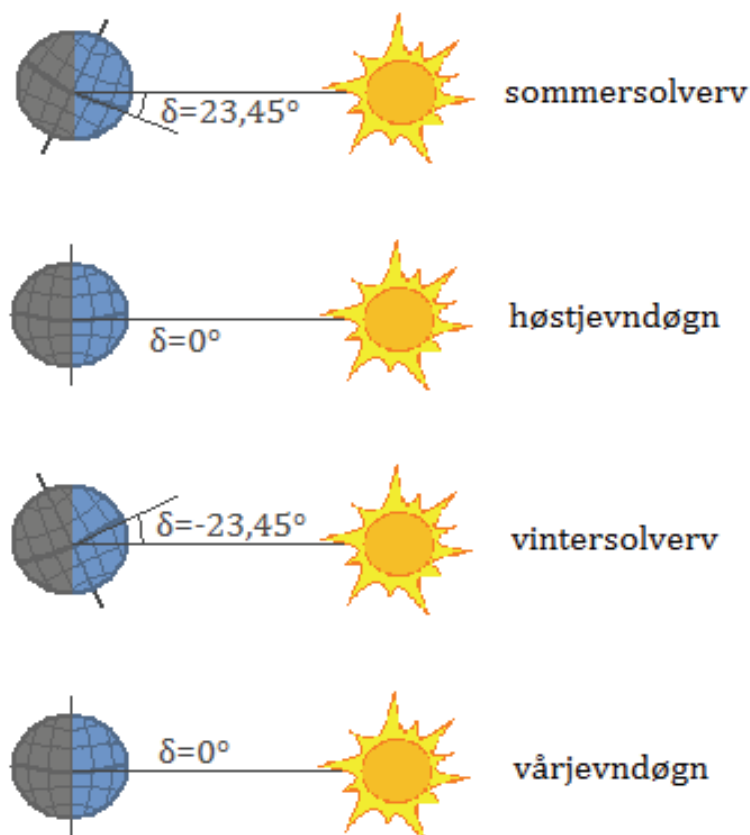
På den nordlige halvkule vil maks solhøyde være størst ved sommersolhverv og minst ved vintersolhverv og solen vil aldri stå i senit nord for  $23,45^\circ\text{N}$ . Dette kan forklares med at jordens rotasjonsakse har en konstant vinkel på  $\varphi = 23,45^\circ$  i forhold til jordens omløpsbane rundt solen, som vist i Figur 2-5.



Figur 2-5: Jordens rotasjonsakse danner en vinkel på  $23,45^\circ$  til jordens omløpsbane rundt solen.

Som en følge av dette vil deklinasjonen, vinkelen mellom ekvator og solens posisjon, variere med  $\delta = \pm 23,45^\circ$  gjennom året, som vist i Figur 2-6. Det er

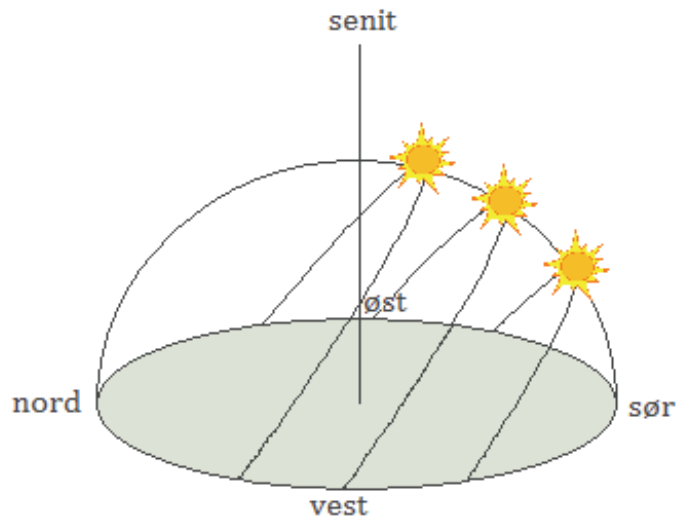
denne variasjonen i hemisfærenes orientering i forhold til sola som forårsaker årstidsvariasjonen i innstrålt energi.



Figur 2-6: Deklinasjonsvinkelen  $\delta$  varierer mellom  $\pm 23,45^\circ$  gjennom året. Ved sommersolverv heller den nordlige halvkuile inn mot solen, mens ved vintersolverv heller den nordlig halvkuile vekk fra solen. På den sørlige halvkuile vil det være motsatt.

I Figur 2-6 kan man også se at breddegraden har betydning for variasjon i daglengden gjennom året. Langs ekvator har man ingen variasjon i daglengden, med 12 timer dag og 12 timer natt hele året. Nord for  $66,55^\circ\text{N}$  har man 24 timer dag i tiden rundt sommersolverv (midnattssol) og 24 timer natt i tiden rundt vintersolverv (mørketid). Jo lengre dagene er, jo større vil innstrålingen være målt i energi pr. dag. På vinteren forsterkes derfor forskjellene mellom ekvator og høyere breddegrader ved redusert solhøyde kombinert med kortere daglengde lengre nord. Tilsvarende reduseres forskjellene på sommeren.

Solhøyden er også bestemmende for variasjonen i innstråling gjennom dagen. Fra vintersolverv og fram mot sommersolverv vil solen stå stadig høyere på himmelen, samtidig som solen for hver dag står opp lengre mot øst og går ned lengre mot vest. Ved vår- og høstjevndøgn står solen opp rett i øst og går ned rett i vest. Solens bane over himmelen på ulike tider av året er vist i Figur 2-7. Innstrålingen vil være størst midt på dagen når solen står høyest på himmelen.



Figur 2-7: Solens bane over himmelen fra øst til vest gjennom dagen på ulike tider av året.

For  $60^{\circ}\text{N}$  vil maksimal solhøyde ved vintersolverv være på rundt  $6,5^{\circ}$ , med en asimutvinkel for soloppgang/solnedgang på omtrent  $\pm 37^{\circ}$ . Ved sommersolverv er maksimal solhøyde på rundt  $53,5^{\circ}$ , med en asimutvinkel på omtrent  $\pm 143^{\circ}$  (Honsberg & Bowden 2014b).

Hvor mye strålingen svekkes på en klar dag er forholdsvis enkelt å modellere for en gitt breddegrad og tidspunkt på dagen. Verdiene fra modelleringen kan si noe om forventet maksimal innstråling for en gitt dag. Et anslag for  $60^{\circ}\text{N}$  viser maksimal innstrålt energi for en horisontal flate på ca.  $10 \text{ kWh/m}^2$  pr. dag ved sommersolverv og ca.  $0,05 \text{ kWh/m}^2$  pr. dag ved vintersolverv (Honsberg & Bowden 2014a).

## 2.1.7 Lokale faktorer

Lokale variasjoner i atmosfærens sammensetning vil bidra til at faktisk innstråling er lavere enn maksimal innstråling.

Spesielt vil innholdet av vanndamp (luftfuktighet) og vanndråper (skyer, tåke) i atmosfæren ha stor betydning. Enkelte steder vil være mer disponert for høy luftfuktighet, skydannelse og tåkedannelse enn andre, avhengig av storstilte vær- og klimaforhold, avstand til hav eller vann og topografi. Det vil også være store variasjoner i innholdet av vanndamp og vanndråper i atmosfæren gjennom året.

En annen viktig faktor er den lokale konsentrasjonen av aerosoler i atmosfæren. Aerosoler er fellesbetegnelsen på små partikler eller dråper i atmosfæren. Disse kan dannes ved naturlige prosesser som oppvirvling av støv eller vulkanutbrudd, eller de kan være menneskeskapte i form av forurensing. Aerosoler kan bidra til redusert innstråling på to måter, enten ved at strålingen reflekteres i selve aerosolen eller at aerosolen fungerer som kondenskjerner og på den måten bidrar til skydannelse.

En mer forutsigbar faktor som bidrar til lokal variasjon i innstråling er skyggeeffekter grunnet topografi. Det vil være stor forskjell i innstråling for en lokalitet i flatt terreng versus i bunnen av en dal mellom høye fjell. Øvrige elementer som kan bidra til skyggeeffekter er trær, bygninger og andre konstruksjoner.

### **2.1.8 Måling av direkte, diffus og global solinnstråling**

Stråling som passerer upåvirket gjennom atmosfæren betegnes som direkte stråling, mens stråling som spres i atmosfæren betegnes som diffus stråling. Det er viktig å ikke forveksle diffus stråling med den langbølgede strålingen som atmosfæren selv sender ut. Diffus stråling er kortbølget stråling på samme måte som den direkte strålingen. Summen av direkte og diffus stråling på en vilkårlig flate betegnes som total stråling, mens summen av direkte og diffus stråling på en horisontal flate betegnes som global stråling.

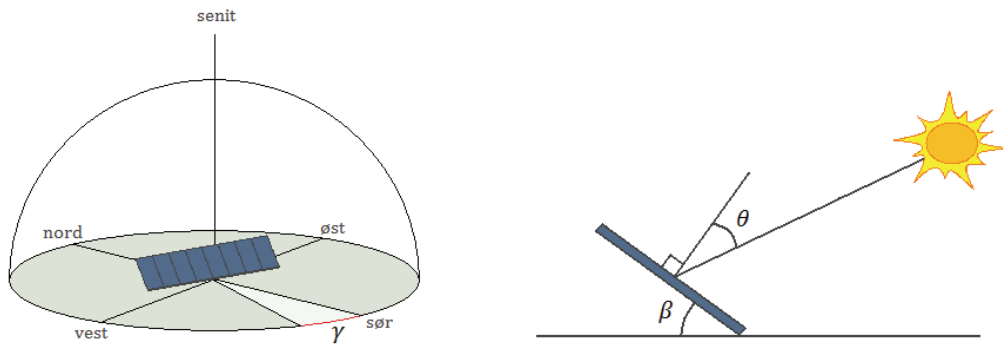
Direkte stråling måles med et pyrhelimeter. Dette instrumentet er skjermet for diffus innstråling og følger solens posisjon gjennom dagen. Global stråling måles med et pyranometer. Dette instrumentet måler kortbølget innstråling fra hele himmelhvelvet på en horisontal flate. Ved å skygge pyranometeret for direkte stråling kan diffus stråling måles.

I følge Byrkjedal et al. (2013) er det pr. i dag 68 målestasjoner som måler global innstråling i Norge og av disse har 51 stasjoner innstrålingsdata for mer enn 10 år tilbake i tid. Kun 3 av målestasjonene har utstyr for å kunne måle direkte og/eller diffuse strålingskomponenter, (Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Universitetet i Bergen (UiB) og Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU)). I området rundt Oslofjorden er tettheten av målestasjoner forholdsvis høy.

Global innstråling kan også beregnes på bakgrunn av satellittdata. Dette gjøres ved å analysere data for skydekket fanget opp av geostasjonære satellitter. Det er imidlertid utfordringer knyttet til denne metoden for områder så langt nord som Norge. Jo lengre nord man kommer, jo lavere blir satellittens synsvinkel og jo dårligere blir oppløsningen for bildene. Dette medfører økende usikkerhet i måledata for økende breddegrad. Måledata fra geostasjonære satellitter foreligger ikke nord for 66°N (Byrkjedal et al. 2013).

### **2.1.9 Solinnstråling på orientert, skrå flate**

Hoveddelen av tilgjengelige innstrålingsdata stammer som nevnt fra pyranometer-målinger av global innstrålingstetthet på en horisontal flate. For solfangere er vi derimot interessert i innstrålingstettheten for en skrå flate med en viss orientering som vist i Figur 2-8.



Figur 2-8: Sentrale vinkler for skrå flate i horisontalplanet. Vinkel  $\gamma$  er orienteringen i forhold til sør,  $\beta$  er helningsvinkelen og  $\theta$  er solens innfallsvinkel i forhold til flatenormalen.

For en skrå flate i horisontalplanet gjelder følgende vinkler:

- **Orientering  $\gamma$ :** Vinkelen mellom horisontens sørpunkt og flatenormalen målt langs horisonten.
- **Helningsvinkel  $\beta$ :** Vinkelen mellom horisontalen og flatens bakside.
- **Innfallsvinkel  $\theta$ :** Vinkelen mellom flatenormalen og solens posisjon.

For å kunne beregne innstrålingstettheten på en orientert, skrå flate må den direkte og den diffuse strålingen behandles separat. Dersom fordelingen av disse komponentene ikke er kjent vil et første skritt derfor være å estimere den diffuse andelen av den globale strålingen. Dette gir implisitt også den direkte andelen. Deretter kan man beregne størrelsen på de respektive komponentene på en orientert, skrå flate.

### **Beregning av direkte og diffus andel av global stråling**

Estimering av diffus andel av global stråling kan gjøres ved å se på verdier for klarhetsindeksen for den aktuelle lokaliteten. Klarhetsindeksen angir forholdet mellom observert innstrålt effekt og teoretisk innstrålt effekt uten atmosfære. Klarhetsindeksen på timebasis  $k_T$  er gitt ved:

$$k_T = \frac{G_{global}}{G_0} \quad (7)$$

hvor  $G_{global}$  er global innstrålingstetthet målt med pyranometer ( $W/m^2$ ) og  $G_0$  er teoretisk innstrålingstetthet på en horisontal flate ved en gitt lokalitet uten atmosfære ( $W/m^2$ ).

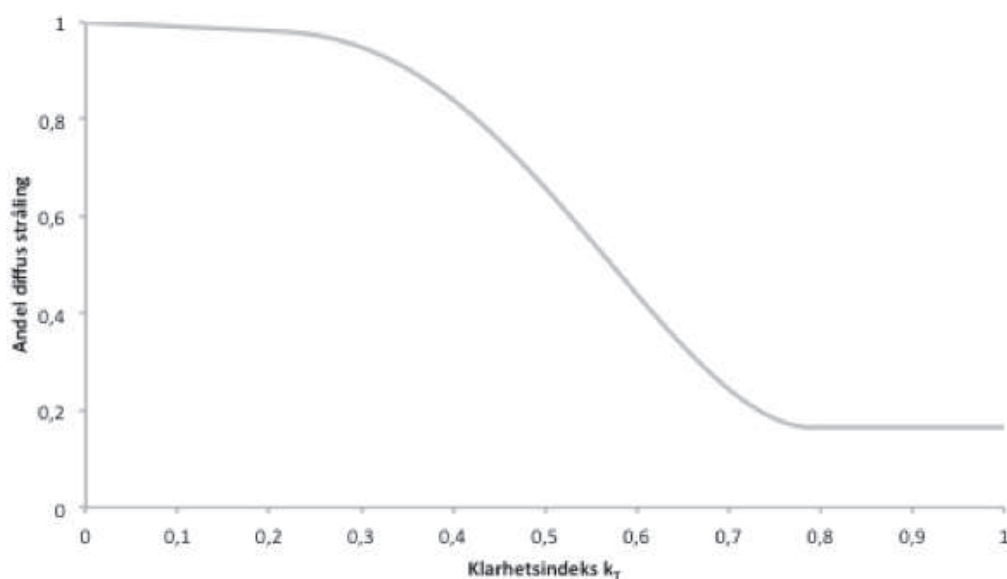
Teoretisk innstrålingstetthet  $G_0$  kan beregnes ved følgende sammenheng:

$$G_0 = G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360 N}{365} \right) (\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad [W/m^2] \quad (8)$$



hvor  $G_{sc}$  er solarkonstanten,  $N$  angir dagens nummer i året,  $\phi$  er breddegraden,  $\delta$  er deklinasjonsvinkelen, og  $\omega$  er timevinkelen. Deklinasjonsvinkel og timevinkel beregnes i henhold til likning (1) – (5).

For å beregne andelen diffus stråling kan man utnytte at empiriske data viser en bestemt korrelasjon mellom klarhetsindeks og andel diffus stråling, som vist i Figur 2-9. Denne metoden kan benyttes for måledata på time-, døgn- eller månedsbasis. Metoden gir ikke nødvendigvis samsvar mellom målte og estimerte verdier for diffus stråling time for time, men forventes å gi et godt anslag over mange timer. I Figur 2-9 er det tydelig at jo mer skyer det er, jo høyere vil andelen diffus stråling være, men at selv på en helt klar dag er andelen diffus stråling forholdsvis høy.



Figur 2-9: Korrelasjonen mellom andel diffus stråling og klarhetsindeks på timebasis  $k_T$  basert på måledata for ulike lokaliteter.

Korrelasjonen mellom klarhetsindeks og andel diffus stråling som er angitt i Figur 2-9 svarer til Erbs et al.-korrelasjonen (Erbs et al. 1982) gitt ved:

$$\frac{G_{diffus}}{G_{global}} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & \text{for } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & \text{for } 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{for } k_T > 0,80 \end{cases} \quad (9)$$

hvor  $G_{diffus}$  er diffus innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ),  $G_{global}$  er global innstrålingstetthet målt med pyranometer ( $W/m^2$ ) og  $k_T$  er klarhetsindeksen på timebasis.

Erbs et al.-korrelasjonen samsvarer godt med andre tilsvarende korrelasjoner som Orgill & Hollands-korrelasjonen (Orgill & Hollands 1977) og Reindl et al.-korrelasjonen (Reindl et al. 1990a). En av de kjente svakhetene ved Erbs et al. korrelasjonen er at den er basert på få måleverdier for klarhetsindeks  $k_T$  større enn 0,8. En alternativ modell utviklet av Skartveit og Olseth (Skartveit & Olseth 1987) tilsier at man for høye verdier av  $k_T$  ser en økning i diffus andel heller enn en utflatning.

### **Beregning av direkte og diffuse komponenter på orientert, skrå flate**

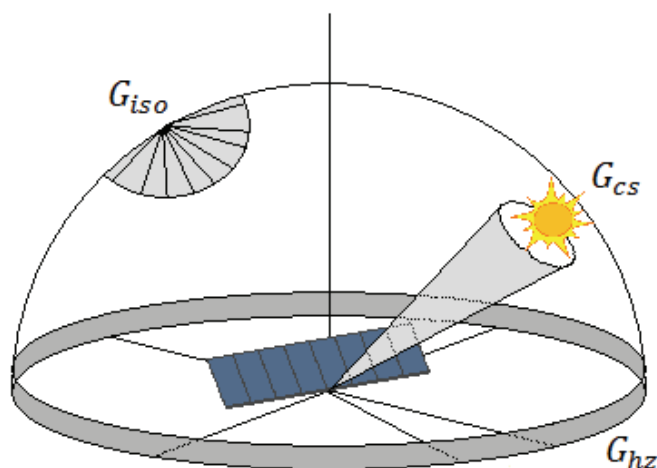
Så snart man kjenner størrelsen på den direkte og den diffuse komponenten på en horisontal flate er det mulig å beregne de respektive komponentene på en orientert, skrå flate. Innstrålingstettheten  $G_{skrå}$  på en orientert, skrå flate kan modelleres som å bestå av følgende komponenter:

$$G_{skrå} = G_{direkte} + G_{diffus} + G_{ref} \quad [\text{W/m}^2] \quad (10)$$

hvor  $G_{direkte}$  er den direkte komponenten ( $\text{W/m}^2$ ),  $G_{diffus}$  er den diffuse komponenten ( $\text{W/m}^2$ ) og  $G_{ref}$  er reflektert stråling fra andre flater innenfor den skrå flatens synsfelt ( $\text{W/m}^2$ ). Den diffuse strålingen kan videre modelleres som å bestå av ytterligere tre komponenter:

$$G_{diffus} = G_{iso} + G_{cs} + G_{hz} \quad [\text{W/m}^2] \quad (11)$$

hvor  $G_{iso}$  er den isotrope diffuse komponenten som er lik fra alle retninger ( $\text{W/m}^2$ ),  $G_{cs}$  er den sirkumsolare diffuse komponenten som kommer fra området rundt solens observerte posisjon ( $\text{W/m}^2$ ) og  $G_{hz}$  er den diffuse komponenten fra området rundt horisonten ( $\text{W/m}^2$ ), som vist i Figur 2-10.



Figur 2-10: Diffuse strålingskomponenter. Den isotrope diffuse innstrålingen  $G_{iso}$  er lik fra alle retninger, den sirkumsolare diffuse innstrålingen  $G_{cs}$  kommer fra området rundt solens observerte posisjon og i tillegg kommer noe diffus innstråling  $G_{hz}$  fra området rundt horisonten.

Beregning av størrelsen til de respektive komponentene kan gjøres ved hjelp av matematiske strålingsmodeller for atmosfæren (eng: sky models). Det er utviklet en rekke ulike strålingsmodeller gjennom tiden, som isotrop diffus-modellen (Liu & Jordan 1963), HDKR-modellen (Reindl et al. 1990b) og Perez et al.-modellen (Perez et al. 1990). Disse modellene skiller seg fra hverandre hovedsakelig i hvordan de behandler diffus stråling, samt reflektert stråling fra omgivelsene. Beregning av den direkte komponenten på en skrå flate er mer uproblematiske og koker ned til et rent geometrisk problem.

## 2.2 Teknologi og anvendelse

Dette avsnittet behandler omdanning av solenergiressursen til nyttbar energi ved hjelp av termiske solenergianlegg, hvor hovedfokus ligger på termiske solenergianlegg brukt i fjernvarme.

### 2.2.1 Fjernvarme

Fjernvarme er betegnelsen på sentralisert varmeproduksjon i en varmesentral, med tilhørende distribusjonssystem til bygninger innenfor et større område. Varmen distribueres i form av vann med høy temperatur og høyt trykk i isolerte rør nedgravd i bakken. Det varme vannet veksles mot interne varmekretser i hver bygning, hvor varmen kan benyttes til oppvarming av varmtvann og/eller vannbasert romoppvarming. Returvannet går deretter tilbake til varmesentralen hvor det varmes opp på nytt (Rosvold 2013). For mindre anlegg over et begrenset geografisk område benyttes av og til begrepet nærvarme (Rosvold 2010). Det aktuelle anlegget ved Gardermoen er imidlertid av en slik størrelse at det er naturlig å betegne dette som et fjernvarmeanlegg.

### 2.2.2 Bruk av solfangere i fjernvarme

Bruk av solfangere til oppvarming av vann er en gammel teknologi og mindre solfangere til bruk i bolighus har vært i masseproduksjon siden 1960-tallet. Slike er i dag i bruk i alle deler av verden (Philibert 2011). Storskala bruk av solfangere i fjernvarme er av noe nyere dato, men de aller første anleggene ble etablert i Sverige og Østerrike allerede på slutten av 1970-tallet. Sverige etablerte ytterligere 8 anlegg i løpet 80-tallet og var med det ledende i utviklingen på den tiden. Mange av de eldste anleggene er i dag avviklet, og det eldste anlegget som fortsatt er i drift er fra 1985 (*Plant Database* 2014).

Pr. utgangen av 2013 er 105 storskala solvarmeanlegg i drift i Europa. Dette tallet inkluderer kun anlegg med minimum 1 000 m<sup>2</sup> solfangerareal. De fleste av anleggene er satt opp for å levere solvarme til nær- og fjernvarmeanlegg, men noen få er satt opp for andre formål (e.g. varme og kjøling i industriprosesser). Rundt halvparten av anleggene er oppført de siste 8 årene, og det er særlig Danmark som nå leder an i oppføringen av storskala solvarmeanlegg. Hele 40 anlegg er lokalisert i Danmark, mens Sverige, Tyskland og Østerrike har henholdsvis 13, 13 og 12 anlegg i drift. I Norge ble det første og foreløpig eneste anlegget satt i drift i 2013, i Akershus Energipark utenfor Lillestrøm (Bilde 2-1). Dette anlegget har et solfangerareal på 12 581 m<sup>2</sup> og er med det Europas 9. største anlegg. Det største anlegget har til sammenlikning et solfangerareal på 33 000 m<sup>2</sup> og har vært i drift siden 1996 i regi av Marstal Fjernvarme i Danmark (*Plant Database* 2014).

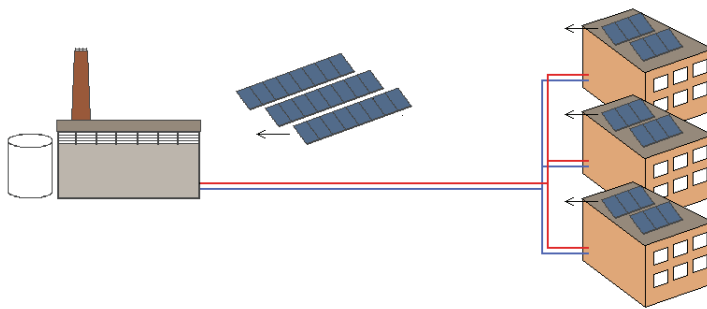


Bilde 2-1: Deler av solfangeranlegget ved Akershus Energipark, 22.11.2013 (Foto: Reidun M. Romundstad).

Generelt sett kan termiske solvarmeanlegg benytte både konsentrerende og ikke-konsentrerende teknologi. Konsentrerende teknologi som bruk av speil og linser benyttes helst når svært høye temperaturer er påkrevd, som ved produksjon av elektrisitet eller i enkelte industrielle prosesser. Til formål som romoppvarming og oppvarming av varmtvann hvor temperaturer opp til 120°C er tilstrekkelig, benyttes i all hovedsak ikke-konsentrerende teknologi. En av fordelene med ikke-konsentrerende teknologi er at denne kan utnytte både diffus og direkte stråling, mens konsentrerende teknologi krever direkte sollys med riktig innfallsvinkel (*Technology Roadmap 2012*). Videre i denne masteroppgaven behandles kun termiske solenergianlegg med ikke-konsentrerende teknologi da dette er mest vanlig innen fjernvarme (*Plant Database 2014*).

### 2.2.3 Sentraliserte og desentraliserte system

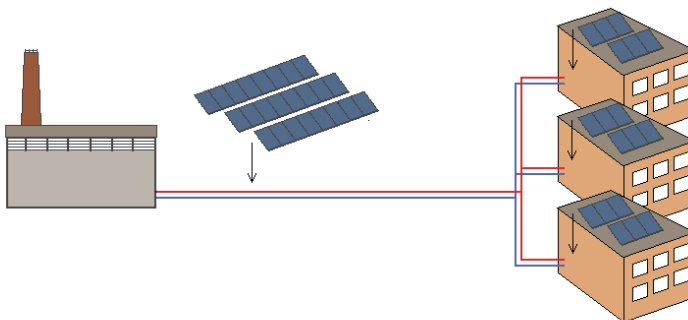
Det finnes i hovedsak to ulike løsninger for integrering av solvarme i fjernvarmenettet, som gir opphav til enten et sentralisert eller et desentralisert system. Skillet avhenger av hvorvidt energien mates inn via varmesentralen eller direkte inn i distribusjonsnettet. I de aller fleste storskala solvarmeanlegg brukt i fjernvarme er solvarmen integrert i sentraliserte system, hvor energien mates inn via varmesentralen som vist i Figur 2-11 (Dalenbäck 2013a).



Figur 2-11: Sentralisert system for solvarme. Figuren er inspirert av Miedaner & Pauschinger (2012).

Solfangerne i et sentralisert system er som oftest plassert på bakken i nærheten av varmesentralen. Alternativt kan solfangerne være plassert på taket av bygninger i området rundt, men energien sendes da herfra og inn til varmesentralen via et eget nett før den distribueres i det vanlige fjernvarmenettet (Miedaner & Pauschinger 2012). Bakkemonterte anlegg er mye brukt i Danmark og Sverige og vil vanligvis være den mest økonomiske løsningen så lenge tilstrekkelige arealer er tilgjengelig (Sørensen 2012b).

I et desentralisert system som vist i Figur 2-12, mates energien direkte inn i nettet uten å gå veien om varmesentralen, og solfangerne kan være plassert hvor som helst på egnede steder i området. Dersom solvarmen som mates inn utgjør en liten andel av den totale varmeproduksjonen i anlegget benytter slike desentraliserte system selve nettet som varmelager (Miedaner & Pauschinger 2012).



Figur 2-12: Desentraliserte system for solvarme. Figuren er inspirert av Miedaner & Pauschinger (2012).

Desentralisert integrasjon av solvarme har kommet mer og mer de siste årene, særlig i Sverige og Østerrike. Slike anlegg eies ikke nødvendigvis av fjernvarmelieferandøren, men kan være eid av bygningseieren eller en tredjepart (Dalenbäck 2013a).

På bakgrunn av hvilke arealer som vurderes brukt på Gardermoen er den aktuelle løsningen å integrere solvarmen i et sentralisert system med innmating via varmesentralen. Videre i masteroppgaven behandles derfor kun sentraliserte system.

## 2.2.4 Varmelager

På grunn av misforholdet mellom energibehov og innstråling opererer de aller fleste termiske solvarmeanlegg med et varmelager. Unntaket er tilfeller der solvarmen som mates inn utgjør en liten andel av den totale varmeproduksjonen.

For effektiv lagring av varme foreligger to muligheter, oppføring av buffertank for døgnlagring eller etablering av underjordisk energilager for sesonglagring. En buffertank for døgnlagring er en isolert ståltank satt opp i nærheten av varmesentralen, hvor lagringsmediet er vanlig vann. Et sesonglager befinner seg derimot under bakkenivå. Lagringsmediet kan her være vann i en nedgravd tank eller tildekket dam, eller man kan benytte lagring i berg eller sedimenter (Schmidt 2012). Mange av de første storskala solvarmeanleggene som ble oppført i Europa benyttet sesonglagring, men en del av disse er nå avvirket. Av de storskala solvarmeanleggene som er i drift i Europa i dag benytter de aller fleste kun døgnlagring, men i land som Danmark og Tyskland er det en viss interesse for bruk av sesonglagre (Dalenbäck 2013b). Anlegg som dimensjoneres for hovedsakelig å dekke varmebehovet sommerstid benytter døgnlagring mens sesonglagring åpner muligheten for å dekke en større andel av varmebehovet over året med solvarme (Schmidt et al. 2004). For anlegget på Gardermoen er intensjonen å dekke største mulig andel av varmebehovet på sommeren med solvarme, i den perioden biokjelene er avstengt. Det aktuelle varmelageret for dette anlegget vil derfor være en buffertank for døgnlagring. Videre i masteroppgaven behandles utelukkende denne lagringsformen.

Størrelsen på buffertanken avhenger av solfangerarealet, varmebehovet og hvor stor andel av det totale varmebehovet som søkes dekket med solvarme (Duffie & Beckman 2013). Buffertanken er vanligvis ikke trykksatt, og maksimumstemperaturen er begrenset til ca. 95°C for å unngå koking. Buffertanker som dimensjoneres for å hovedsakelig lagre varme fra solfangeranlegget har vanligvis en størrelse på 50 – 100 L/m<sup>2</sup> solfangerareal. Disse gir mulighet for lagring av varme i opp til to døgn og man kan her forvente en dekningsgrad<sup>2</sup> av totalt varmebehov i perioden juni – august på 70 – 80 %. Buffertanker som dimensjoneres for å spille en rolle i utjevning av varmeproduksjonen gjennom hele året er vanligvis større (Isaksson et al. 2002).

Energien som kan lagres i en buffertank  $Q_b$  er gitt ved:

$$Q_b = V c_p \Delta T \quad [\text{kWh}] \quad (12)$$

hvor  $V$  er volumet til vannet i tanken (m<sup>3</sup>),  $c_p$  er varmekapasiteten til vann (kWh/m<sup>3</sup>/°C) og  $\Delta T$  er temperaturendringen i tanken (°C) (Duffie & Beckman 2013). Varmekapasiteten til vann er på ca. 1,16 kWh/m<sup>3</sup>/°C.

---

<sup>2</sup> Dekningsgraden (eng: solar fraction) svarer til andelen av det totale varmebehovet som forventes dekket med solvarme.

Fordi kaldt vann har høyere tetthet enn varmt vann vil det oppstå en temperaturgradient i buffertanken hvor det kaldeste vannet synker til bunns. En slik temperatursjiktning er ønsket av flere grunner. En av grunnene er at sjiktningen gjør det mulig å hente ut vann til fjernvarmenettet i toppen av tanken ved en høyere temperatur enn tankens middeltemperatur. En annen grunn er at solfangerkretsen har høyere virkningsgrad når temperaturen på vann/glykol-blandingen som går inn i solfangeren er lav. Vannet som veksles mot vann/glykol-blandingen i solfangerkretsen har derfor uttak i bunn av tanken (Duffie & Beckman 2013). Temperaturen fra solfangerkretsen inn i varmelageret reguleres ved å endre strømningshastigheten gjennom solfangeren. For å oppnå god temperatursjiktning i tanken er det vanlig å ta hele temperaturløftet i ett omløp gjennom solfangerne. Dersom innstrålingen er lav reguleres derfor hastigheten på varmemediet ned slik at det rekker å bli varmet opp tilstrekkelig underveis. For enkelte buffertanker er det mulig å mate inn i flere høyder, noe som åpner for inntak ved lavere temperatur enn temperaturen i det øverste sjiktet uten at temperatursjiktningen ødelegges (Schubert 2012).

### **2.2.5 Systemløsninger for sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring**

Termiske solvarmeanlegg er bygd opp av en rekke komponenter i tillegg til selve solfangerne, som rør, pumper, varmevekslere, varmelager og distribusjonssystem, med tilhørende styringsautomatikk. I tillegg kommer komponenter som ekspansjonstank, sikkerhetsventil, temperaturmålere, strømningsmålere med mer. Varmelageret ble behandlet i foregående underavsnitt, solfangerne behandles i senere underavsnitt og ekspansjonstank med sikkerhetsventil behandles under. Distribusjonssystemet svarer her til det eksisterende fjernvarmenettet som til en viss grad behandles i kapittel 3. De øvrige komponentene gjennomgås ikke i detalj.

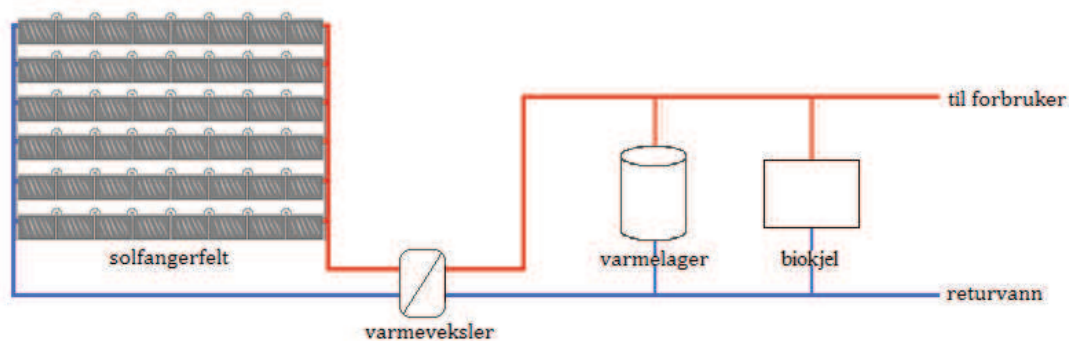
Til bruk i kombinasjon med fjernvarme er det kun system med tvungen sirkulasjon ved bruk av pumper som er aktuelt. Det finnes også termiske anlegg drevet av naturlig sirkulasjon hvor pumper og styringsautomatikk ikke er påkrevd, men disse benyttes kun til småskala oppvarming av varmtvann i varmere klima (*Technology Roadmap* 2012).

System med tvungen sirkulasjon kan videre deles inn i to hovedkategorier, drenerende anlegg eller trykksatte anlegg. Det beste varmemediet i solenergianlegg er rent vann, da dette har høy varmekapasitet og gode varmeoverføringsegenskaper. For varmere klima er dette uproblematisk, men dersom lufttemperaturen kan komme under null kreves tiltak for å forhindre at vannet fryser. En mulig løsning er å tømme anlegget for vann dersom temperaturen blir for lav. Slike anlegg betegnes som drenerende anlegg og er arrangert slik at vannet automatisk renner ut av solfangerne når pumpen til solfangerkretsen stanses. Anlegget kan også tømmes dersom temperaturen i anlegget blir for høy for å forhindre at vannet koker. En annen mulig løsning for å forhindre frysing er å benytte en blanding av vann og glykol (i.e. frostvæske) som varmemedium. Bruk av glykol krever at solfangerkretsen isoleres fra

varmelageret med en varmeveksler, og det er her vanlig å trykksette solfangerkretsen. Ved trykksetting reduseres vann/glykol-blandingens frysepunkt ytterligere samtidig som økt trykk gir økt turbulens, noe som gir en bedre varmeoverføring enn ved mer laminære strømnings (Duffie & Beckman 2013). På den andre siden har en vann/glykol-blanding dårligere varmekapasitet og høyere viskositet enn rent vann, noe som bidrar til å redusere varmeoverføringen. Det er derfor hensiktsmessig å holde glykolinholdet på et minimumsnivå. Så godt som alle storskala solvarmeanlegg brukt i fjernvarme er trykksatte anlegg med vann/glykol-blanding som varmemedium (Trier 2012a).

Selv om trykksatte anlegg normalt ikke tømmes på daglig basis, kan dette gjøres i et unntakstilfelle. Dersom varmemediet sirkulerer uten at energi hentes ut av solfangerkretsen, eller dersom pumpa i solfangerkretsen stopper slik at varmemediet stagnerer, vil temperaturen i anlegget stige raskt. Ved en høy nok temperatur vil varmemediet begynne å koke, og for å forhindre en kraftig trykkøkning i anlegget åpnes en sikkerhetsventil, slik at varmemediet koker ut i en ekspansjonstank (Trier 2012b).

Som en hovedregel kobles solvarmeanlegget inn mellom tur- og returrør i varmesentralen. Ved integrering av solfangere i biofyrte anlegg med røykgasskondensering bør biokjelene og solvarmeanlegget parallellkobles. Dette skyldes at begge komponentene krever lave temperaturer inn for optimal drift (Isaksson et al. 2002). En prinsippsskisse for en slik parallellkobling er vist i Figur 2-13.



Figur 2-13: Prinsippsskisse for sentralisert integrering av solfangere i biofyrte anlegg. Figuren er inspirert av (Sørensen 2012a).

En oversikt over Europas ti største sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring er vist i Tabell 2-1. Av disse er både Akershus, Sydlangeland og Veggerløse/Sydfalster biofyrte.

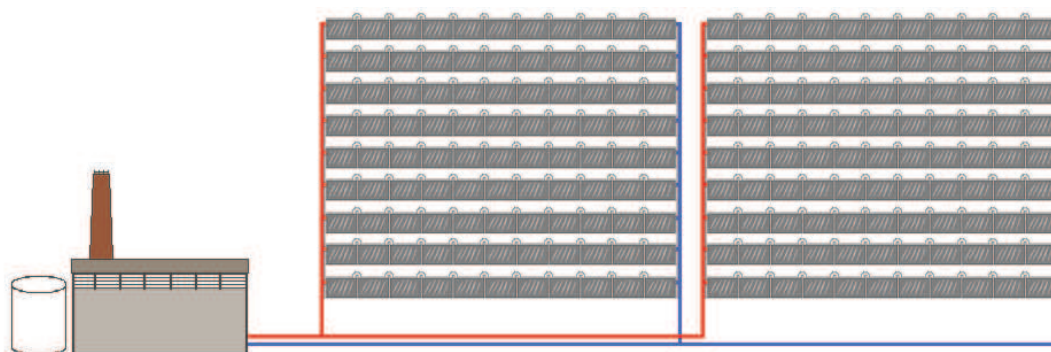


Tabell 2-1: Europas ti største sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring pr. utgangen av 2013. Marstal og Brødstrup i Danmark er ikke inkludert da disse benytter sesonglagre. Informasjonen er hentet fra (Areal og utforming 2014; Dalenbäck 2014; Solvarmedata.dk 2014).

Sted	År	Aktivt solfanger-areal (m <sup>2</sup> )	Antall moduler og produsent	Helningsvinkel
Gråsten, Danmark	2012	19 017	1 519 ARCON	38°
Tarm, Danmark	2013	18 585	1 475 ARCON	30°
Vojens, Danmark	2012	17 500	- SUNMARK	38°
Ringkøbing, Danmark	2012	15 000	1 200 ARCON	35°
Oksbøl, Danmark	2010	14 745	1 074 SUNMARK	40°
Jægerspris, Danmark	2010	13 300	975 SUNMARK	40°
Akershus, Norge	2013	12 581	915 SUNMARK	41°
Sydlangeland, Danmark	2013	12 512	904 SUNMARK	38°
Veggerløse/Sydfalster, Danmark	2011	12 075	966 ARCON	38°
Hvidebæk, Danmark	2013	12 000	963 ARCON	38°

## 2.2.6 Solfangerfeltet

For bakkeoppstilte solfangerfelt er det vanlig å benytte store solfangere på 10 – 15 m<sup>2</sup> i rekker med opptil 20 solfangere. Rekkene plasseres i parallell-koblede blokker som vist i Figur 2-14. For takoppstilte solfangerfelt på store flate tak gjelder de samme grunnprinsippene (Sørensen 2012b).



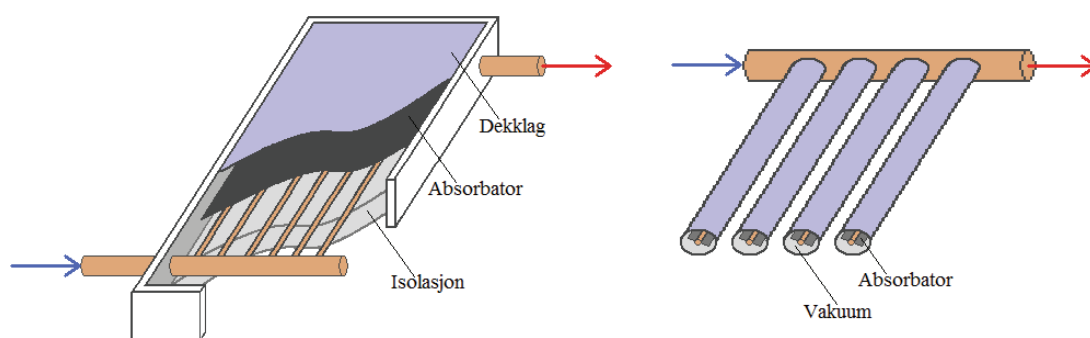
Figur 2-14: Rekker av solfangere plassert i parallellkoblede blokker.

Avstanden mellom hver rekke avhenger av høyden på solfangerne, og jo større avstanden mellom hver rekke er, jo mindre skygger solfangerne for hverandre. På den andre siden blir arealbehov større når avstanden øker, samtidig som det krever lengre rør med den økning i varmetap og trykktap dette medfører. Vanlig

avstand mellom fronten på to rader er normalt på minimum 4,5 meter og som en hovedregel kreves 3 – 4 m<sup>2</sup> land pr. 1 m<sup>2</sup> solfangerareal (Sørensen 2012b).

## 2.2.7 Solfangere

Hovedkomponenten i et termisk solenergianlegg er selve solfangeren, hvor omdanningen av strålingsenergi til termisk energi finner sted. De to hovedtypene som er i bruk i dag er plane solfangere og vakuumrør-solfangere (*Technology Roadmap 2012*). Oppbyggingen av disse er vist i Figur 2-15.



Figur 2-15: Oppbyggingen av en plan solfanger (venstre) og en vakuumrør-solfanger (høyre).

Plane solfangere består hovedsakelig av en absorbatorplate med væskefylte rør, isolasjon og dekklag. Absorbatoren fanger opp solenergien og varmes opp hvorpå den overfører varmen til det sirkulerende varmemediet. Isolasjon legges på undersiden av absorbatoren for å redusere termiske tap gjennom panelets bakside. For å redusere termiske tap gjennom panelets forside legges et eller flere transparente dekklag på oversiden (Chen 2011).

Vakuumrør-solfangere består av to rør utenpå hverandre med vakuum mellom. Absorbatoren er plassert utenpå det innerste røret, og på grunn av vakuuet elimineres alle konveksjonstap fra overflaten. Dette gjør at vakuumrør-solfangere har høyere virkningsgrad enn plane solfangere ved stor temperaturdifferanse mellom absorbatoren og omgivelsene (Chen 2011).

Av de 105 storskala solvarmeanleggene som er i drift i Europa pr. utgangen av 2013, benytter de aller fleste anleggene plane solfangere (*Plant Database 2014*). En av årsakene til at plane solfangere foretrekkes framfor vakuumrør er at prisen på vakuumrør-solfangere er høyere i forhold til hva de leverer. En annen årsak er usikkerhet rundt holdbarheten til vakuumrør-solfangere i store anlegg (Trier 2012a). På bakgrunn av dette vil denne masteroppgaven ta utgangspunkt i bruk av plane solfangere.

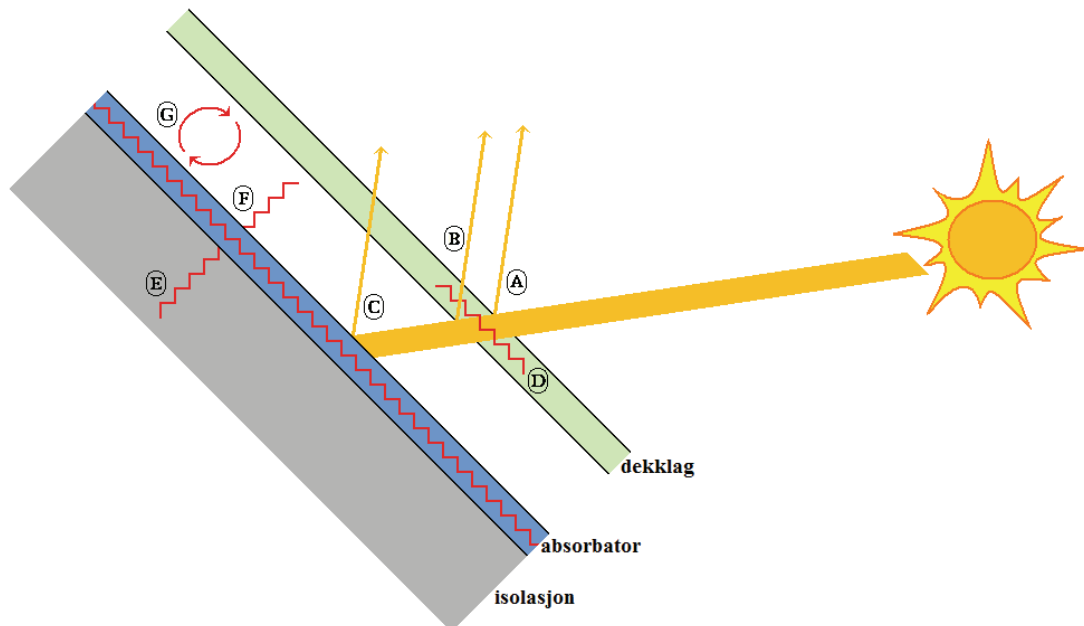
## 2.2.8 Tapsfaktorer og virkningsgrad

Solfangernes virkningsgrad er gitt ved forholdet mellom effekt levert til varmemediet og innstrålt effekt, og er avgjørende for hvor stor andel av solenergien det er mulig å nyttiggjøre seg med denne teknologien. Virkningsgraden  $\eta$  er gitt ved følgende uttrykk:

$$\eta = \frac{P_v}{G A_a} \quad [-] \quad (13)$$

hvor  $P_v$  er effekten levert til varmemediet (W),  $G$  er innstrålingstettheten ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) og  $A_a$  er aktivt solfangerareal ( $\text{m}^2$ ). Virkningsgraden vil endre seg gjennom dagen på grunn av endring i innstråling (Duffie & Beckman 2013).

Effekten levert til varmemediet avhenger av størrelsen på optiske og termiske tap i solfangeren. Optiske tap er samlebetegnelsen på refleksjonstap og absorpsjonstap i dekklaget samt refleksjonstap til absorbatoren. For en plan solfanger som vist i Figur 2-16, vil noe stråling reflekteres på vei inn i dekklaget (A), noe reflekteres på vei ut av dekklaget (B) og noe reflekteres fra overflaten på absorbatoren (C). I tillegg vil noe av strålingen kunne absorberes av dekklaget (D). Termiske tap omfatter varmeledning gjennom isolasjonen på panelets bakside (E), strålingstap (F) og konveksjonstap (G). For å maksimere ytelsen til termiske solenergianlegg er det med andre ord viktig å sørge for at solfangeren absorberer mest mulig strålingsenergi samtidig som minst mulig varmeenergi går ut igjen (Duffie & Beckman 2013).



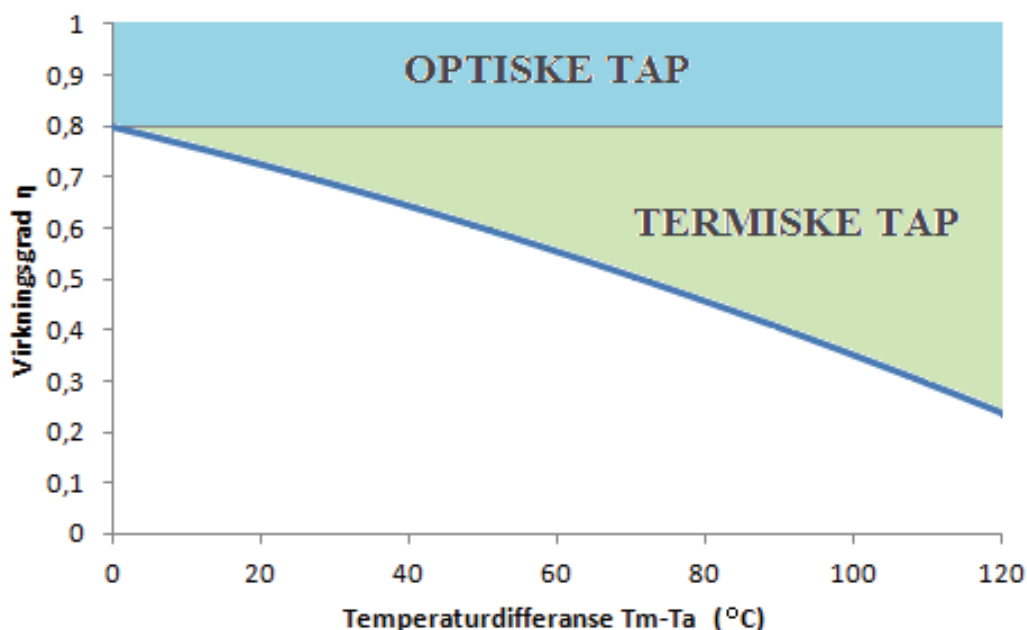
Figur 2-16: Optiske og termiske tap i solfangeren. A er refleksjon av stråling på vei inn i dekklag, B er refleksjon av stråling på vei ut av dekklag, C er refleksjon i absorbator, D er absorpsjon i dekklag, E er varmeledning gjennom panelets bakside, F er varmestråling og G er konveksjon. Figuren er inspirert av *Technical guide – Solar thermal systems* (2009).

Optiske tap avhenger i stor grad av materialvalg for dekklag og absorptor. Så snart en bestemt solfanger er innkjøpt og oppstilt er det lite å gjøre med disse faktorene. De termiske tapene på sin side, avhenger i stor grad av temperaturdifferansen mellom absorptoren og omgivelsene, og jo større differansen er, jo større blir tapene. For å redusere tapene vil det derfor være fornuftig å holde absorptortemperaturen lav ved for eksempel å øke strømningsraten til varmemediet. Dette vil imidlertid være et avveinings spørsmål da absorptoren må holde en viss temperatur for å kunne levere varmt nok vann (Duffie & Beckman 2013).

For å kunne sammenlikne virkningsgraden til ulike solfangere må disse testes i henhold til standardiserte prosedyrer, og for Europa gjelder standarden EN12975. Testsertifikat for en lang rekke solfangere kan hentes ut fra The Solar Keymark Database (*The Solar Keymark Database* 2014). I testsertifikatet til solfangerne oppgis tre testparametere som inngår i følgende uttrykk for virkningsgraden  $\eta$ :

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{G} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad [-] \quad (14)$$

hvor optisk virkningsgrad  $\eta_0$  er den ene testparameteren, tapsfaktor  $a_1$  er den andre ( $W/m^2/K$ ) og tapsfaktor  $a_2$  er den tredje ( $W/m^2/K^2$ ),  $T_m$  er middeltemperaturen til varmemediet i solfangeren (K),  $T_a$  er lufttemperaturen (K) og  $G$  er innstrålingstettheten ( $W/m^2$ ). Den optiske virkningsgraden tar høyde for optiske tap ved innstråling normalt på solfangerne og  $a_1$  og  $a_2$  tar høyde for termiske tap (Trier 2012a). En typiske virkningsgradskurve for en plan solfanger ved innstråling normalt på solfangeren er vist i Figur 2-17.



Figur 2-17: Virkningsgradskurve for plan solfanger som en funksjon av temperaturdifferansen mellom varmemediet og omgivelsene  $T_m - T_a$ .

De optiske tapene til solfangeren avhenger også av vinkelen til den innkommende strålingen og jo høyere innfallsvinkelen er, jo høyere blir de optiske tapene. I testsertifikatet til solfangerne oppgis derfor også en korreksjonsfaktor for innfallsvinkel  $K_\theta$  (eng: incidence angle modifier). For å ta høyde for innfallsvinkelen multipliseres optisk virkningsgrad ved innstråling normalt på solfangerne  $\eta_0$  med korreksjonsfaktoren  $K_\theta$  (Trier 2012a).

Systemvirkningsgraden for termiske solenergianlegg vil være noe lavere enn virkningsgraden for solfangerne alene, grunnet varmetap i de øvrige komponentene i anlegget og siden energi må tilføres systemet i form av elektrisitet til å drive pumper og elektroniske styringsenheter.

### 2.2.9 Helning og orientering

Plane solfangerer monteres i en fast posisjon og det er viktig å optimalisere både helningsvinkel og orientering for best mulig ytelse.

For helningsvinkelens del vil maksimal innstråling gjennom året oppnås ved å montere solfangerne med en helningsvinkel som svarer til breddegraden. Et avvik i helningsvinkel på  $15^\circ$  vil gi en reduksjon i innstråling av størrelsesorden 5% (Duffie & Beckman 2013). Optimaliseringen må imidlertid gjøres med tanke på hvordan varmebehovet varierer gjennom døgnet og gjennom året. Med en buffertank for døgnlagring vil ikke variasjonene gjennom døgnet være kritisk og det vil være variasjonene gjennom året som avgjør. Dersom man ønsker høyest mulig varmeproduksjon på vinteren vil en større helningsvinkel være fordelaktig for å høste av den lave vintersolen. For et anlegg som dimensjoneres for å levere mest mulig varme på sommeren vil optimal helningsvinkel generelt sett være  $10^\circ$  til  $15^\circ$  mindre enn breddegraden (Duffie & Beckman 2013). Optimal helningsvinkel vil imidlertid også avhenge av rekkeavstanden på grunn av at rekkene til en viss grad skygger for hverandre. Jo kortere avstanden mellom hver rekke er, jo flatere må panelene monteres for å redusere skyggeeffektene og oppnå maksimal varmeproduksjon (Sørensen 2012b).

Når det gjelder optimal orientering vil maksimal innstråling oppnås ved å orientere solfangeren rett mot sør, altså med en asimutvinkel på  $0^\circ$ . Her vil et avvik i orienteringen på  $10^\circ$  til  $20^\circ$  vekk fra sør ha liten betydning (Duffie & Beckman 2013).

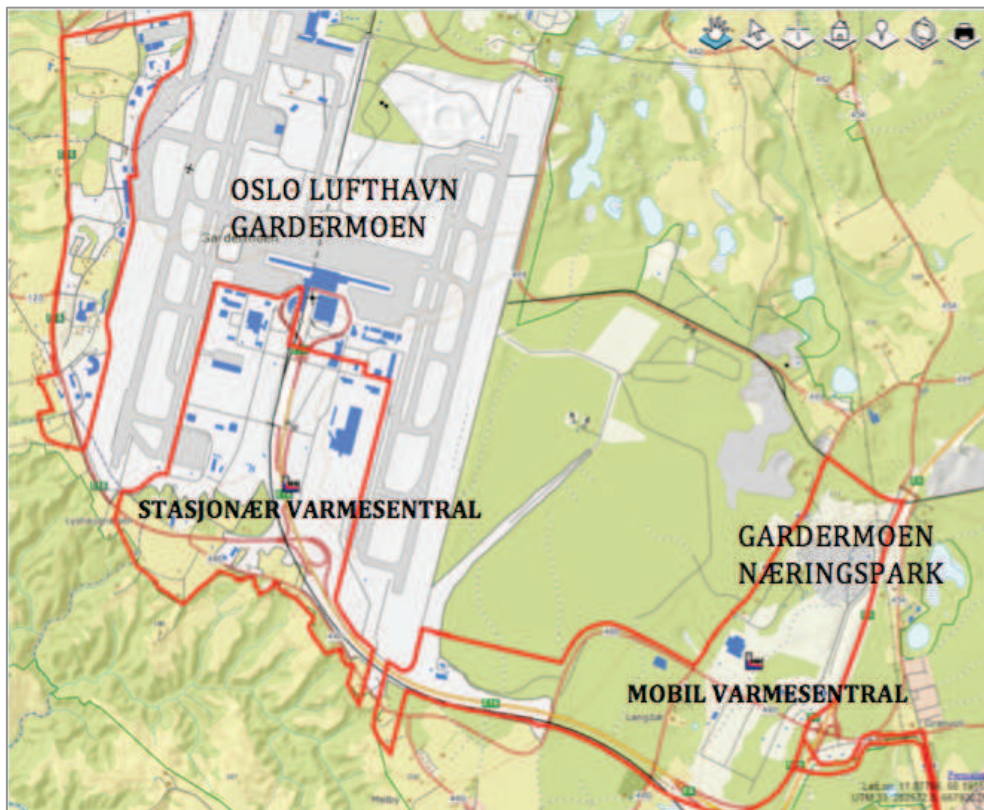
## 3 Eksisterende anlegg

### 3.1 Teknisk beskrivelse av eksisterende anlegg

Dette avsnittet omhandler det eksisterende fjernvarmeanlegget på Gardermoen, og tar for seg anleggets oppbygging, tur- og returtemperaturer gjennom året samt anslag for energibehovet i perioden april til september.

#### 3.1.1 Fjernvarmeanlegget på Gardermoen

Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen leverer varme til Oslo Lufthavn og det omkringliggende området. Anlegget består av to biofyrte varmesentraler, en stasjonær og en mobil, med felles distribusjonsnett. Den stasjonære varmesentralen har en samlet kapasitet på 40,4 MW og står for hoveddelen av varmeproduksjonen. Som vist i Figur 3-1 er denne lokalisert like ved Oslo Lufthavn. Den mobile varmesentralen er lokalisert inne på næringsområdet øst for flyplassen og har en samlet kapasitet på 2,75 MW.



Figur 3-1: Hafslunds fjernvarmeanlegg på Gardermoen.

### 3.1.2 Komponenter

I den stasjonære varmesentralen er det installert to biokjeler med tilhørende røykgasskondensatorer, tre el-kjeler og tre oljekjeler. Størrelsen på komponentene i det stasjonære anlegget er vist i Tabell 3-1.

Tabell 3-1: Komponentene i den stasjonære varmesentralen.

Komponent	Størrelse
Biokjel 1	6 MW
Biokjel 2	5 MW
Røykgasskondensator 1	1 MW
Røykgasskondensator 2	0,8 MW
El-kjel 1	1,2 MW
El-kjel 2	1,2 MW
El-kjel 3	1,2 MW
Oljekjel 1	8 MW
Oljekjel 2	8 MW
Oljekjel 3	8 MW

I den mobile varmesentralen er det installert én biokjel og to el-kjeler. Størrelsen på komponentene i det mobile anlegget er vist i Tabell 3-2.

Tabell 3-2: Komponentene i den mobile varmesentralen.

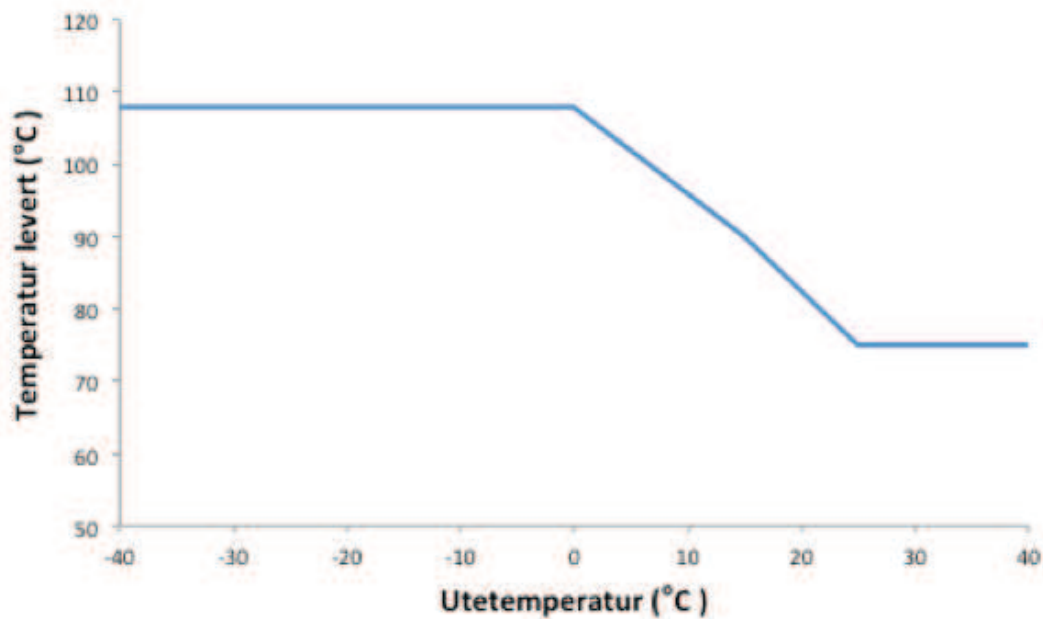
Komponent	Størrelse
Biokjel	2 MW
El-kjel 1	0,35 MW
El-kjel 2	0,35 MW

Biokjelene dekker grunnlasten i fjernvarmenettet, mens el- og oljekjelene dekker spisslast. Biokjelen ved det mobile anlegget legges først inn etter at de to andre biokjelene er inne, dersom varmebehovet overstiger 8 MW.

I sommerhalvåret vil biokjelene være overdimensjonert i forhold til varmebehovet. I denne perioden fyres det først og fremst med elektrisitet, men også noe olje. Akkurat når på våren og høsten biokjelene stenges ned og fyres opp igjen vil variere fra år til år avhengig av utetemperatur og varmebehov. De tre siste årene har kjelene vært ute av drift fra mai eller juni, fram til august eller september.

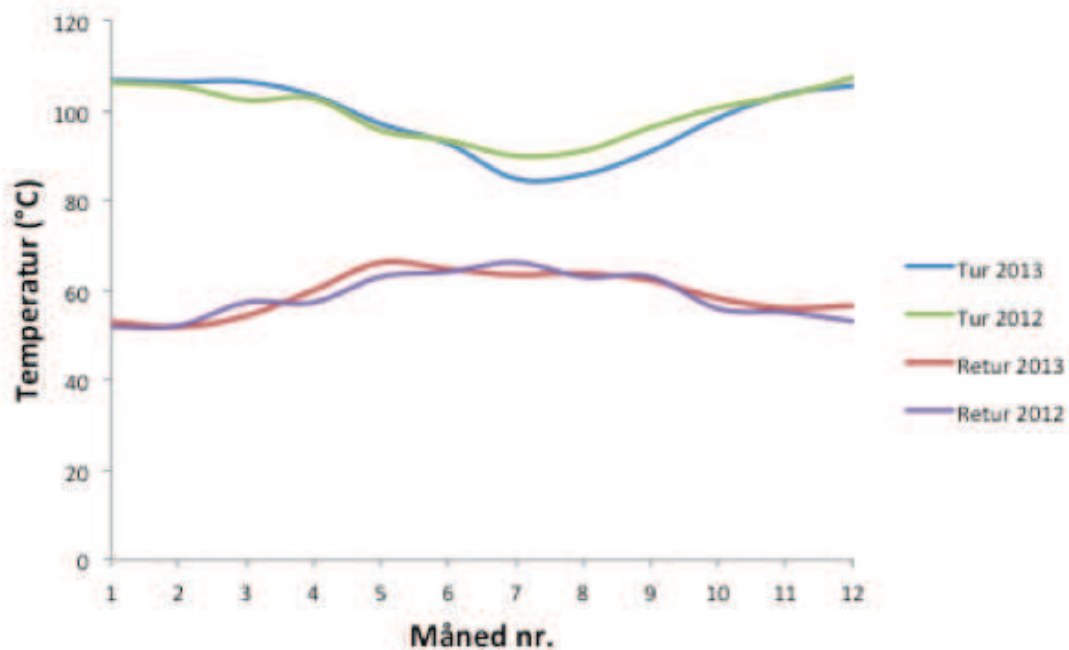
### 3.1.3 Temperaturer på tur- og returvann

Temperaturen som leveres ut i distribusjonsnettet avhenger av utetemperaturen som vist i Figur 3-2.



Figur 3-2: Temperatur levert ut i distribusjonsnettet som funksjon av utetemperaturen.

Returtemperaturen avhenger av hvor mye varme som hentes ut av kundene til enhver tid og ligger vanligvis mellom 20 grader og 55 grader lavere enn temperaturen levert. Månedlige middelerverdier for tur- og returtemperatur i 2012 og 2013 er vist i Figur 3-3. Månedlig middelerverdier for tur- og returtemperatur for tidligere år er ikke kjent.



Figur 3-3: Månedlige middelerverdier for tur- og returtemperatur i 2012 og 2013.



Fra Figur 3-3 ser vi at det ikke er så stor forskjell i temperaturmønsteret for årene 2012 og 2013. Beregnet middelværdien av de månedlige middelværdier for 2012 og 2013 er vist i Tabell 3-3.

Tabell 3-3: Middelværdi av månedlige middelværdier for tur- og returtemperatur i 2012 og 2013.

Måned	Retur (°C)	Tur (°C)
Januar	52,4	106,4
Februar	52,0	105,9
Mars	55,8	104,4
April	58,7	103,0
Mai	64,6	96,3
Juni	64,4	93,0
Juli	64,8	87,4
August	63,4	88,4
September	62,6	93,6
Oktober	57,1	99,5
November	55,6	103,5
Desember	54,9	106,4

### 3.1.4 Produksjonsdata

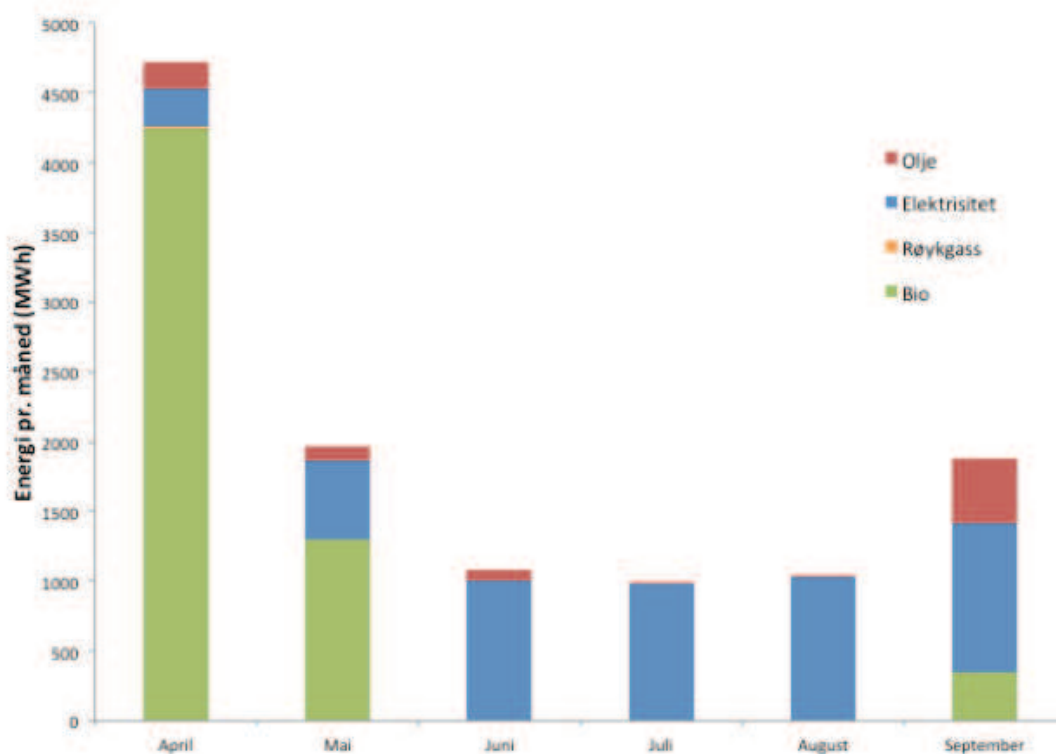
Fra Hafslunds database er det hentet ut produksjonsdata for perioden 1. april til 30. september for årene 2011 til 2013. Alle verdier er timesverdier for akkumulert energi (MWh) for den foregående timen. Verdiene gjelder henholdsvis bio, el, olje og røykgasskondensator 1 ved det stasjonære anlegget. Det er ikke logget verdier for røykgasskondensator 2. Måledata for det mobile anlegget logges ikke time for time og er ikke inkludert her. Siden biokjelen ved det mobile anlegget først legges inn dersom varmebehovet overstiger 8 MW, etter at de to andre biokjelene er inne, vil denne biokjelen uansett være avstengt i store deler av perioden april – september.

Datasettene er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Åpenbare feil er av typen negative måleverdier, måleverdier for biokjeler i perioden disse er avstengt eller måleverdier som har "hengt seg opp" og repeteres over lengre tid. Negative verdier og måleverdier i avstengt periode er satt til 0. Mindre hull tettes ved lineær interpolering, større hull og andre avvik etterlates blanke.

Datasettet for 2011 har mange middels store hull hvorav det største strekker seg over 2 dager og 20 timer. Datasettet for 2012 har kun noen få små hull på til sammen 6 timer hvorav det største er på 3 timer. Datasettet for 2013 har alvorlige hull hvorav det største strekker seg over 34 dager og 4 timer. På bakgrunn av dette er datasettet for 2012 benyttet som grunnlag for videre beregninger av energibehov.

I 2012 var alle biokjelene ute av drift i perioden 21. mai til 24. september. I perioden april til september leverte biokjelene altså energi kun i april, deler av

mai og deler av september. Røykgasskondensatorene må da ha levert energi i samme periode. Årsrapporten for 2012 viser at røykgasskondensator 2 i månedene april, mai og september leverte energi tilsvarende 37,5 % av det røykgasskondensator 1 leverte. Siden det ikke er logget timesverdier for røykgasskondensator 2 gjøres det en antagelse om at produksjonen fordeler seg likt som for røykgasskondensator 1, og alle timesverdiene for røykgasskondensator 1 oppjusteres derfor med 37,5 %. Produsert energi pr. måned i 2012 fordelt på de ulike energibærerne er vist i Figur 3-4.

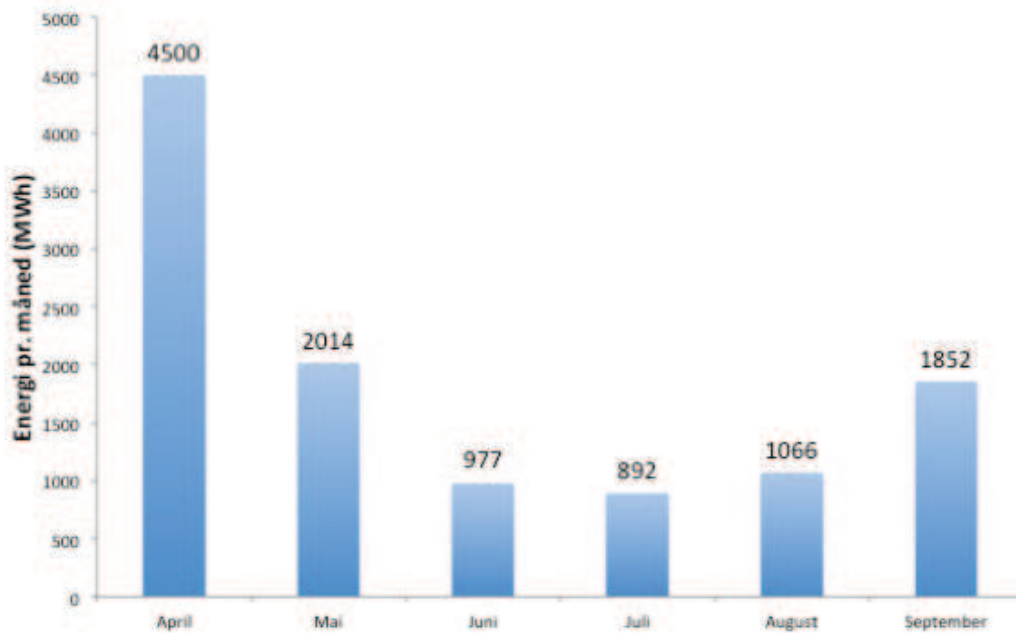


Figur 3-4: Produsert energi pr. måned i 2012 fordelt på de ulike energibærerne.

### 3.1.5 Varmebehov

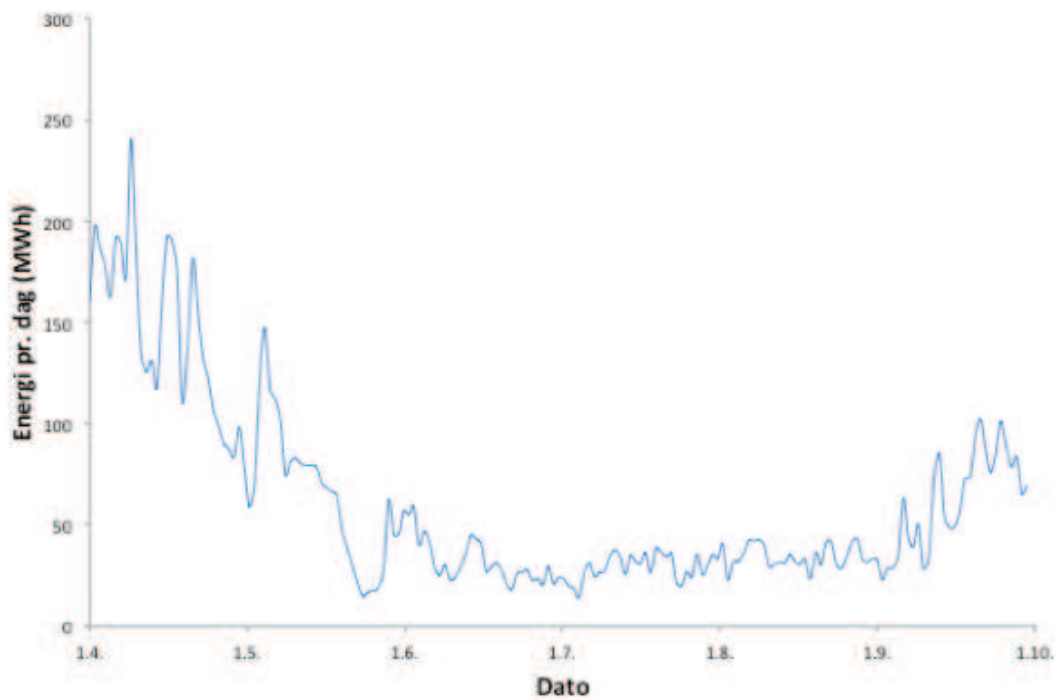
Beregninger av varmebehov gjøres på bakgrunn av produksjonsdata for fjernvarmeanlegget. Varmebehovet defineres derfor her som den varmen anlegget må produsere for å dekke kundenes energiforbruk, samt varmetap i distribusjonsnett. For å kunne si noe om det generelle varmebehovet på bakgrunn av produksjonsdata for 2012, må dataene temperaturkorrigeres i henhold til gradtallsmetoden. Denne metoden er beskrevet i Vedlegg A.

Temperaturkorrigerede verdier for det totale varmebehovet pr. måned er vist i Figur 3-5.



Figur 3-5: Temperaturkorrigerede verdier for totalt varmebehov pr. måned for perioden april til september.

Temperaturkorrigerede verdier for det totale varmebehovet pr. dag er vist i Figur 3-6.



Figur 3-6: Temperaturkorrigerede verdier for totalt varmebehov pr. dag for perioden april til september.

## 3.2 Områdebeskrivelse

Dette avsnittet omhandler området ved og rundt den stasjonære varmesentralen, og beskriver det tilgjengelige arealet hvor det kan være aktuelt å plassere solfangere. Fordi det er Oslo Lufthavn og ikke Hafslund som eier området rundt varmesentralen er tilgjengelige arealer noe begrenset. De to aktuelle områdene som vurderes brukt er fjernvarme-traséen mellom det stasjonære og det mobile anlegget og varmesentralens takarealer.

### 3.2.1 Fjernvarme-traséen

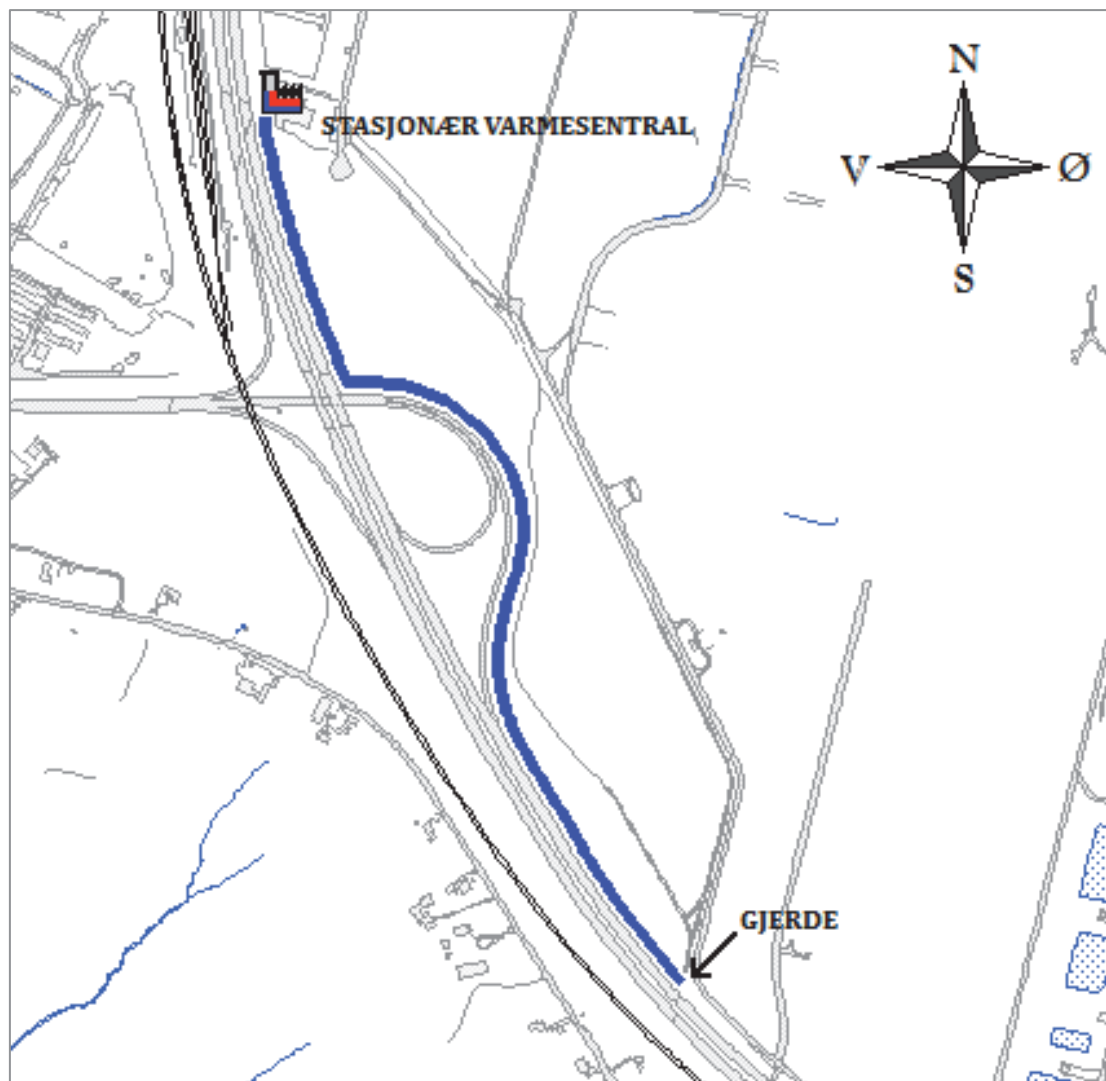
Fjernvarme-traséen mellom det stasjonære og det mobile anlegget ble anlagt i 2010 for å knytte distribusjonsnettet for de to sentralene sammen. Traséen er ca. 13 meter bred, flere kilometer lang og følger E16 sørøstover fra den stasjonære varmesentralen over til den mobile varmesentralen, som vist i Figur 3-7. I tilfelle rørbrudd må denne traséen holdes fri for permanente installasjoner, og det må alltid være nok plass til å transportere reparasjonsmateriell med lastebil langs traséen.



Figur 3-7: Fjernvarme-traséen mellom det stasjonære og det mobile anlegget, angitt ved den blå linjen.

På den første rette strekningen ned mot trafikkmaskinen, ligger traséen noe lavere enn veibanen. Lengden av denne strekningen er ca. 300 meter, og avstanden mellom traséen og veien er ca. 10 meter. Rundt selve trafikkmaskinen ligger traséen en god del høyere enn veibanen, før den etter hvert nærmer seg veibanens høyde igjen. I et kort parti ved trafikkmaskinen smalner traséen inn til en bredde på ca. 7 meter, og det går her en grusvei tett opptil traséen på østsiden. Ca. 1,2 km fra varmesentralen målt langs traséen beveger traséen seg inn under gjerdet rundt den østlige rullebanen. Det vil ikke være realistisk å sette opp solfangere på innsiden av gjerdet. Man kan heller ikke regne med å benytte

den videre traséen etter at rullebanen er passert. Arealet som betraktes er derfor avgrenset til området ned mot gjerdet som vist i Figur 3-8.



Figur 3-8: Delen av fjernvarme-traséen som vurderes brukt til solvarmeanlegg er avgrenset i sørøst av gjerdet rundt den østlige rullebanen.

Anslått areal dersom man tar utgangspunkt i 13 meters bredde og 1,2 kilometers lengde er på ca. 16 daa. Fordi det alltid må være nok plass til å transportere reparasjonsmateriell langs traséen vil arealet som kan utnytted være en god del mindre. Dersom vi i stedet tar utgangspunkt i 8 meters bredde, er anslått areal på ca. 9,6 daa.

Området er forholdsvis flatt og grunnen består av kompakt sand. Langs traséen vokser en del høye grantrær og mindre krattskog. Et utsnitt fra første del av traséen er vist i Bilde 3-1, området noe lengre sør er vist i Bilde 3-2.



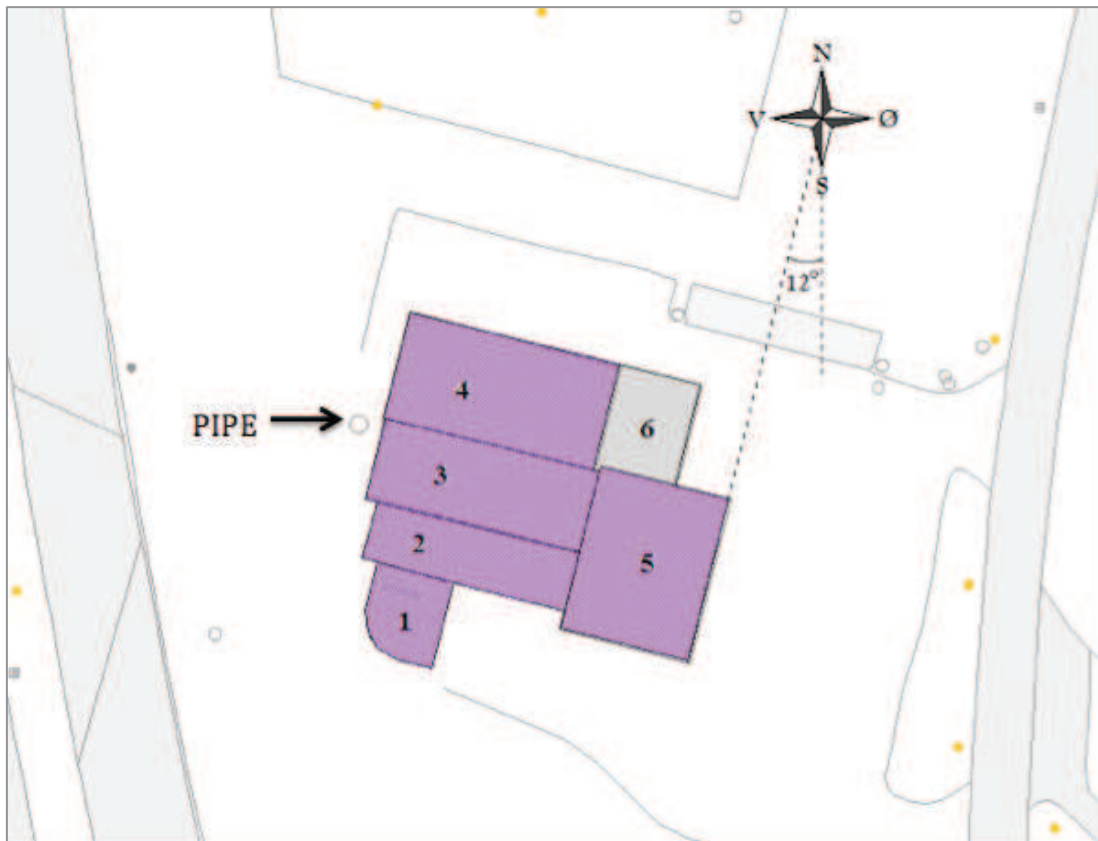
Bilde 3-1: Første del av traséen. Bildet er tatt sørover fra den stasjonære varmesentralen og viser det første rette strekket ned mot trafikkmaskinen med E16 i høyre bildekant (Foto: Reidun M. Romundstad).



Bilde 3-2: Deler av traséen rett øst for trafikkmaskinen. Bildet er tatt nordvestover (Foto: Reidun M. Romundstad).

### 3.2.2 Varmesentralens takarealer

Den stasjonære varmesentralen har et samlet takareal på ca. 1,4 daa. Dette arealet er fordelt på seks takflater med ulik høyde, som vist i Figur 3-9. Påfølgende henvisninger til taknummer følger nummerering angitt i denne figuren. Figur 11 er basert på kart mottatt fra Hafslund hvor takflate 6 ikke er inntegnet. Denne takflaten er derfor tegnet inn i etterkant på bakgrunn av øyemål. Takene er mest sannsynlig dimensjonert for karakteristisk snølast for Ullensaker kommune på  $4,5 \text{ kN/m}^2$ .



Figur 3-9: Oversikt over takflatene ved den stasjonære varmesentralen. Pipen ligger på vestsiden av varmesentralen.

Som Figur 3-9 viser er hele bygningsmassen orientert langs en nordøst-sørvest-akse med en vinkel på ca.  $12^\circ$  vest for sør. Detaljer for takflatene er gitt i Tabell 3-4. Dybden er målt langs nordøst-sørvest-aksen. Detaljer for takflate 6 er ikke kjent, men et grovt anslag basert på observert størrelse i forhold til de andre byggene er angitt.

Tabell 3-4: Detaljer for takflatene ved den stasjonære varmesentralen.

Takflate	Høyde (m)	Bredde B (m)	Dybde D (m)	Areal (m <sup>2</sup> )
1	6,5	9,6 (maks)	9,9 (maks)	91
2	12,6 – 13,0	25,8	8,2	211
3	12,6 – 13,2	27,2	10,1	275
4	9,7 – 10,4	26,8	13,3	356
5	15,3	16,2	20,6	333
6	6	8	13	104
Totalt	-	-	-	1 370

Fordi takflate 1 ikke er firkantet er arealet som er angitt i Tabell 3-4 redusert med ca. 4 kvadratmeter i forhold til arealet gitt ved maks bredde ganger maks dybde. Takflate 2 og takflate 3 har en svak helning inn mot hverandre og takflate 4 har en svak helning mot nordøst, alle med en vinkel på ca. 3 – 4°. Høyden på disse takflatene er derfor variabel.

Byggene med takflate 1, 2 og 5 er vist i Bilde 3-3, mens byggene med takflate 3, 4, 5 og 6 er vist i Bilde 3-4.



Bilde 3-3: Den stasjonære varmesentralen sett fra sørøst (Foto: Reidun M. Romundstad).





Bilde 3-4: Den stasjonære varmesentralen sett fra nordøst (Foto: Reidun M. Romundstad).

Et oversiktsbilde av takflate 1 er vist i Bilde 3-5. Som vist er det montert en ventilator på den nordøstlige siden av denne takflaten.



Bilde 3-5: Takflate 1 (Foto: Reidun M. Romundstad).

Oversiktsbilder av takflate 2 og 3 er vist i Bilde 3-6 og Bilde 3-7. Disse takflatene er omtrent like høye, men har som nevnt en svak helning inn mot hverandre. På takflate 2 er det montert 3 ventilatorer, samt et vertikalt rør. Takflate 3 er uten faste installasjoner.



Bilde 3-6: Takflate 2 og 3. Takflate 2 er vist i forgrunnen, mens takflate 3 skimtes i form av et lysere felt i bakgrunnen. Bildet er tatt nordvestover mot pipen (Foto: Reidun M. Romundstad).



Bilde 3-7: Overgangen mellom takflate 2 og 3. Bildet er tatt nordvestover mot pipen (Foto: Reidun M. Romundstad).

Oversiktsbilder av takflate 4 er vist i Bilde 3-8 og Bilde 3-9. Den eneste faste installasjonen på denne takflaten er en ventilator plassert inn mot veggen på den sørvestlige siden av taket. Det foreligger ikke oversiktsbilder av takflate 5 og 6.



Bilde 3-8: Takflate 4. Denne takflaten ligger litt omtrent tre meter lavere enn takflate 3 (Foto: Reidun M. Romundstad).



Bilde 3-9: Ventilator plassert inn mot veggen på den sørøstlige siden av takflate 4 (Foto: Reidun M. Romundstad).

# 4 Data og metode

## 4.1 Ressursgrunnlag

Dette avsnittet tar for seg de meteorologiske dataene som er behandlet i denne masteroppgaven. Datasett for lufttemperatur for Gardermoen er hentet fra tre datakilder, mens datasett for innstråling er hentet fra ni datakilder. For de av datasettene hvor diffus innstråling ikke inngår må den diffuse strålingskomponenten estimeres.

### 4.1.1 Lufttemperatur

Datasett for lufttemperaturen på Gardermoen er hentet fra tre datakilder, som vist i Tabell 4-1.

Tabell 4-1: Datakilder til verdier for lufttemperatur på Gardermoen.

Sted	Datakilde	Periode
Gardermoen	MET	1983 – 2013 (enkelte år)
Gardermoen	Meteonorm 7.0	2000 – 2009
Gardermoen	Meteonorm 6.1	1996 – 2005

For å kunne sammenlikne verdiene for lufttemperatur er det beregnet årsmiddel for alle datasettene. For datasettene fra Meteorologisk institutt (MET) og Meteonorm 7.0 er det også beregnet månedlige middeltemperaturer. Til sammenlikning er det hentet ut månedsnormaler for Gardermoen for normalperioden 1961 – 1990, fra databasen eKlima (eKlima 2014). Årsnormalen er beregnet som middelværdi av månedsnormalene. Mer detaljert informasjon om de respektive datasettene følger under.

#### ***Meteorologisk institutt***

Meteorologisk Institutt eier og driver en lang rekke meteorologiske målestasjoner i Norge, hvorfra måledata er tilgjengelig gjennom databasen eKlima. Én av disse målestasjonene er lokalisert i umiddelbar nærhet av Gardermoen lufthavn og har vært i drift siden april 1940 (stasjonsnummer 4780). Dette er en værstasjon som blant annet måler lufttemperatur, nedbør, skydekke, duggpunktstemperatur og vindretning. Måling av solinnstråling er derimot ikke inkludert (eKlima 2014).

Fra Meteorologisk institutts database er det hentet ut måledata for lufttemperatur for Gardermoen for perioden 1983 – 2013 (31 datasett). Alle verdiene er angitt i norsk normaltid, i form av gjennomsnittstemperatur (°C) for

den foregående timen. 15 av datasettene er forholdsvis komplette, mens 16 av datasettene er svært mangelfulle. For de fleste av årene med mangelfulle datasett er det kun utført målinger hver tredje time eller sjeldnere. De 15 forholdsvis komplette datasettene er valgt ut for videre beregninger. Dette innbefatter årene 1983 – 1988 (6 datasett), 1990 – 1991 (2 datasett), 1995 (1 datasett), 1997 – 1999 (3 datasett) og 2011 – 2013 (3 datasett). Det er hentet ut måledata fra høyest tilgjengelige kvalitetsnivå (nivå OK) av fire mulige nivå (OK/litt usikker/svært usikker/svært usikker, modelldata).

Datasettene er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Åpenbare feil er av typen temperatursprang fra pluss- til minusgrader midt på sommeren grunnet måleverdier med feil fortegn. Manglende verdier er av to typer, enten i form av sprang i kolonnen for tidsangivelse, eller i form av bokstaven x i kolonnen for måleverdi. Alle hull og avvik er etterlatt blanke og er ikke tatt med i videre beregninger. For all skuddår er skuddårsdagen fjernet fra datasettet. En oversikt over alle avvik og manipulasjoner som er gjort, er gitt i Vedlegg B.

For å frambringe et representativt datasett for lufttemperaturen er middelverdier beregnet time for time for de 15 aktuelle årene. Det er ingen alvorlige hull som sammenfaller i dato over flere år, og alle verdiene er beregnet på bakgrunn av minimum 13 målepunkter. For 94 % av årets 8760 timer er gjennomsnittet beregnet på bakgrunn av 15 måleverdier.

### **Meteonorm 7.0**

Meteonorm er en meteorologisk database produsert av det sveitsiske firmaet Meteotest. Databasen inneholder reelle måledata for lufttemperatur fra mer enn 8300 målestasjoner over hele verden, hvorav én av målestasjonene er lokalisert på Gardermoen (*Measurement stations* 2014).

Verdier for lufttemperatur for Gardermoen ligger inne i simuleringsprogrammet Fjernsol-PRO, i form av timesverdier for et gjennomsnittlig år (°C), fra Meteonorm 7.0. Disse verdiene er basert på måledata for perioden 2000 – 2009 (10 datasett). Alle timesverdiene er synlige, men låst til programmet. For årsmiddeltemperaturen er det oppgitt en usikkerhet på 0,3 °C.

### **Meteonorm 6.1**

Verdier for lufttemperatur for Gardermoen ligger også inne i simuleringsprogrammet T\*SOL Expert og disse stammer fra Meteonorm 6.1 (*Climate data* 2014a). Disse verdiene er basert på måledata for perioden 1996 – 2005 (10 datasett). Alle verdiene er låst til programmet og eneste synlige temperaturverdi er årsmiddeltemperatur.

## 4.1.2 Global og diffus innstråling

Siden måledata for solinnstråling ikke foreligger for Gardermoen er det hentet ut lokale måledata fra fem meteorologiske målestasjoner innenfor en radius på 60 km fra Gardermoen, samt estimerte innstrålingsdata for Gardermoen fra fire databaser. Andre databaser som PVGIS og NASA SSE ble også vurdert, men ingen av disse tilbyr timesverdier. En oversikt over de ulike datakildene er vist i Tabell 4-2, omtrentlig beliggenhet til de meteorologiske målestasjonene er vist i Figur 4-1.

Tabell 4-2: Datakilder til verdier for solinnstråling på og rundt Gardermoen.

Sted	Datakilde	Koordinater	Moh.	Data	Periode
Ås	NMBU	59,6603°N 10,7817°Ø	93,3	$G_{global}$ $G_{diffus}$	1994 – 2013
Årnes	Bioforsk	60,1268°N 11,3934°Ø	162	$G_{global}$	1999 – 2013
Roverud	Bioforsk	60,2538°N 12,0914°Ø	150	$G_{global}$	1997 – 2013
Gran	Bioforsk	60,3558°N 10,5591°Ø	245	$G_{global}$	1997 – 2013
Hønefoss	Bioforsk	60,1403°N 10,2661°Ø	126	$G_{global}$	1997 – 2013
Gardermoen	Meteonorm 7.0	60,22° N 11,10° Ø	202	$G_{global}$ $G_{diffus}$	1986 – 2005
Gardermoen	Meteonorm 6.1			$G_{global}$	1981 – 2000
Gardermoen	Satel-Light			$G_{global}$ $G_{diffus}$	1996 – 2000
Gardermoen	STRÅNG			$G_{global}$	1999 – 2013



Figur 4-1: Omtrentlig beliggenhet til de meteorologiske målestasjonene rundt Gardermoen.

For å kunne sammenlikne verdiene for global og diffus innstråling er det beregnet akkumulerte verdier for innstrålt energi pr. måned og pr. år, for alle datasettene. Variasjonsbredde benyttes som statistiske mål på spredningen mellom datasettene. Definisjoner av statistiske mål er gitt i Vedlegg C. Mer detaljert informasjon om de enkelte datasettene følger under.

### Ås

Meteorologiske data for Ås er hentet fra Fagklim, NMBUs feltstasjon for agroklimatiske studier. Målestasjonen er lokalisert på Søråsfeltet i Ås kommune i Akershus, og har vært i drift siden 1859 (Grimenes 2014).

Global innstråling er målt siden 1950 og diffus innstråling er målt siden 1966 (Byrkjedal et al. 2013). Global innstråling er målt med et Eppley Precision Pyranometer, med en instrumentusikkerhet på ca. 10 %. Diffus innstråling er målt med et annet Eppley Precision Pyranometer med skyggering. Også her er instrumentusikkerheten på ca. 10 % (Kroken 2009).

Fra Fagklims database er det hentet ut måledata for global og diffus innstråling for perioden 1994 – 2013 (20 datasett). Alle verdiene er timesverdier angitt i norsk normaltid, i form av middelerverdier av innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ) for den kommende timen. Middelerverdiene er beregnet på bakgrunn av avlesninger for hvert sekund.

Datasettene er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Åpenbare feil er av typen registrert innstråling midt på natten. Manglende verdier er av to typer, enten i form av sprang i kolonnen for tidsangivelse (type 1), eller i form av blanke felt i kolonnen for måleverdi for timer hvor det forventes å være registrert innstråling (type 2). Manglende verdier av type 2 er vanskelig å tolke fordi det også er blanke felt i kolonnen for måleverdi for timer hvor målingene er lavere enn en gitt terskelverdi. For global stråling er terskelverdien  $10 \text{ W/m}^2$  og for diffus stråling er terskelverdien  $3 \text{ W/m}^2$ . Dette medfører at det for lave solvinkler, spesielt i januar/februar og november/desember er få registrerte måleverdier.

Diffuse strålingsverdier er korrigert for det faktum at pyranometerets skygging også skygger for en viss andel diffus stråling. Korrigeringsfaktoren som er benyttet er på 1,31. Mindre hull er tettet ved lineær interpolering, større hull og andre avvik er etterlatt blanke og er ikke tatt med i videre beregninger. For alle skuddår er skuddårsdagen fjernet fra datasettet. Kvaliteten på måledataene betraktes generelt sett som god og det er ingen alvorlige hull som sammenfaller i dato over flere år. En oversikt over alle avvik og manipulasjoner som er gjort er gitt i Vedlegg B.

For å frambringe representative datasett for global og diffus innstråling er middelveidier beregnet time for time for 20-årsperioden. Ved beregning av middelveidier er det lagt inn krav om at det må være registrerte måleverdier for den aktuelle timen for minimum 10 av de 20 årene i perioden. Dette medfører at eventuelle måleverdier på avvikende tidspunkt som ikke er oppdaget i gjennomgangen av datasettene blir utelatt. Samtidig vil det også forsvinne måleverdier på tidspunkt hvor innstrålingen for flere år er lavere enn den gitte terskelverdien selv om innstrålingen ikke nødvendigvis er null. Dette er særlig tilfelle i årets to første og to siste måneder. I denne perioden er innstrålingen generelt sett lav og dette antas å ikke utgjøre et stort problem.

### **Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss**

Meteorologiske data for Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss er hentet fra databasen Landbruksmeteorologisk tjeneste, som er et prosjekt i regi av Bioforsk (*Landbruksmeteorologisk tjeneste* 2014). Databasen inneholder meteorologiske data fra 83 målestasjoner i hele Norge, hvorav 47 av stasjonene måler global innstråling (Byrkjedal et al. 2013).

Målestasjonen på Årnes er lokalisert i Nes kommune i Akershus, og har måleserier av global stråling fra 28.12.1998. Målestasjonen på Roverud er lokalisert i Kongsvinger kommune i Hedmark, og har måleserier av global stråling fra 02.01.1991. Målestasjonen på Gran er lokalisert i Gran kommune i Oppland, og har måleserier av global stråling fra 31.12.1991. Målestasjonen på Hønefoss er lokalisert i Ringerike kommune i Buskerud, og har måleserier av global stråling fra 31.12.1991 (Byrkjedal et al. 2013).



For alle de fire målestasjonene måles global innstråling med et Kipp & Zonen CM11 pyranometer med en instrumentusikkerhet på ca. 10 % (Hole 2014).

Fra Bioforsks database er det hentet ut måledata for global innstråling på Årnes for perioden 1999 – 2013 (15 datasett) og på Roverud, Gran og Hønefoss for perioden 1997 – 2013 (17 datasett). Alle verdiene er timesverdier angitt i norsk normaltid i form av middelveidier for innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ) for den kommende timen.

Alle datasett er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Åpenbare feil er av typen registrert innstråling midt på natten, negative måleverdier eller tilfeller der måleverdien går fra svært høy til null til svært høy igjen midt på dagen sommerstid. Datasettene har ingen nedre terskelverdi, men inneholder registrerte måleverdier helt ned mot null. Manglende verdier er av to typer, enten i form av sprang i kolonnen for tidsangivelse, eller i form av ordet NULL i kolonnen for måleverdi. Mindre hull er tettet ved lineær interpolering, større hull og andre avvik er etterlatt blanke og er ikke tatt med i videre beregninger. For all skuddår er skuddårsdagen fjernet fra datasettet. Selv om datasettene inneholder svært mange små hull er det ingen alvorlige hull som sammenfaller i dato over flere år. En oversikt over alle avvik og manipulasjoner som er gjort, er gitt i Vedlegg B.

For å frambringe representative datasett for global innstråling er middelveidier beregnet time for time for den aktuelle perioden, for hver lokalitet. Ved beregning av middelveidier er det lagt inn krav om at det må være registrerte måleverdier for den aktuelle timen for minimum 10 av de 20 årene i perioden. Dette medfører at eventuelle måleverdier på avvikende tidspunkt som ikke er oppdaget i gjennomgangen av datasettene blir utelatt.

### **Meteonorm 7.0**

Som nevnt er Meteonorm en meteorologisk database produsert av det sveitsiske firmaet Meteotest. Databasen inneholder reelle måledata for solinnstråling fra mer enn 1200 målestasjoner over hele verden, hvorav tre er lokalisert i Norge (Bergen, Bodø, Tromsø) (*Measurement stations* 2014). For lokaliteter uten reelle måledata er det produsert syntetiske data for global innstråling ved interpolering mellom omkringliggende målestasjoner og/eller satellittdata (Remund et al. 2013a). Timesverdier er modellert på bakgrunn av gjennomsnittlige månedsverdier, og diffus innstråling er estimert videre fra de globale verdiene (Remund et al. 2013b).

Globale og diffuse innstrålingsdata for Gardermoen ligger inne i simuleringsprogrammet Fjernsol-PRO, og er gitt som timesverdier for innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ) for et gjennomsnittlig år. Verdiene er basert på data for perioden 1986 – 2005 (20 datasett). Alle timesverdiene er synlige, men låst til programmet. Verdien for global innstrålt energi pr. år. er oppgitt til å ha en usikkerhet på 6 %.

### **Meteonorm 6.1**

Verdier for global innstråling for Gardermoen ligger også inne i simuleringprogrammet T\*SOL Expert og disse stammer fra Meteonorm 6.1 (*Climate data* 2014a). Verdiene er basert på data for perioden 1981 – 2000 (20 datasett). Alle verdiene er låst til programmet og eneste synlige innstrålingsverdi er global innstrålt energi pr. år. Det er ikke mulig å finne informasjon om diffus innstråling.

### **Satel-Light**

Satel-Light er et tidligere EU-finansiert prosjekt som gir fri tilgang til innstrålingsdata for lokaliteter i Europa. Datamaterialet er basert på satellittbilder tatt av en av de geostasjonære Meteosat-satellittene i perioden 1996 – 2000. På grunn av satellittens synsvinkel foreligger ikke data nord for 66°N (Byrkjedal et al. 2013). Den aktuelle Meteosat-satellitten går i bane over ekvator og følger jordens rotasjon med en konstant posisjon over lengdegrad 0°. Satellitten leverer et bilde av jorden hvert 30. minutt og global innstråling estimeres på bakgrunn av pikselverdiene. Diffus innstråling estimeres videre fra de globale verdiene (*Satel-Light* 2014).

Fra Satel-Lights database er det hentet ut globale og diffuse innstrålingsdata for Gardermoen for perioden 1996 – 2000 (5 datasett). Verdiene er gitt i form av øyeblikksmålinger av innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ) for hver halvtime angitt i norsk normaltid.

Datasettene er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Det eneste synlige avviket er manglende data for tre dager i oktober/ november 1996. For alle skuddår er skuddårsdagen fjernet fra datasettene.

For å få datasettene over til timesverdier heller enn halvtimesverdier er det tatt gjennomsnitt av to og to halvtimesverdier. For å frambringe representative datasett for global og diffus innstråling er det beregnet middelveidier time for time for 5-årsperioden. For de tre dagene hvor måledata mangler fra 1996 er det beregnet middelveidier for kun 4 år.

### **STRÅNG**

STRÅNG er en strålingsmodell utviklet av Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI). Innstrålingsdata basert på simuleringer med denne modellen er fritt tilgjengelig gjennom SMHIs hjemmeside, for perioden 1999 – 2014. Reelle måledata for global og direkte stråling fra SMHIs målestasjoner er benyttet til justering og validering av modellen (*STRÅNG* 2014). Avviket mellom estimerte timesverdier og observerte timesverdier for global stråling er oppgitt til å være på 30 %, for direkte stråling på 60 % (*Extracting STRÅNG data* 2014).

Fra STRÅNGS database er det hentet ut globale innstrålingsdata for Gardermoen for perioden 1999 – 2013 (15 datasett). Verdiene er gitt i form av øyeblikksverdier av innstrålingstetthet ( $W/m^2$ ) for hver halvtime angitt i universell tid UTC. Det ble også hentet ut direkte innstrålingsdata for noen år, men på grunn av den store usikkerheten i dataene ble disse forkastet. For de årene som ble undersøkt viste det seg at direkte strålingsverdier oversteg eller lå tett opptil de globale innstrålingsverdiene.

Datasettene er plottet år for år og systematisk gjennomgått for å avdekke åpenbare feil, manglende verdier og andre eventuelle uregelmessigheter. Det er ikke funnet noen åpenbare avvik. For alle skuddår er skuddårsdagen fjernet fra datasettene. For å frambringe et representativt datasett for global innstråling er det beregnet middelveidier time for time for 15-årsperioden.

### 4.1.3 Estimering av diffus stråling

Den diffuse strålingskomponenten må estimeres for de av datasettene hvor diffus innstråling ikke inngår. Dette gjelder datasettene fra Bioforsk (Årnes, Roverud, Gran, Hønefoss), samt datasettet fra STRÅNG.

Estimering av diffus stråling kan gjøres ved følgende metode: Først beregnes teoretisk innstrålingstetthet på en horisontal flate uten atmosfære  $G_0$  ved de aktuelle lokalitetene i henhold til likning (7). Deretter beregnes klarhetsindeksen på timebasis  $k_T$ , i henhold til likning (8). Til sist benyttes Erbs et. al.-korrelasjonen for å finne andelen diffus stråling  $\frac{G_{diffus}}{G_{global}}$  i henhold til likning (9).

Datasettet for Ås benyttes til å undersøke hvorvidt overnevnte metode gir et godt estimat for den diffuse strålingskomponenten. To ulike fremgangsmåter undersøkes, videre betegnet som måte 1 og måte 2. Ved måte 1 anvendes metoden på datasettet bestående av middelveidier for global stråling for 20-årsperioden. Ved måte 2 anvendes metoden på de separate datasettene for global stråling år for år, hvorpå middelveidier for de 20 estimerte settene beregnes i etterkant. I begge tilfeller sammenliknes de estimerte verdiene med hverandre og med de faktiske måleverdiene for diffus stråling. Middellavvik (MBD) og roten av midlere kvadratavvik (RMSD) benyttes som statistiske mål på hvor godt de estimerte verdiene samsvarer med faktiske måleverdiene. Disse beregnes måned for måned for måte 1 og måte 2. Definisjoner av statistiske mål er gitt i Vedlegg C. De to overnevnte fremgangsmåtene benyttes videre på de øvrige datasettene.

For å kunne sammenlikne estimerte verdier for diffus innstråling med tilsvarende verdier i de andre datasettene nevnt over er det beregnet akkumulerte verdier for innstrålt energi pr. måned og pr. år. Dette gjøres kun for de estimerte datasettene fra den antatt beste av de to fremgangsmåtene.

## 4.2 Teknologi og anvendelse

Dette avsnittet tar først og fremst for seg de to simuleringsverktøyene som er benyttet i denne masteroppgaven. Det foreligger en rekke enkle simuleringsverktøy som er velegnet til grove overslag for storskala bruk av solfangere i fjernvarme. Verktøy som F-easy, Fjernsol-II, SDH Online Calculation Tool og Sunstore 4 Feasibility Evaluation Tool er gratis tilgjengelig på nettsiden til EU-prosjektet Solar District Heating ([www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu)). Det danske konsultentselskapet PlanEnergi, som står bak Fjernsol-II, har i tillegg utviklet en noe mer avansert versjon kalt Fjernsol-PRO. Fjernsol-PRO (versjon 1.2) er et av verktøyene som benyttes i denne masteroppgaven. Det foreligger i tillegg en lang rekke avanserte simuleringsprogram for detaljerte beregninger av termiske solenergianlegg, som for eksempel TRNSYS, EnergyPRO, Polysun og T\*SOL Expert. Dette er kommersiell programvare som kan kjøpes fra de aktuelle leverandørene, men enkelte leverandører tilbyr tidsbegrensede lisenser for studieformål. Verktøyene er i ulik grad egnet til simulering av storskala bruk av solfangere i fjernvarme. Valget falt her på T\*SOL Expert (versjon 4.5).

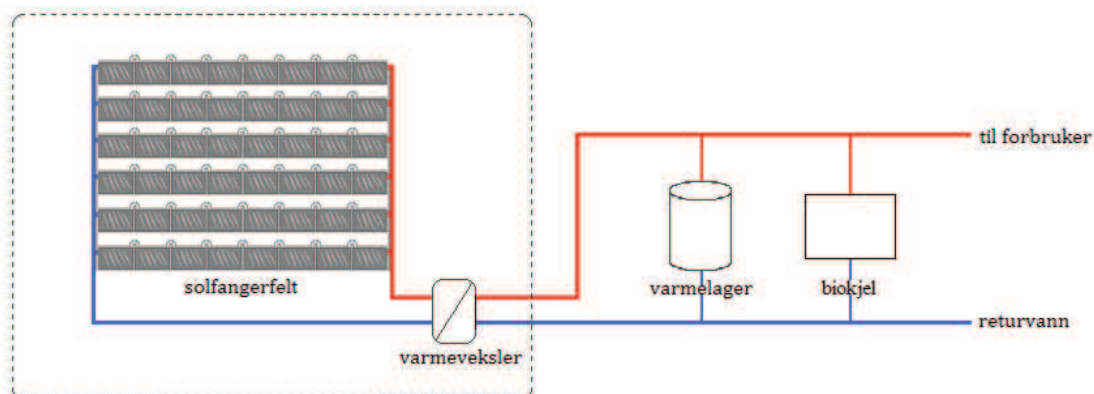
Avsnittet behandler også metodene som er benyttet ved behandling av samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned og samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. dag.

### 4.2.1 Beskrivelse av Fjernsol-PRO

Fjernsol-PRO er et Excel-basert simuleringsverktøy som blant annet beregner følgende verdier:

- Varmeproduksjon på månedlig basis (MWh).
- Samlet solfangerareal (m<sup>2</sup>).
- Nødvendig feltareal (m<sup>2</sup>).

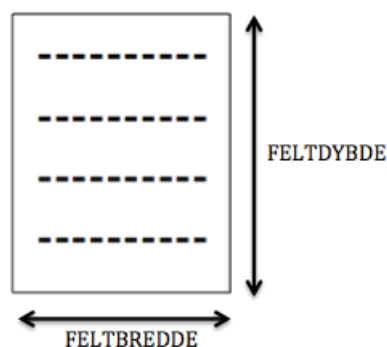
Systemgrensen er illustrert i Figur 4-2.



Figur 4-2: Systemgrenser for Fjernsol-PRO angitt ved stiplet linje.

I Figur 4-2 er det vist at det ikke er mulig å simulere bruk av varmelager med Fjernsol-PRO, siden denne komponenten ligger utenfor systemgrensene. Resultatene forutsetter derfor at energien til enhver tid kan utnyttes. Det er heller ikke mulig å legge inn skyggeeffekter fra topografi og andre elementer. En tredje begrensning ved Fjernsol-PRO er at det kun er mulig å simulere solfangerfelt som er firkantede.

Fjernsol-PRO beregner nødvendig feltareal ( $m^2$ ) på bakgrunn av antall solfangere, solfangerbredde og rekkeavstand, som vist i Figur 4-3. Feltebredden er gitt ved antall solfangere ganger solfangerbredden, pluss 10 %. Felte dybden er gitt ved antall rekker ganger rekkeavstanden, pluss 10 %.



Figur 4-3: Beregning av nødvendig feltareal. Hver strek illustrerer én solfanger.

Varmemediet antas å ha en varmekapasitet på 4000 J/L/K, noe som svarer til vann med en innblanding av propylenglykol på 25 – 30 %. Spesifikk strømningsrate er satt til 0,3 L/min/ $m^2$  solfangerareal.

Behandlingen av direkte og diffus stråling på en orientert, skrå flate skjer i henhold til Perez et al.-modellen (Perez et al. 1990).

#### 4.2.2 Simuleringer med Fjernsol-PRO

Fjernsol-PRO benyttes først til å undersøke hvordan følgende variable generelt sett virker inn på varmeproduksjonen:

- Meteorologiske data.
- Type solfanger.
- Helningsvinkel og rekkeavstand.

For å kunne sammenlikne verdier mellom ulike simuleringer betraktes varmeproduksjon pr. solfangerareal og varmeproduksjon pr. feltareal heller enn varmeproduksjonen *per se*.

Deretter benyttes resultatene fra de foregående simuleringene til å undersøke to mer spesifikke tema knyttet til det tilgjengelige arealet på Gardermoen:

- Plassbehov ved ulike feltkonfigurasjoner.
- Varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal.

Til tross for at man her er begrenset til firkantede feltkonfigurasjoner, gir dette et grovt bilde av hvor mye energi det er realistisk å hente ut med et solfangeranlegg, innenfor de begrensninger ressurstilgangen og det tilgjengelige arealet setter.

De aktuelle input-variablene for simulering av termisk energiproduksjon er gitt nedenfor i Tabell 4-3. For hver variabel velges en standardverdi som holdes konstant når de øvrige variablene undersøkes, og de valgte standardverdiene er også angitt i Tabell 4-3.

Tabell 4-3: Valgte standardverdier for Fjernsol-PRO, som holdes konstant når de øvrige variablene undersøkes.

Variabel	Standardverdi		Kommentar
Antall solfangere $n$	$n = 1000$ solfangere		Holdes konstant ved alle simuleringer.
Type solfanger	<b>Produsent</b>	<b>ARCON Solar A/S</b>	Alle verdiene hentes fra solfangerens testsertifikat som kan gjenfinnes i Vedlegg D.  ARCON HT-SA 28-10 er en mye brukt solfanger i Danmark.
	Modell	HT-SA 28-10	
	Aktivt solfangerareal $A_a$ (m <sup>2</sup> )	12,52	
	Solfangerbredde $b$ (m)	5,965	
	Solfangerhøyde $h$ (m)	2,275	
	Optisk virkningsgrad $\eta_0$	0,804	
	Tapsfaktor $a_1$ (W/m <sup>2</sup> /K)	2,564	
	Tapsfaktor $a_2$ (W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup> )	0,005	
	Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel $K_{50}$	0,94	
Rørtap	3 %		Denne variabelen angir rørtap i prosent av levert energi fra solfangerkretsen. Tap i kretsen etter varmeveksleren er ikke inkludert.  Basert på målinger av et dansk anlegg kan det være rimelig å anta en verdi for rørtap på 3 % (Trier 2014).  Holdes konstant ved alle simuleringer.
Logaritmisk middeltemperatur-differanse for varmeveksler $LMTD$	$LMTD = 3$ K		Verdien til denne variabelen avhenger av type varmeveksler, men typisk verdi ligger på 2 - 4 K (Trier 2014).  Holdes konstant ved alle simuleringer.

Drifts-temperaturer				<p>Driftstemperaturer svarer til tur- og returtemperaturer (°C) for fjernvarmekretsen pr. måned.</p> <p>Valgte standardverdier er basert på middelverdier for årene 2012 og 2013, av månedlige middelverdier som vist i underavsnitt 3.1.3.</p> <p>Holdes konstant ved alle simuleringer.</p>
	<b>Måned</b>	<b>Retur (°C)</b>	<b>Tur (°C)</b>	
	Jan	52,4	106,4	
	Feb	52,0	105,9	
	Mars	55,8	104,4	
	Apr	58,7	103,0	
	Mai	64,6	96,3	
	Juni	64,4	93,0	
	Juli	64,8	87,4	
	Aug	63,4	88,4	
	Sept	62,6	93,6	
	Okt	57,1	99,5	
	Nov	55,6	103,5	
Des	54,9	106,4		
Meteorologiske data				<p>Av meteorologiske data krever simuleringprogrammet timesverdier for global og diffus innstrålingstetthet (W/m<sup>2</sup>) og temperatur (°C).</p>
	<b>Data</b>	<b>Sted</b>	<b>Datakilde</b>	
	$T_{luft}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0	
	$G_{global}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0	
	$G_{diffus}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0	
Orientering $\gamma$	$\gamma = 0^\circ$			<p>Som behandlet i underavsnitt 2.1.9 og 2.2.9.</p> <p>Holdes konstant ved alle simuleringer.</p>
Helningsvinkel $\beta$	$\beta = 40^\circ$			<p>Som behandlet i underavsnitt 2.1.9 og 2.2.9.</p>
Rekkeavstand $r$	$r = 4,5 \text{ m}$			<p>Som behandlet i underavsnitt 2.2.6.</p>
Antall rekker $m$	$m = 50 \text{ rekker}$			<p>Avhenger av totalt antall solfangere og antall solfangere pr. rekke. Behandlet i underavsnitt 2.2.6.</p> <p>Holdes konstant ved alle simuleringer.</p>

### Meteorologiske data

For å undersøke hvordan ulike meteorologiske data virker inn på varmeproduksjonen er det tatt utgangspunkt i tre datasett som vist i Tabell 4-4. Datasettene er valgt ut på bakgrunn av analysen fra masteroppgavens første del, som behandler ressursgrunnlaget. Her ble det slått fast at det er vanskelig å si noe om hvilke datasett for innstråling som er mest representative for strålingsklimaet på Gardermoen, og at den globale innstråling på Gardermoen kan forventes å være alt fra 850 – 950 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. De tre datasettene søker derfor å representere bredden i dette intervallet. Datasettet fra Meteonorm 7.0 har en verdi for global innstråling som er middels høy (890 kWh/m<sup>2</sup> pr. år), verdien for Årnes er blant de høyeste (944 kWh/m<sup>2</sup> pr. år), og verdien for Roverud er blant de laveste (859 kWh/m<sup>2</sup> pr. år). For lufttemperatur anses datasettet fra Meteorologisk institutt som det mest robuste og benyttes i kombinasjon med innstrålingsdata fra de meteorologiske målestasjonene. Datasettet for lufttemperatur fra Meteonorm 7.0 er på sin side uløselig knyttet til datasettet for innstråling fra samme datakilde.

Tabell 4-4: Meteorologiske datasett som er valgt ut for å undersøke hvordan variasjon i mengden innstråling virker inn på varmeproduksjonen.

Datasett nr.	Data	Sted	Datakilde
1	$T_{luft}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0
	$G_{global}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0
	$G_{diffus}$	Gardermoen	Meteonorm 7.0
2	$T_{luft}$	Gardermoen	MET
	$G_{global}$	Årnes	Bioforsk
	$G_{diffus}$	Årnes	Estimert
3	$T_{luft}$	Gardermoen	MET
	$G_{global}$	Roverud	Bioforsk
	$G_{diffus}$	Roverud	Estimert

Varmeproduksjon pr. solfangerareal plottes måned for måned for å se hvilke meteorologiske datasett som gir høyest varmeproduksjon. Verdier for global innstrålt energi pr. måned for de tre meteorologiske datasettene hentes ut til sammenlikning. Videre summeres verdiene for varmeproduksjon pr. solfangerareal for hele året. Verdier for global innstrålt energi pr. år, samt andel diffus stråling for de tre meteorologiske datasettene hentes ut til sammenlikning.

### Type solfanger

For å undersøke hvordan ulike solfangere virker inn på varmeproduksjon er det tatt utgangspunkt i 3 ulike solfangere som vist i Tabell 4-5. Produsentene er valgt ut på bakgrunn av aktuelle produsenter for det danske og det svenske markedet.



Tabell 4-5: Valgte solfangere for simulering med Fjernsol-PRO, med tilhørende parametere. Parameterne er hentet fra solfangernes testsertifikat som kan gjenfinnes i Vedlegg D.

Produsent	ARCON Solar A/S	SUNMARK A/S	S.O.L.I.D. GmbH
Modell	HT-SA 28-10	GJ140A/ GJ140D.5	Glutnugl HT 16,7 m <sup>2</sup>
Aktivt solfangerareal $A_a$ (m <sup>2</sup> )	12,52	13,88	15,23
Solfangerbredde $b$ (m)	5,965	5,690	1,173
Solfangerhøyde $h$ (m)	2,275	2,520	2,363
Optisk virkningsgrad $\eta_0$	0,804	0,803	0,811
Tapsfaktor $a_1$ (W/m <sup>2</sup> /K)	2,564	3,43	2,710
Tapsfaktor $a_2$ (W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup> )	0,005	0,0145	0,010
Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel $K_{50}$	0,94	0,97	0,96

Varmeproduksjon pr. solfangerareal og varmeproduksjon pr. feltareal plottes måned for måned for å se hvilken solfanger som gir høyest varmeproduksjon. De sentrale parameterne fra testsertifikatet hentes ut til sammenlikning. Verdiene for varmeproduksjon pr. solfangerareal for hele året hentes også ut. Dette for å kunne vurdere om varmeproduksjonen er høy eller lav opp mot en referanseverdi.

### **Helningsvinkel og rekkeavstand**

Fordi rekkene til en viss grad skygger for hverandre forventes optimal helningsvinkel å avhenge av rekkeavstanden, i henhold til underavsnitt 2.2.6. På bakgrunn av dette undersøker denne studien hvordan varmeproduksjonen varierer for disse to variablene simultant. Fordi man er interessert i optimal varmeproduksjon for sommerhalvåret søker studien å finne de optimumspunktene som gir maksimal varmeproduksjon i perioden april til september.

Underavsnitt 2.2.9 presiserer at maksimal innstråling gjennom sommeren oppnås ved å montere solfangerne med en helningsvinkel som er anslagsvis 10° til 15° mindre enn breddegraden. For Gardermoen del forventes derfor optimal helningsvinkel for sommeren å være på mellom 45° og 50° og som simuleringsintervall for helningsvinkelen velges intervallet 30° – 60°.

Underavsnitt 2.2.6 presiserer videre at avstanden mellom hver rekke avhenger av høyden på solfangerne, men at vanlig avstand mellom fronten på to rader normalt er på minimum 4,5 meter. Jo større avstanden er, jo mindre skygger rekkene for hverandre, men jo større blir også arealbehovet. Som simuleringsintervall for rekkeavstand velges intervallet 4,5 – 7,0 meter.

De eksakte simuleringsverdiene er vist i Tabell 4-6. Simuleringene kjøres for alle de tre solfangerne i Tabell 4-5.

Tabell 4-6: Valgte helningsvinkler og rekkeavstander for simulering med Fjernsol-PRO.

Variabel	Simuleringsverdier
Helningsvinkel $\beta$	30°/ 31°/ 32°/ 33°/ 34°/ 35°/ 36°/ 37°/ 38°/ 39°/ 40°/ 41°/ 42°/ 43°/ 44°/ 45°/ 50°/ 55°/ 60°
Rekkeavstand $r$	4,5 m/ 5,0 m/ 5,5 m/ 6,0 m/ 6,5 m/ 7,0 m

Varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september plottes mot helningsvinkel og rekkeavstand. For hver rekkeavstand kan man da finne en tilhørende optimal helningsvinkel. Alle optimumsverdiene hentes ut.

I tillegg plottes også varmeproduksjon pr. feltareal for perioden april til september, mot helningsvinkel og rekkeavstand.

### **Plassbehov ved ulike feltkonfigurasjoner**

På bakgrunn av en vurdering av hvor mye plass de ulike solfangerne krever, er det gjort beregninger av hvor mange solfangere det er plass til innenfor det tilgjengelige arealet på Gardermoen.

For å undersøke plassbehovet er det tatt utgangspunkt i fire ulike feltkonfigurasjoner som vist i Tabell 4-7. Simuleringene kjøres for de to solfangerne i Tabell 4-5 som viser best resultat i foregående simuleringer, og analysen tilsier at dette er solfangerne fra ARCON og S.O.L.I.D. Simuleringene kjøres også for alle rekkeavstander innenfor det som anses som et aktuelt intervall for rekkeavstand, og analysen fra foregående simuleringer tilsier at dette er intervallet 4,5 – 6,0 meter.

Tabell 4-7: Valgte feltkonfigurasjoner for simulering med Fjernsol-PRO.

Feltkonfigurasjon	A	B	C	D
Antall solfangere $n$	100	4	9	16
Antall rekker $m$	100	2	3	4

Feltkonfigurasjon A er valgt med tanke på fjernvarme-traséen mellom det stasjonære og det mobile anlegget som beskrevet i kapittel 3. Siden man her er begrenset til firkantede feltkonfigurasjoner, antas det at fjernvarme-traséen følger en rett linje mot sør hele veien, selv om den i realiteten holder mer mot sørøst og svinger av. Traséen antas å være 8 meter bred og 1,2 kilometer lang. På bakgrunn av resultatene fra simulering med feltkonfigurasjon A, beregnes det hvor mange solfangere det er plass til med én solfanger pr. rekke ved ulik rekkeavstand. Feltkonfigurasjon B, C og D er valgt med tanke på varmesentralens takarealer.

Spørsmålet om hvor mange solfangere det er plass til på de ulike takflatene er en diskusjonssak.

### **Varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal**

På bakgrunn av resultat og diskusjon av resultat fra foregående delavsnitt, kjøres det nye simuleringer for solfangerne fra ARCON og S.O.L.I.D. med det antall solfangere det antas å være plass til innenfor det tilgjengelige arealet. For fjernvarme-traséens del kjøres simuleringene for ytterpunktene for det som anses som et aktuelt intervall for rekkeavstand, altså 4,5 meter og 6,0 meter. For takarealets del kjøres simuleringene for alle takarealene samlet basert på en antagelse om hvilken firkantet feltkonfigurasjon og rekkeavstand som er best egnet for hver solfangertype. Fordi feltdybden er uavhengig av solfangertypen, velges samme rekkeavstand i begge tilfellene. På bakgrunn av analysen av foregående simuleringer velges en feltkonfigurasjon med 5 rekker og en rekkeavstand på 5,5 meter.

Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i hvert optimumspunkt hentes ut. Dette gir oss et grovt bilde av hvor mye energi det er realistisk å hente ut innenfor de begrensninger ressurstilgangen og det tilgjengelige arealet setter. Solfangerarealet for det aktuelle antall solfangere hentes også ut, for å gi et begrep om hvor man befinner seg størrelsesmessig i forhold til andre storskala solvarmeanlegg.

For å avgrense de videre undersøkelsene antas det at man benytter én og samme solfangerleverandør for bakkemontert og takmontert anlegg, og man kan da finne et anslag for samlet varmeproduksjon pr. måned og pr. år for hver av leverandørene. Dette gir fire scenarier som videre betegnes som henholdsvis "ARCON – største anslag", "ARCON – minste anslag", "S.O.L.I.D. – største anslag" og "S.O.L.I.D. – minste anslag". Største anslag svarer til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 4,5 meter, minste anslag til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 6,0 meter. Verdier for varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år beregnes også.

### **4.2.3 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned**

For å kunne si noe om samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned, sammenstilles verdiene for samlet varmeproduksjon pr. måned som beskrevet i foregående delavsnitt, med verdier for det totale varmebehovet pr. måned, fra kapittel 3. Perioden som betraktes er avgrenset til sommerhalvåret, og alle fire scenarier som beskrevet i foregående delavsnitt undersøkes.

På bakgrunn av disse verdiene beregnes også forventet dekningsgrad pr. måned for de fire scenariene, dvs. hvor stor andel av det totale varmebehovet som forventes dekket med solvarme.

## 4.2.4 Beskrivelse av T\*SOL Expert

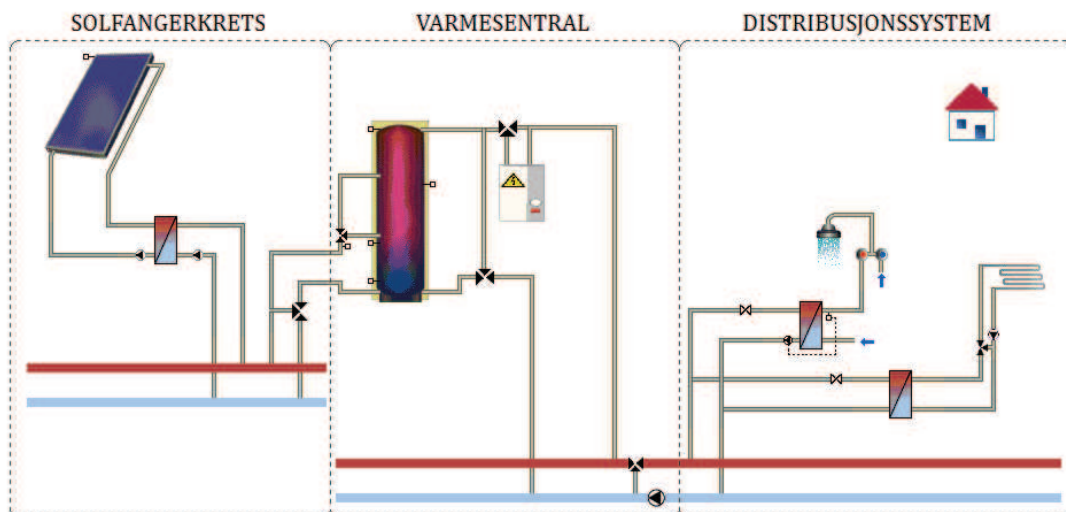
T\*SOL Expert er et avansert simuleringsprogram som gir resultater for over 100 ulike variable med en oppløsning ned på timesbasis. I den påfølgende beskrivelsen av T\*SOL Expert er komponentnavn innledningsvis oversatt fra engelsk til norsk, med engelske navn angitt i parentes. Videre benyttes kun engelske navn for input-variablene.

T\*SOL Expert har en egen modul for simulering av storskala bruk av solfangere i fjernvarme, som er validert opp mot simuleringer i TRNSYS. Modulen er grovt sett satt sammen av tre hovedkomponenter, med ulike underkomponenter som vist i Tabell 4-8. Innenfor modulen har man valget mellom ni systemløsninger, hvor underkomponentene varierer mellom de ulike systemløsningene. Underkomponentene i Tabell 4-8 korresponderer med systemløsning NW 2-1, som benyttes i simuleringene her.

Tabell 4-8: Hovedkomponenter og underkomponenter for T\*SOL Expert

Hovedkomponent	Underkomponent
Solfangerkrets ( <i>Solar Loop</i> )	Solfangerfelt m/varmeveksler ( <i>Collector Loop</i> )
	Rørnett ( <i>Solar Network</i> )
Varmesentral ( <i>Power House</i> )	Buffertank ( <i>Buffer Tank</i> )
	El-kjel ( <i>Elektro</i> )
Distribusjonssystem ( <i>Heat Distribution</i> )	Distribusjonsnett ( <i>Heat Distribution Network</i> )
	Varmtvann og romoppvarming ( <i>DHW Station/ Heat Transfer Station</i> )

Systemgrensen mellom hovedkomponentene er illustrert i Figur 4-4. Underkomponentene er her de samme som er angitt i Tabell 4-8.



Figur 4-4: Systemgrenser mellom hovedkomponentene for T\*SOL Expert angitt ved stiplede linje. Underkomponentene i figuren korresponderer med underkomponentene angitt i Tabell 4-8.

Det er mulig å legge inn egne meteorologiske data i T\*SOL Expert (versjon 4.5), men dette krever timesdata for vind og relativ fuktighet i tillegg til timesdata for temperatur og global innstråling. I denne masteroppgavens første del, som omhandler meteorologiske data, ble det ikke hentet ut timesdata for vind og relativ fuktighet fra de ulike datakildene. På bakgrunn av dette gjennomføres alle simuleringer med datasettet fra Meteonorm 6.1 som ligger inne i simuleringprogrammet. Dette datasettet er delvis behandlet sammen med de andre datasettene i masteroppgavens første del, men datagrunnlaget var på det daværende tidspunkt begrenset til årsmiddel for lufttemperatur og global innstrålt energi pr. år. I ettertid har det kommet til verdier for middeltemperaturer og global innstrålt energi pr. måned. Disse verdiene er vist i Tabell 4-9. Dessuten har det kommet til en verdi for andel diffus stråling på 51,8 %.

Tabell 4-9: Middeltemperaturer og global innstrålt energi pr. måned for Gardermoen fra databasen Meteonorm 6.1.

	Lufttemperatur (°C)	Global innstrålt energi (kWh/m <sup>2</sup> )
Januar	-7,2	10
Februar	-7,1	28
Mars	-2,3	67
April	2,8	105
Mai	9,4	172
Juni	14,1	166
Juli	15,2	167
August	13,9	129
September	9,3	77
Oktober	4,7	36
November	-1,5	14
Desember	-5,7	7

## 4.2.5 Simuleringer med T\*SOL Expert

T\*SOL Expert benyttes til å undersøke hvordan varmemproduksjonen fordeler seg gjennom døgnet. Dette er interessant i forhold til hvordan samsvaret mellom varmemproduksjon og varmebehov pr. time arter seg, og hvordan et eventuelt misforhold kan reduseres ved bruk av energilagring. Simuleringene kjøres i størst mulig grad med samme input-variable som for Fjernsol-PRO for at resultatene skal kunne sammenliknes. Dette innebærer at forutsetningen fra Fjernsol-PRO, om at energien til enhver tid kan utnyttes, forsøkes gjenskapt i T\*SOL Expert. Dette gjøres ved å legge inn en "uendelig" stor last ute i distribusjonssystemet. Systemgrensene for Fjernsol-PRO faller sammen med systemgrensene rundt solfangerfelt m/varmeveksler for T\*SOL Expert. Av output-variablene betraktes derfor den følgende som den mest interessante:

- Energi fra solfangerfelt m/varmeveksler til rørrnett (Wh)  
(*Energy from Solar Loop to Network*)

De viktigste begrensningene ved T\*SOL Expert, sett i forhold til det å kjøre simuleringene så tett opp mot Fjernsol-PRO som mulig, gjelder driftstemperaturer og feltkonfigurasjon. Med T\*SOL Expert er det ikke mulig å velge returtemperatur for fjernvarmekretsen, og det er heller ikke mulig å velge rekkeavstand og antall rekker. Dette gjør at resultatene for varmemproduksjon pr. måned og pr. år ikke stemmer overens med tilsvarende resultat for simuleringer med Fjernsol-PRO. Simuleringene med T\*SOL Expert kan allikevel gi verdifull informasjon om hvordan varmemproduksjonen fordeler seg gjennom døgnet, dersom man antar at varmemproduksjonens fordeling time for time er uavhengig av størrelsen på den totale varmemproduksjonen. Fordelingen gjennom døgnet vil variere fra dag til dag, avhengig av innstrålingen. Selv om det her benyttes et annet datasett for innstråling enn tidligere antas det at variasjonen i fordeling gjennom døgnet for 30/31 dager, sett under ett, er forholdsvis lik for ulike meteorologiske datasett. Simuleringene kjøres for én feltkonfigurasjon for solfangeren fra ARCON og én for solfangeren fra S.O.L.I.D., som vist i Tabell 4-10 og Tabell 4-11. I disse tabellene er det kun de input-variablene som aktivt er endret i forhold til opprinnelig systemløsning NW 2-1 som er angitt. Det totale antall input-variable er imidlertid langt større, og verdiene for disse kan gjenfinnes i Vedlegg F. Enkelte av underkomponentene har nye forgreininger under seg. Disse nivåene indikeres med pil i kolonnen til venstre i Tabell 4-10 og Tabell 4-11.

Verdier for samlet varmemproduksjon pr. time hentes ut, og perioden som betraktes er avgrenset til månedene juni og juli, på bakgrunn av analyse av tidligere resultat. Timesverdiene for alle dagene i hver enkelt måned plottes i samme figur. For at resultatene skal stemme overens med tidligere resultat fra Fjernsol-PRO, skaleres resultatene slik at total varmemproduksjon pr. måned blir likt, som for det minste og det største anslaget for varmemproduksjon pr. måned for de to solfangertypene. Maksimums- og middelvei for hver time inkluderes også.

Tabell 4-10: Valgte simuleringsverdier for simulering med solfangeren fra ARCON i T\*SOL Expert.

Underkomponent	Variabel	Simuleringsverdi	Kommentar
Collector Loop	Specific Vol Flow Rate	18 L/h Per m <sup>2</sup> Collector Area	Svarer til en spesifikk strømningsrate på 0,3 L/ min pr. kvadratmeter solfangerareal
	Heat Transfer Medium: Water with...	27,5 % Glycol	Anslått innblanding i Fjernsol-PRO er på 25 - 30 %
Collector Loop > Collector Array	Number of Collectors	100	
	Tilt Angle	39°	Vinkelen som er optimal for flest rekkeavstander i Fjernsol-PRO
	Piping - Outside:	1200 m	Mellom solfanger og varmeveksler
Collector Loop > Collector Array > Flat-Plate Collector	Manufacturer	ARCON Solar A/S	HT-SA 28-10 fra ARCON Solar A/S ligger ikke inne. Denne legges inn manuelt på bakgrunn av testsertifikatet i Vedlegg D
	Gross Surface Area	13,57 m <sup>2</sup>	Svarer til brutto solfangerareal $A_c$
	Active Solar Surface	12,52 m <sup>2</sup>	Svarer til aktivt solfangerareal $A_a$
	Specific Heat Capacity	6 880 J/m <sup>2</sup> /K	
	Single Thermal Transmittance Coefficient	2,564 W/m <sup>2</sup> /K	Svarer til tapsfaktor $a_1$
	Quadratic Thermal Transmittance Coefficient	0,005 W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup>	Svarer til tapsfaktor $a_2$
	Conversion Factor	80,4 %	Svarer til optisk virkningsgrad $\eta_0$
	Incident Angle Modifier for Direct Irradiation for an Incident Angle of 50°	94 %	Svarer til korreksjonsfaktor for innfallsvinkel $K_\theta$ ved $\theta=50^\circ$
Buffer Tank	Volume	550 m <sup>3</sup>	Størrelsen som her gir størst varmeproduksjon
Elektro	Nominal Output	10 000 MW	Overdimensjonert
DHW Station/Heat Transfer Station > Hot Water Consumption	Average Daily Consumption	1 000 000 m <sup>3</sup>	"Uendelig" stort varmtvannsforbruk
	Load Profile	Constant Load	

Tabell 4-11: Valgte simuleringsverdier for simulering med solfangeren fra S.O.L.I.D. i T\*SOL Expert.

Underkomponent	Variabel	Simuleringsverdi	Kommentar
Collector Loop	Specific Vol Flow Rate	18 L/h Per m <sup>2</sup> Collector Area	Svarer til en spesifikk strømningsrate på 0,3 L/ min pr. kvadratmeter solfangerareal
	Heat Transfer Medium: Water with	27,5 % Glycol	Anslått innblanding i Fjernsol-PRO er på 25 – 30 %
Collector Loop > Collector Array	Number of Collectors	100	
	Tilt Angle	39°	Vinkelen som er optimal for flest rekkeavstander i Fjernsol-PRO
	Piping – Outside:	1200 m	Mellom solfanger og varmeveksler
Collector Loop > Collector Array > Flat-Plate Collector	Manufacturer	S.O.L.I.D. GmbH	Gluatmugl HT 16,7 m <sup>2</sup> fra S.O.L.I.D. GmbH ligger ikke inne. Denne legges inn manuelt på bakgrunn av testsertifikatet i Vedlegg D
	Gross Surface Area	16,95 m <sup>2</sup>	Svarer til brutto solfangerareal $A_c$
	Active Solar Surface	15,23 m <sup>2</sup>	Svarer til aktivt solfangerareal $A_a$
	Specific Heat Capacity	7 050 J/m <sup>2</sup> /K	
	Single Thermal Transmittance Coefficient	2,701 W/m <sup>2</sup> /K	Svarer til tapsfaktor $a_1$
	Quadratic Thermal Transmittance Coefficient	0,010 W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup>	Svarer til tapsfaktor $a_2$
	Conversion Factor	81,1 %	Svarer til optisk virkningsgrad $\eta_0$
	Incident Angle Modifier for Direct Irradiation for an Incident Angle of 50°	96 %	Svarer til korreksjonsfaktor for innfallsvinkel $K_\theta$ ved $\theta=50^\circ$
Buffer Tank	Volume	450 m <sup>3</sup>	Størrelsen som her gir størst varmeproduksjon
Elektro	Nominal Output	10 000 MW	Overdimensjonert
DHW Station/Heat Transfer Station > Hot Water Consumption	Average Daily Consumption	1 000 000 m <sup>3</sup>	"Uendelig" stort varmtvannsforbruk
	Load Profile	Constant Load	



#### 4.2.6 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time

For å kunne si noe om samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time sammenstilles verdiene for samlet varmeproduksjon pr. time, som beskrevet i forrige avsnitt, med verdier for varmebehovet pr. time. Perioden som betraktes er fortsatt avgrenset til månedene juni og juli.

Først hentes verdier for varmebehovet pr. time ut. Disse verdiene er basert på temperaturkorrigerede produksjonsdata for Gardermoen, som beskrevet i kapittel 3, men er i tillegg glattet ved bruk av femtimers glidende middel. Tidsanvisningen er forskjøvet én time for at verdiene skal kunne plottes sammen med verdier for varmeproduksjon, og timesverdiene gjelder derfor for den kommende timen, ikke for den foregående. Timesverdiene for alle dagene i hver enkelt måned plottes i én og samme figur. Maksimums-, middel- og minimumsverdi for hver time inkluderes også.

Deretter plottes middelerverdier for varmebehov pr. time sammen med middelerverdier for ulike anslag for samlet varmeproduksjon pr. time.

Videre plottes minimumsverdier for varmebehov pr. time sammen med maksimumsverdier for ulike anslag for samlet varmeproduksjon pr. time.

Dersom det viser seg å være et misforhold mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time som må reduseres ved hjelp av energilagring, gjøres det et grovt overslag for mengden overskuddsenergi som må lagres pr. dag. Dette beregnes som summen av varmeproduksjon minus varmebehov, time for time i løpet av én dag, for de timene hvor varmeproduksjonen overstiger varmebehovet. Omtrentlig størrelse på buffertank ( $m^3$ ) beregnes ved å løse ut for volumet  $V$  i likning (12), hvor det antas et uniformt temperaturløft i vannet på  $20^\circ\text{C}$ . Til sist beregnes volum pr. solfangerareal ( $L/m^2$ ) for å kunne se om størrelsen er i samsvar med anslått volum pr. solfangerareal i underavsnitt 2.2.4.

# 5 Resultat

## 5.1 Ressursgrunnlag

I dette avsnittet presenteres resultatene som fremkommer ved anvendelse av metodene beskrevet i avsnitt 4.1. Først presenteres verdier for lufttemperaturen på Gardermoen i form av årsmiddel og månedlige middelveier. Deretter presenteres de aktuelle verdiene for global innstråling i form av global innstrålt energi pr. år og global innstrålt energi pr. måned. Til sist presenteres resultatene fra estimering av den diffuse strålingskomponenten og andelen diffus stråling for hvert datasett.

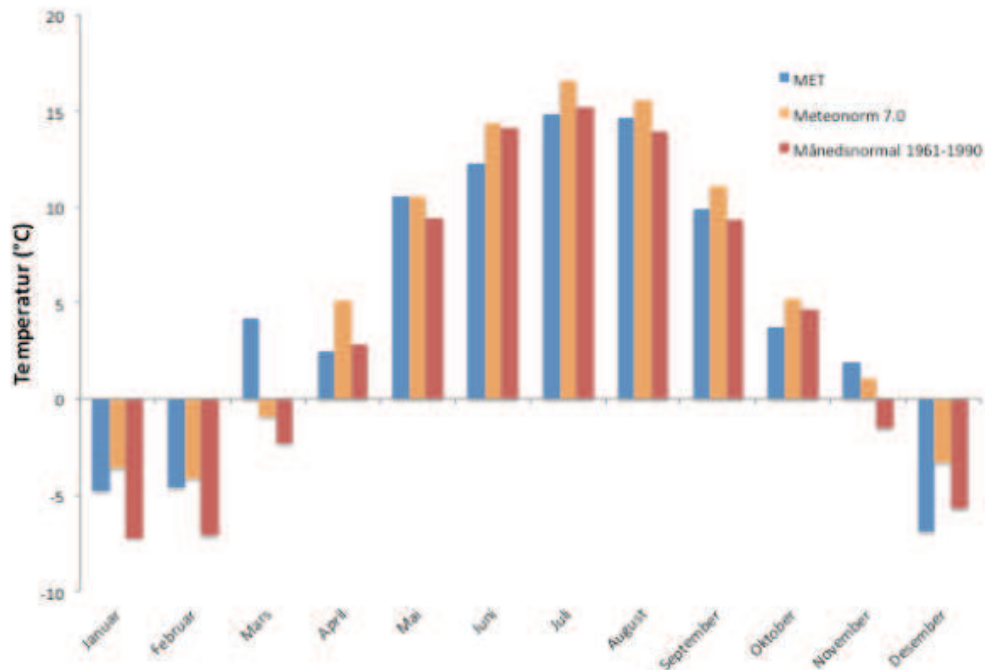
### 5.1.1 Lufttemperatur

Når årsmiddel for lufttemperaturen på Gardermoen ble beregnet for tre ulike datasett, ga dette resultatene som vist i Tabell 5-1. Årsnormalen for normalperioden 1961 – 1990 er inkludert til sammenlikning.

Tabell 5-1: Årsmiddel for lufttemperatur på Gardermoen fra tre ulike datasett, samt årsnormal for normalperioden 1961 – 1990. Datasettet fra MET er basert på 15 utvalgte datasett fra perioden 1983 – 2013, datasettet fra Meteonorm 7.0 er basert på 10 datasett fra perioden 2000 – 2009 og datasettet fra Meteonorm 6.1 er basert på 10 datasett fra perioden 1996 – 2005.

<b>MET</b>	<b>Meteonorm 7.0</b>	<b>Meteonorm 6.1</b>	<b>Årsnormal 1961 – 1990</b>
4,9°C	5,6°C	3,9°C	3,8°C

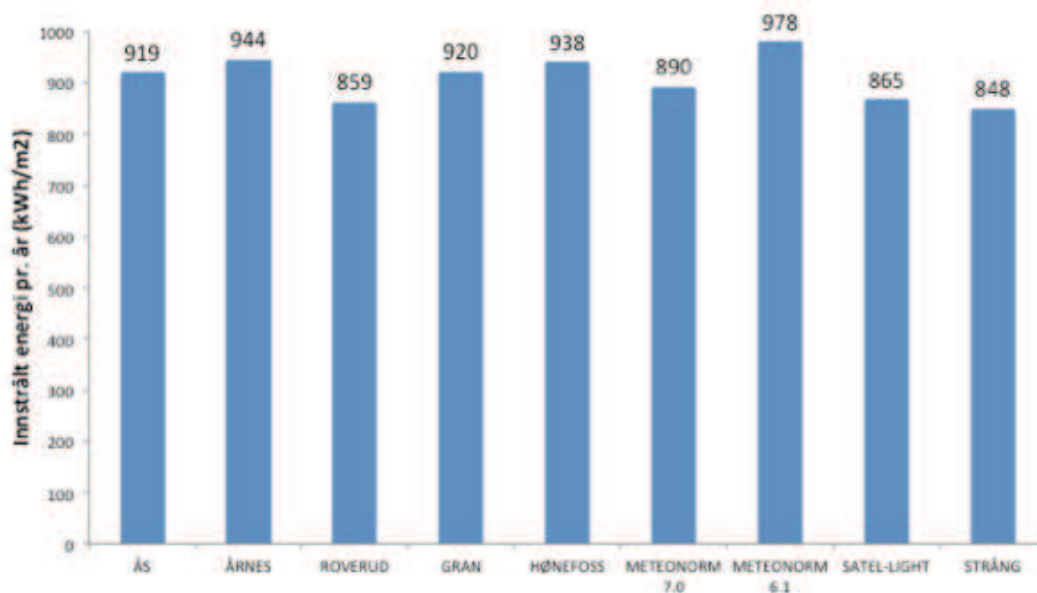
Når månedlige middelveier for lufttemperaturen på Gardermoen ble beregnet for to ulike datasett ga dette resultatene som vist i Figur 5-1. Månedsnormaler for normalperioden 1961 – 1990 er inkludert til sammenlikning. De tilhørende tallverdiene er gitt i Vedlegg E.



Figur 5-1: Månedlige middelværdier for lufttemperatur på Gardermoen fra to ulike datasett, samt månedsnormal for normalperioden 1961 – 1990. Datasettet fra MET er basert på 15 utvalgte datasett fra perioden 1983 – 2013 og datasettet fra Meteonorm 7.0 er basert på 10 datasett fra perioden 2000 – 2009.

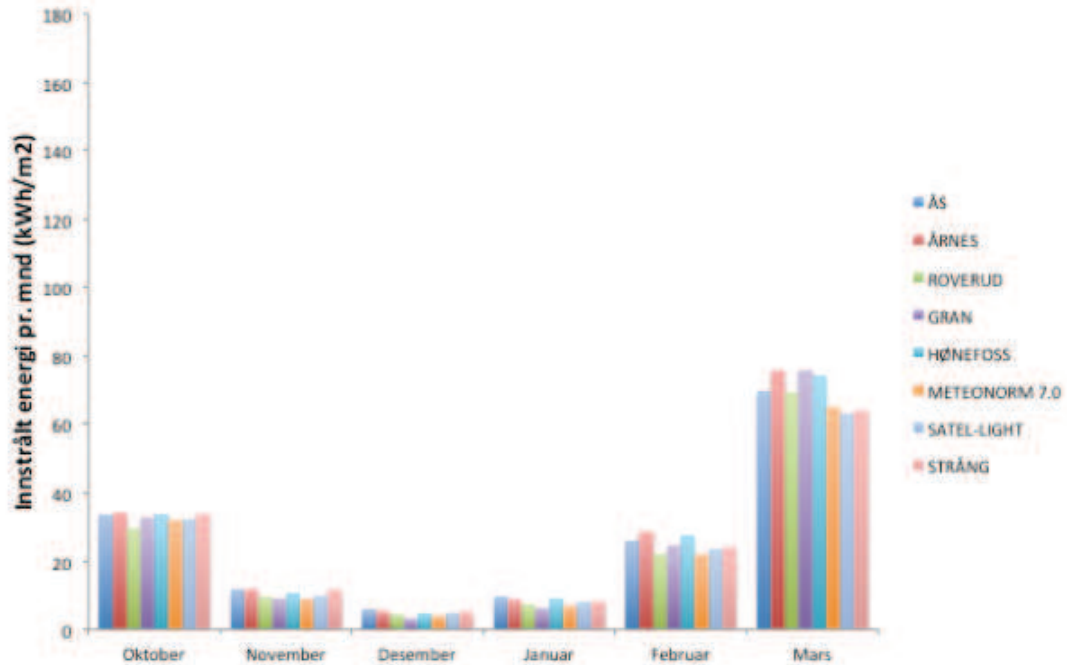
### 5.1.2 Global innstråling

Når akkumulerte verdier for global innstrålt energi pr. år ble beregnet ga dette resultatene som vist i Figur 5-2. Variasjonsbredden er her på 130 kWh/m<sup>2</sup>.

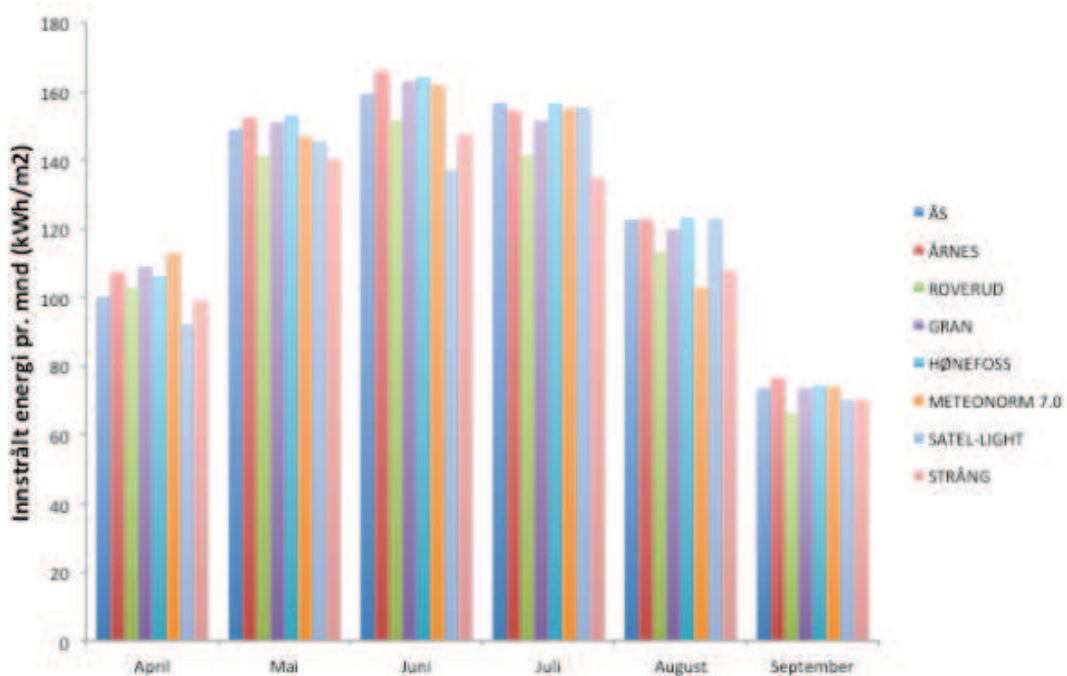


Figur 5-2: Global innstråling fra ulike datasett. Datasettet for Ås er basert på 20 datasett fra perioden 1994 – 2013, datasettet for Årnes på 15 datasett fra perioden 1999 – 2013, datasettene for Roverud, Gran og Hønefoss på 17 datasett fra perioden 1997 – 2013, datasettet for Meteonorm 7.0 på 20 datasett fra perioden 1986 – 2005, datasettet for Meteonorm 6.1 på 20 datasett fra perioden 1981 – 2000, datasettet for Satel-Light på 5 datasett fra perioden 1996 – 2000 og datasettet for STRÅNG på 15 datasett fra perioden 1999 – 2013.

Når akkumulerte verdier for global innstrålt energi pr. måned ble beregnet ga dette resultatene som vist i Figur 5-3 og Figur 5-4. Figur 5-3 svarer til vinterhalvåret og Figur 5-4 til sommerhalvåret. De tilhørende tallverdiene er gitt i Vedlegg E.



Figur 5-3: Global innstråling for vinterhalvåret fra ulike datasett.



Figur 5-4: Global innstråling for sommerhalvåret fra ulike datasett.

Variasjonsbredden for global innstrålt energi pr. måned er gitt i Tabell 5-2.

Tabell 5-2: Variasjonsbredde for global innstrålt energi pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>) for datasettene for Ås, Årnes, Roverud, Gran, Hønefoss, Meteororm 7.0, Satel-Light og STRÅNG.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Variasjonsbredde	3,4	6,7	13	21	13	29	22	20	10	4,5	3,0	2,8

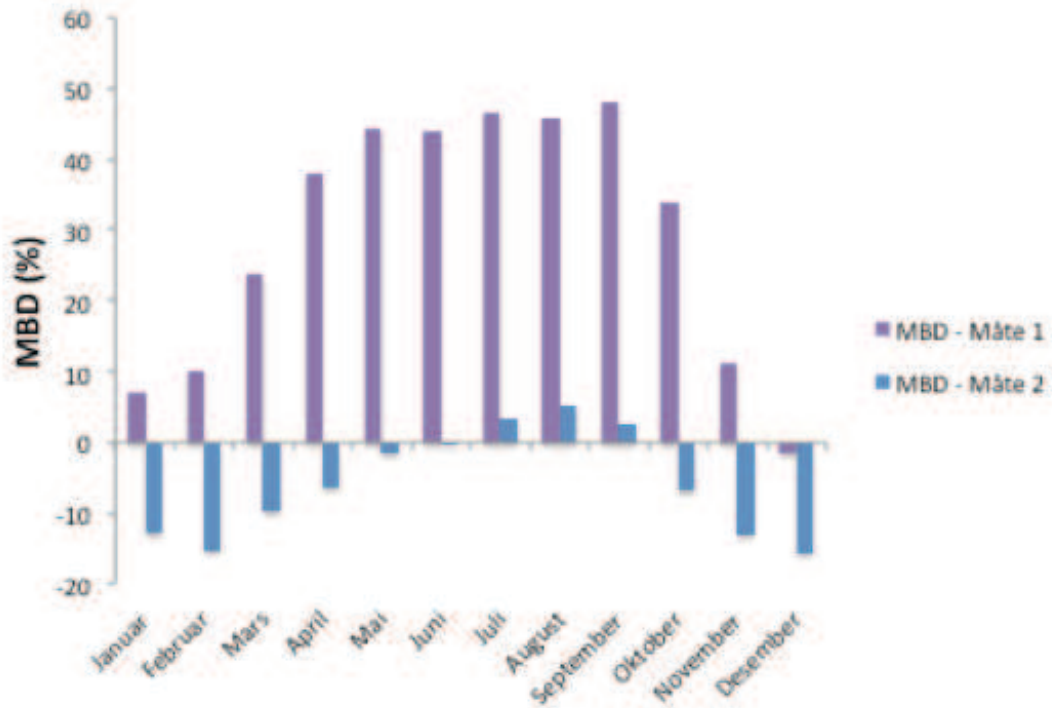
### 5.1.3 Estimering av diffus innstråling

Estimering av den diffuse strålingskomponenten ved to ulike fremgangsmåter ga resultatene som vist i Tabell 5-3.

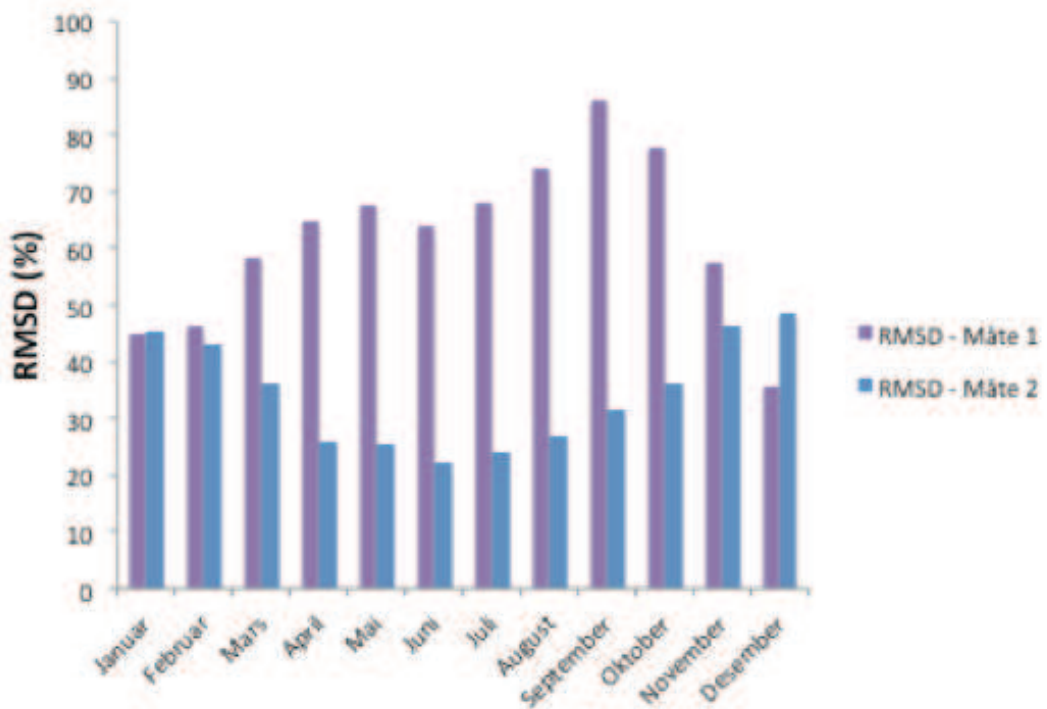
Tabell 5-3: Andel diffus stråling estimert ved to ulike fremgangsmåter, samt andel diffus stråling basert på faktiske måleverdier for Ås for perioden 1994 - 2013.

Sted	Estimert andel diffus - måte 1 (%)	Estimert andel diffus - måte 2 (%)	Andel diffus fra målinger (%)
Ås	70	49	50
Årnes	66	46	-
Roverud	73	52	-
Gran	65	46	-
Hønefoss	66	46	-
STRÅNG	71	56	-

Beregning av middellavvik (MBD) og roten av midlere kvadratavvik (RMSD) for de to ulike fremgangsmåtene for datasettet for Ås ga resultatene som vist i Figur 5-5 og Figur 5-6. De tilhørende tallverdiene er gitt i Vedlegg E.



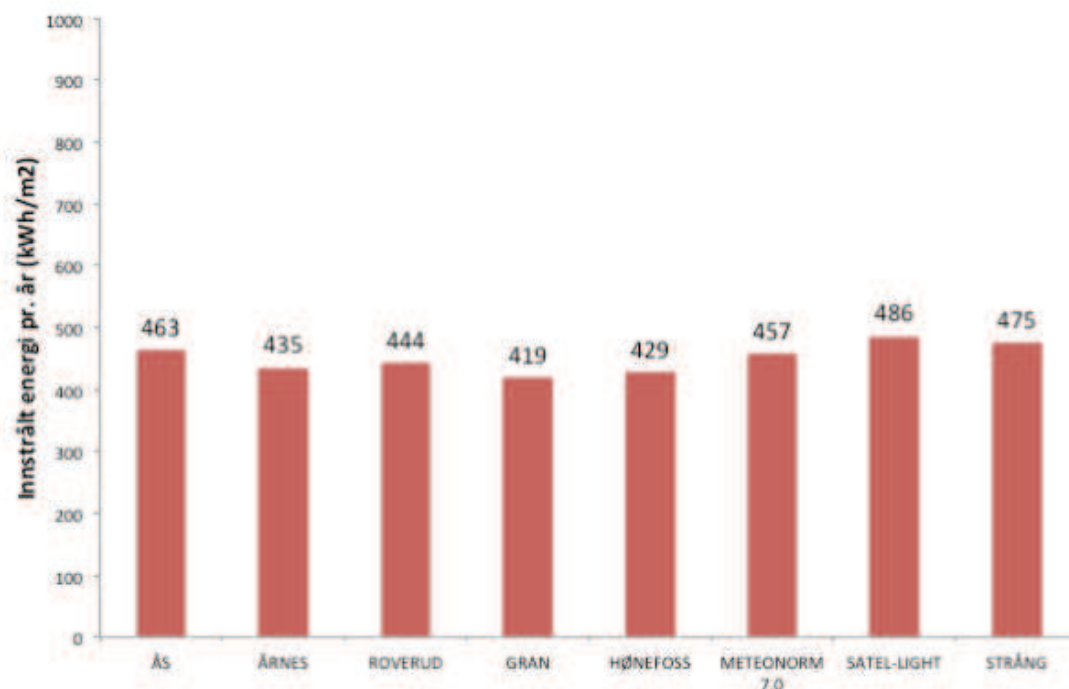
Figur 5-5: Samsvaret mellom estimerte og faktiske verdier for diffus innstråling på Ås angitt ved middelavviket (MBD).



Figur 5-6: Samsvaret mellom estimerte og faktiske verdier for diffus innstråling på Ås angitt ved roten av midlere kvadratavvik (RMSD).

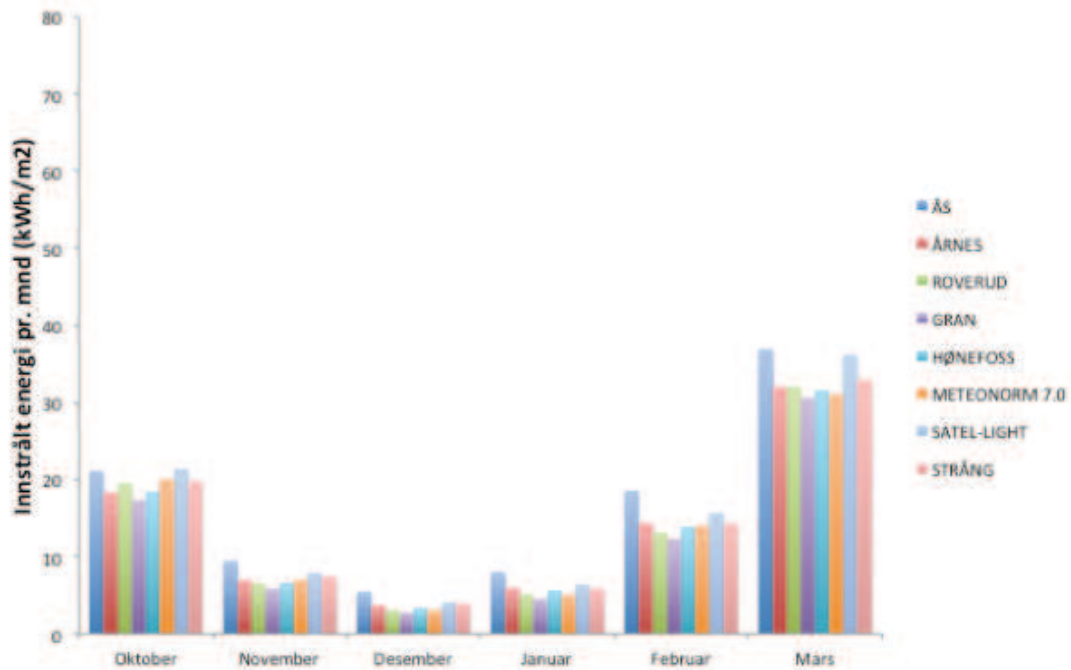
## 5.1.4 Diffus innstråling

Når akkumulerte verdier for innstrålt energi pr. år for diffus innstråling ble beregnet, ga dette resultatene som vist i Figur 5-7. Variasjonsbredden er her på 67 kWh/m<sup>2</sup>.

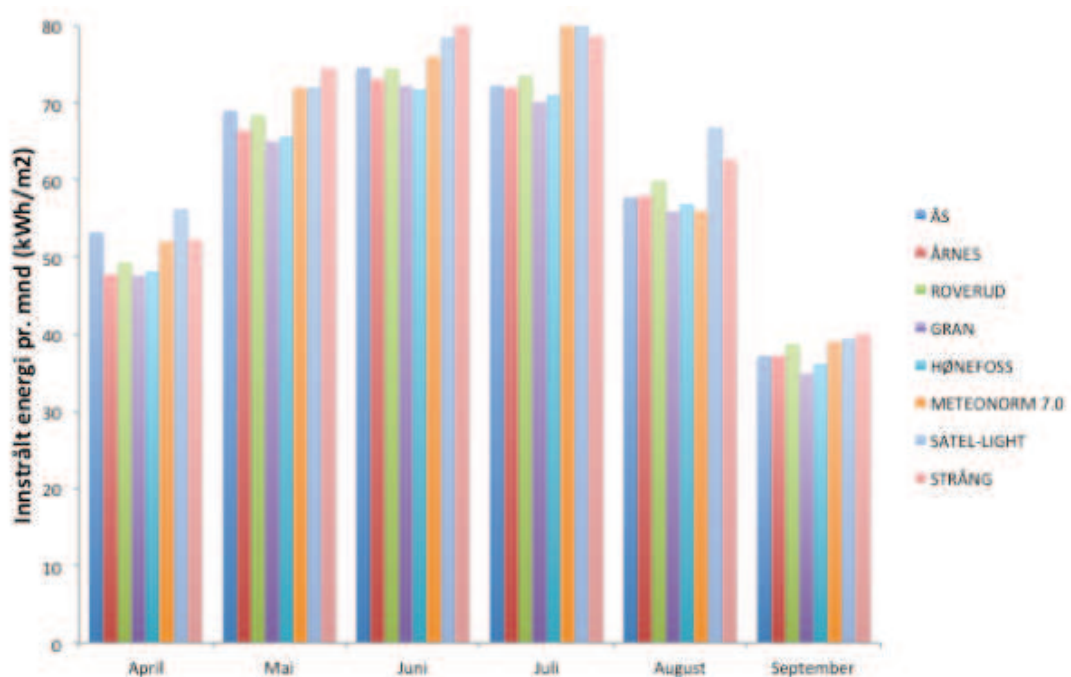


Figur 5-7: Diffus innstråling fra ulike datasett. Datasettet for Ås er basert på faktiske måleverdier fra perioden 1994 - 2013. Datasettene for Årnes, Roverud, Gran, Hønefoss og STRÅNG er basert på estimering av diffus stråling ved måte 2. Datasettene fra Meteonorm 7.0 og Satel-Light er basert på estimering av diffus stråling utført av de respektive dataleverandørene.

Når akkumulerte verdier for diffus innstrålt energi pr. måned ble beregnet ga dette resultatene som vist i Figur 5-8 og Figur 5-9. Figur 5-8 svarer til vinterhalvåret og Figur 5-9 til sommerhalvåret. De tilhørende tallverdiene er gitt i Vedlegg E.



Figur 5-8: Diffus innstråling for vinterhalvåret fra ulike datasett.



Figur 5-9: Diffus innstråling for sommerhalvåret fra ulike datasett.

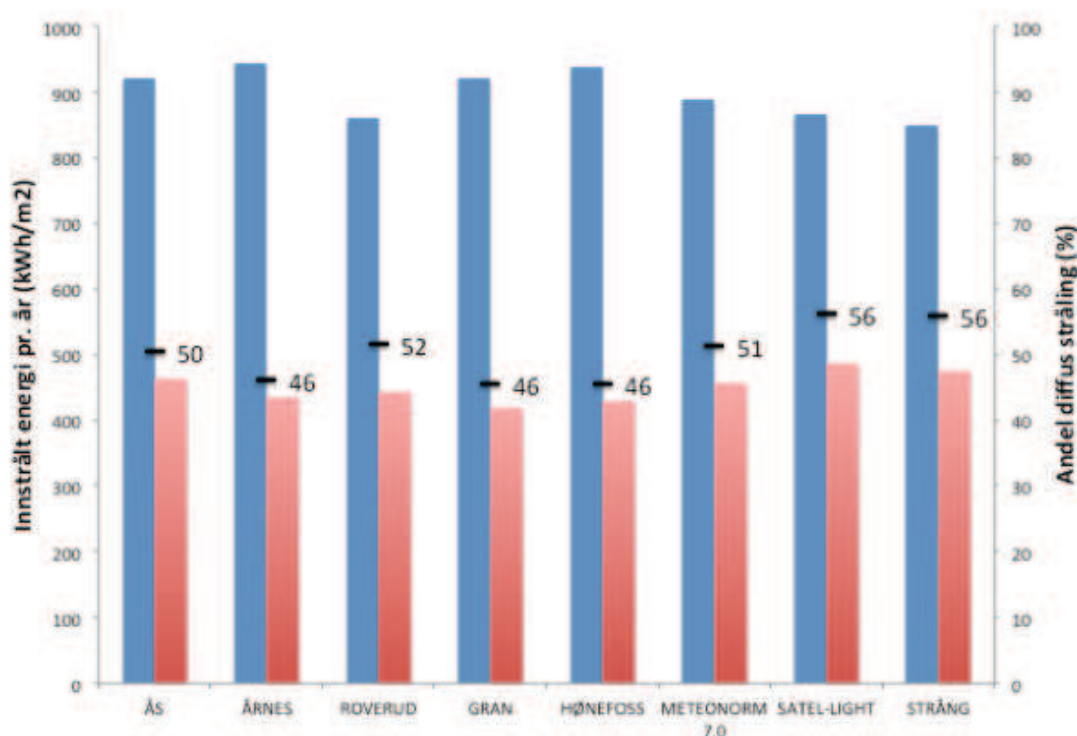
Variasjonsbredden for diffus innstrålt energi pr. måned er gitt i Tabell 5-4.

Tabell 5-4: Variasjonsbredde for diffus innstrålt energi pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>) for datasettene for Ås, Årnes, Roverud, Gran, Hønefoss, Meteonorm 7.0, Satel-Light og STRÅNG.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Variasjonsbredde	3,5	6,2	6,4	8,7	9,4	11	11	11	5,1	4,2	3,6	2,8



Når resultatene for innstrålt energi pr. år for både global og diffus innstråling ble sammenstilt, ga dette resultatene som vist i Figur 5-10. Andelen diffus stråling for hvert datasett er i tillegg angitt langs høyre vertikalakse.



Figur 5-10: Global og diffus innstråling fra ulike datasett, samt andel diffus stråling. Global innstråling er gitt ved blå søyler, diffus innstråling er gitt ved røde søyler, og størrelsen på disse er angitt ved venstre vertikalakse. Andel diffus stråling er gitt ved svarte streker og verdiene er angitt ved høyre vertikalakse.

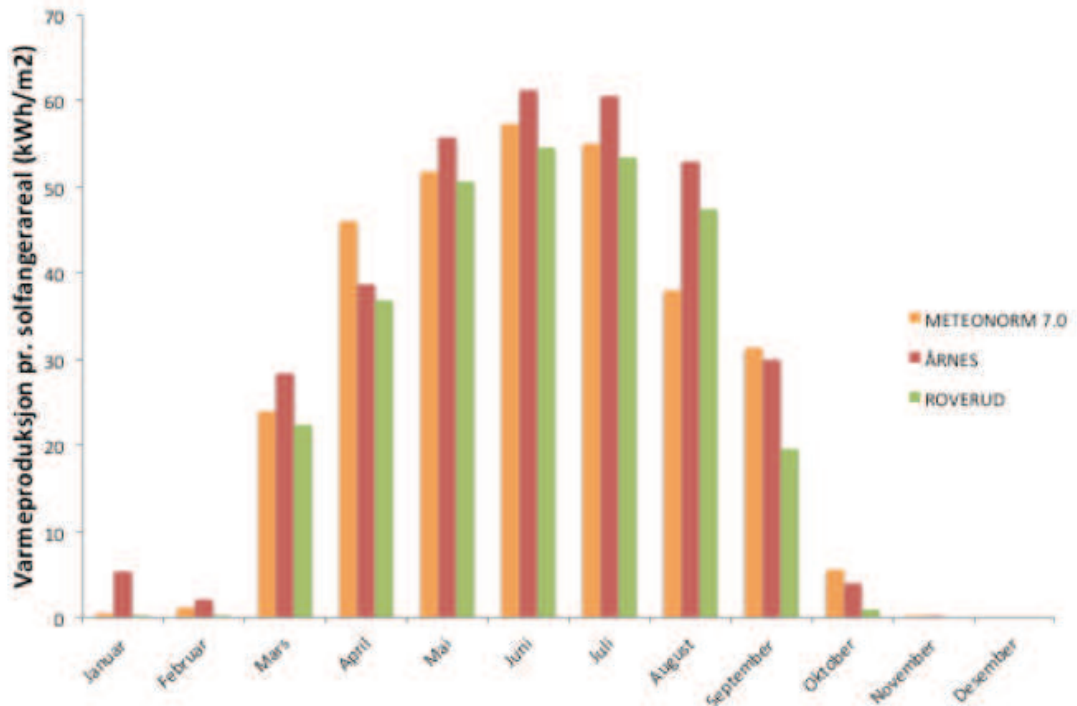
## 5.2 Teknologi og anvendelse

I dette avsnittet presenteres resultatene som fremkommer ved anvendelse av metodene beskrevet i avsnitt 4.2. Først presenteres verdiene fra simuleringer med Fjernsol-PRO for henholdsvis tre ulike meteorologiske datasett, tre ulike solfangere, samt en lang rekke helningsvinkler og rekkeavstander. Deretter presenteres plassbehovet ved ulike feltkonfigurasjoner og resultatet fra simuleringer av varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal. I forlengelsen av dette behandles samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned. Til sist presenteres verdiene fra simuleringer med T\*SOL Expert for to ulike solfangere, og samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time.

## 5.2.1 Simuleringer med Fjernsol-PRO

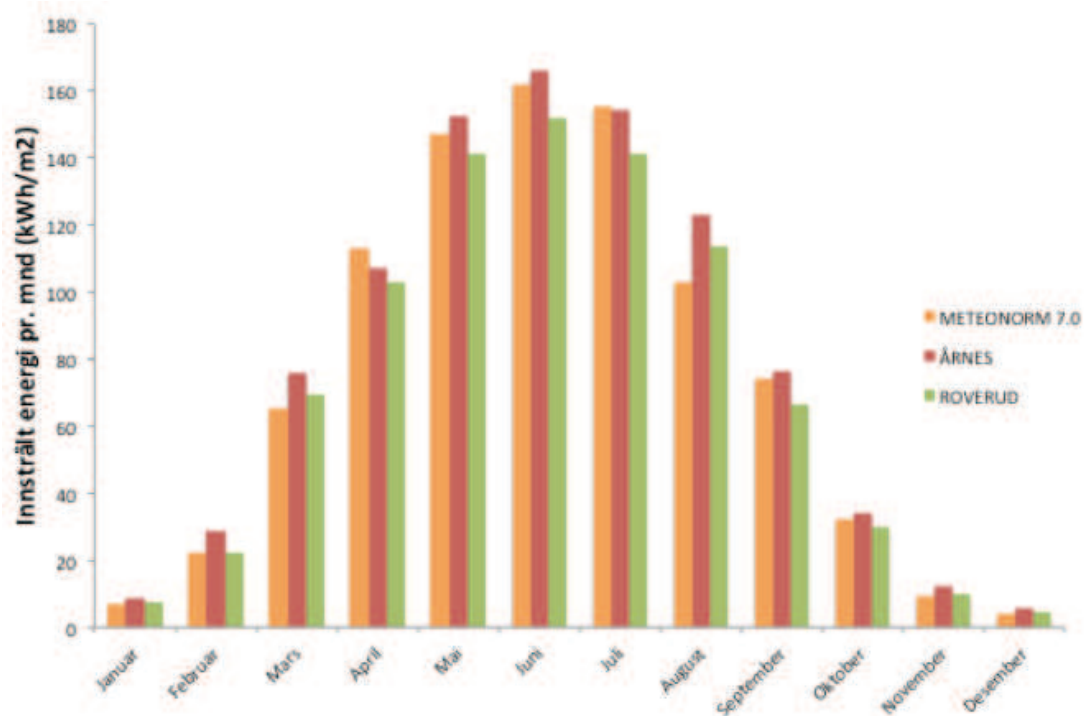
### Meteorologiske data

Når det ble undersøkt hvordan ulike meteorologiske data virker inn på varmeproduksjon ga dette resultatene som vist i Figur 5-11. Figuren viser varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. måned for tre ulike datasett. Tallverdiene er gitt i Vedlegg F.



Figur 5-11: Varmeproduksjonen pr. solfangerareal pr. måned for tre ulike datasett. Plottet korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON.

Når verdier for global innstrålt energi pr. måned for de tre meteorologiske datasettene ble hentet ut til sammenlikning ga dette plottet vist i Figur 5-12.



Figur 5-12: Global innstråling fra tre ulike datasett.

Når verdiene for varmeproduksjon pr. solfangerareal for hele året ble beregnet ga dette resultatene som vist i Tabell 5-5.

Tabell 5-5: Varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år for tre ulike datasett. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON.

	METEONORM 7.0	ÅRNES	ROVERUD
Varmeproduksjon (kWh/m <sup>2</sup> )	311	339	287

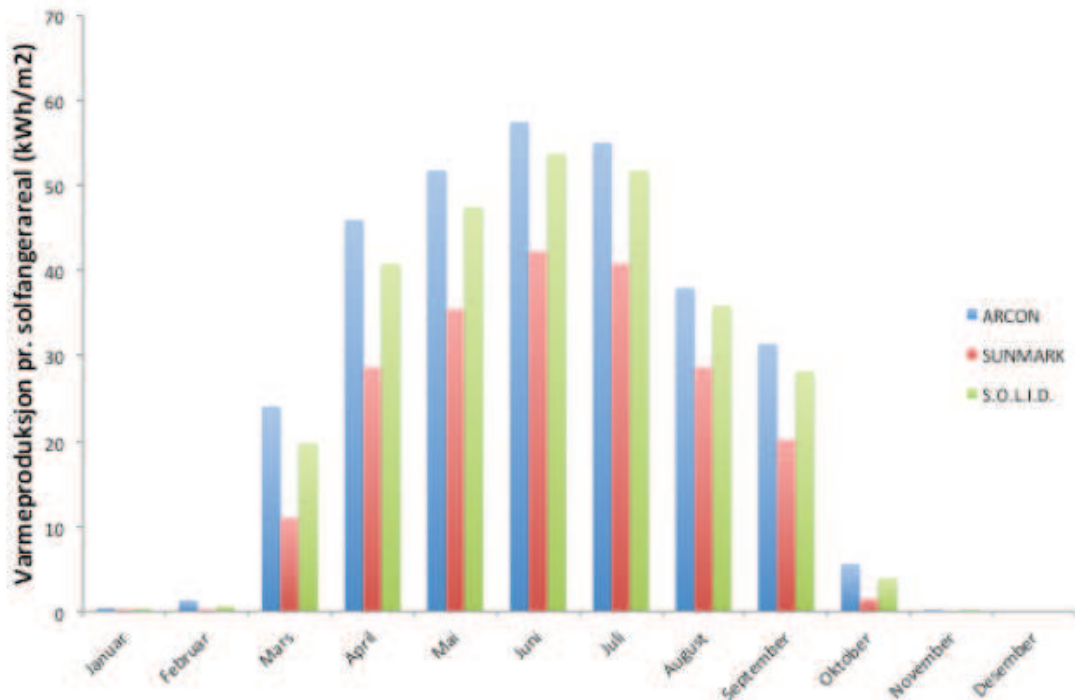
Når verdier for global innstrålt energi pr. år, samt andel diffus stråling for de tre meteorologiske datasettene ble hentet ut til sammenlikning, ga dette resultatene som vist i Tabell 5-6.

Tabell 5-6: Innstrålt energi pr. år og andel diffus stråling fra tre ulike datasett.

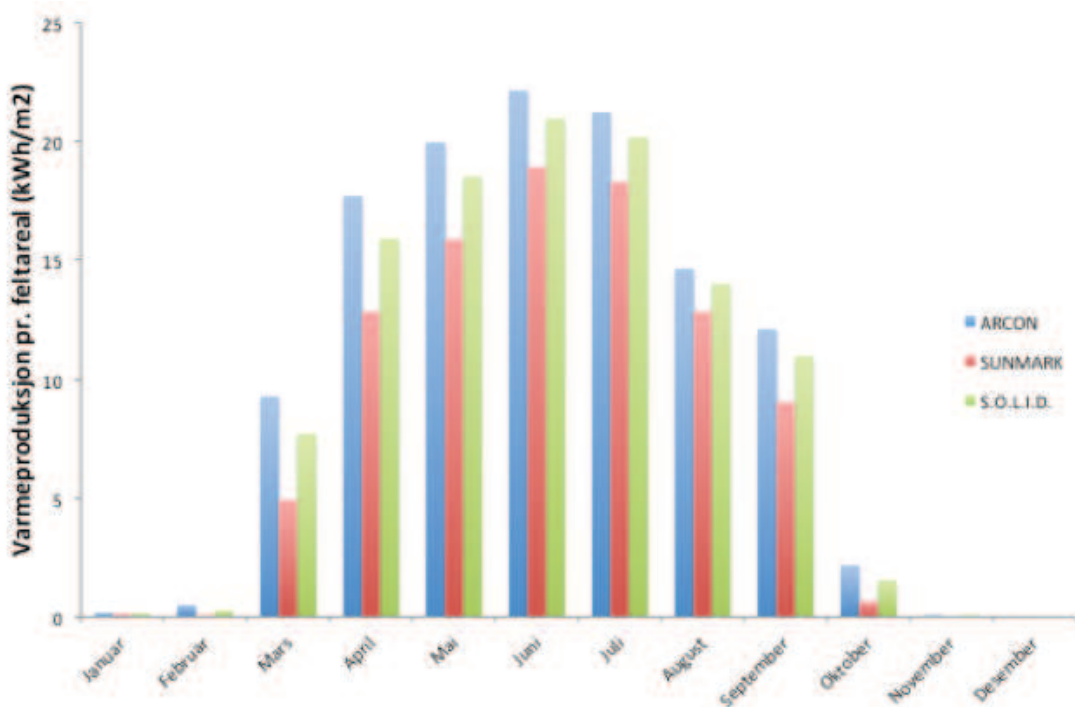
	METEONORM 7.0	ÅRNES	ROVERUD
Global innstråling (kWh/m <sup>2</sup> )	890	944	859
Andel diffus stråling (%)	51	46	52

### Type solfanger

Når det ble undersøkt hvordan ulike solfangere virker inn på varmeproduksjonen, ga dette resultatene som vist i Figur 5-13 og Figur 5-14. Figur 5-13 viser varmeproduksjonen pr. solfangerareal pr. måned og Figur 5-14 viser varmeproduksjonen pr. feltareal pr. måned. Tallverdiene er gitt i Vedlegg F.



Figur 5-13: Varmeproduksjonen pr. solfangerareal pr. måned for tre ulike solfangere. Plottet korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.



Figur 5-14: Varmeproduksjonen pr. feltareal pr. måned for tre ulike solfangere. Plottet korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.

De sentrale parameterne fra testsertifikatet er hentet ut til sammenlikning i Tabell 5-7.

Tabell 5-7: Utvalgte parameter for tre ulike solfangere. Parameterne er hentet fra solfangernes testsertifikat som kan gjenfinnes i Vedlegg D.

	ARCON	SUNMARK	S.O.L.I.D.
Optisk virkningsgrad $\eta_0$	0,804	0,803	0,811
Tapsfaktor $a_1$ (W/m <sup>2</sup> /K)	2,564	3,43	2,710
Tapsfaktor $a_2$ (W/m <sup>2</sup> /K <sup>2</sup> )	0,005	0,0145	0,010
Korreksjonsfaktor for innfallsvinkel $K_{50}$	0,94	0,97	0,96

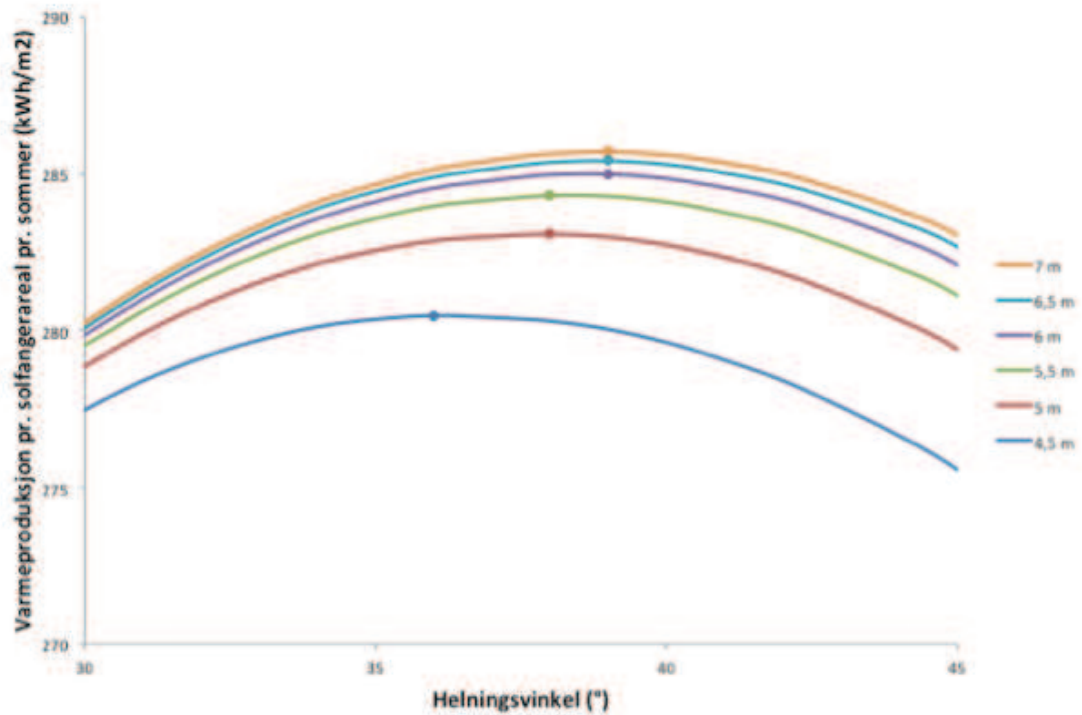
Når verdiene for varmeproduksjon pr. solfangerareal for hele året ble beregnet, ga dette resultatene som vist i Tabell 5-8.

Tabell 5-8: Varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år for tre ulike solfangere. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.

	ARCON	SUNMARK	S.O.L.I.D.
Varmeproduksjon (kWh/m <sup>2</sup> )	311	209	283

### **Helningsvinkel og rekkeavstand**

Når det ble undersøkt hvordan ulik helningsvinkel og rekkeavstand virker inn på varmeproduksjonen pr. solfangerareal ga dette resultatene som vist i Figur 5-15. Dette plottet korresponderer med solfangeren fra ARCON, og selv om simuleringene inkluderer helningsvinkler opp til 60 grader er det kun plottet for helningsvinkler opp til 45 grader. Tallverdiene er gitt i Vedlegg F. Tilsvarende verdier for solfangerne fra SUNMARK og S.O.L.I.D. er også gitt i Vedlegg F. Figur 5-15 viser hvordan samlet varmeproduksjonen pr. solfangerareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>), varierer med helningsvinkelen for ulike rekkeavstander. Den markerte prikken på hver kurve angir optimumspunktet for den gitte rekkeavstanden. Merk her at den vertikale aksene ikke starter på null.



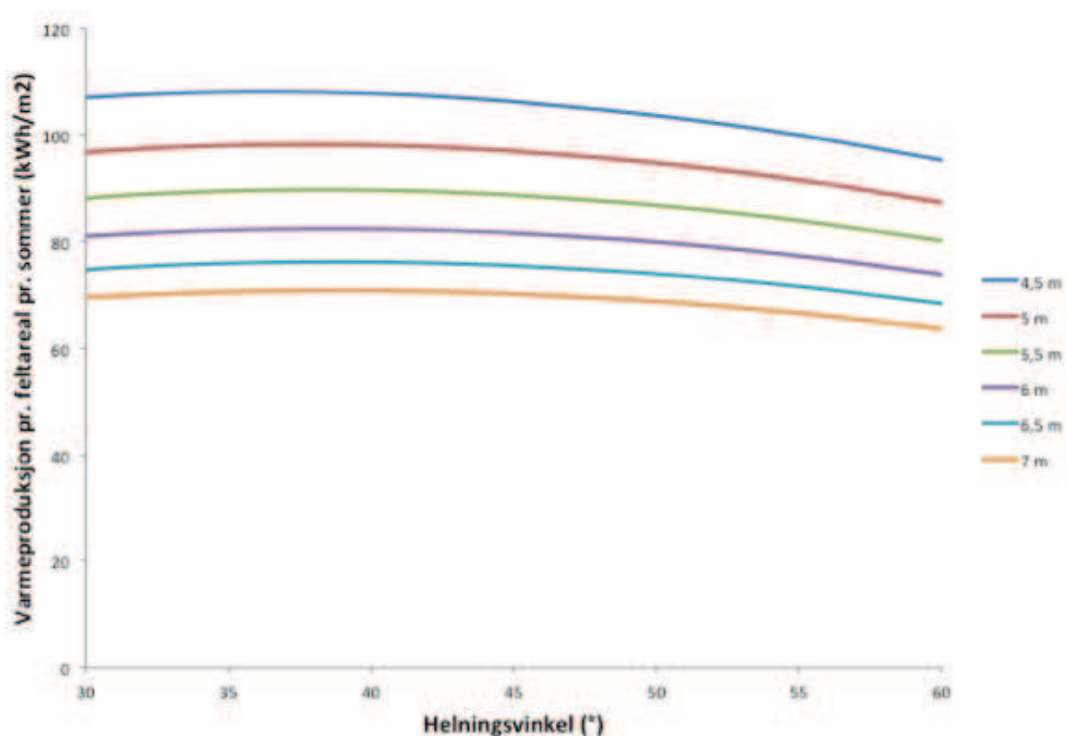
Figur 5-15: Samlet varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september, som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Plottet korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON. Kurvene svarer til nivåkurver for ulike rekkeavstander som angitt i høyre marg. Den markerte prikken på hver kurve angir optimumspunktet for den gitte rekkeavstanden.

Når verdiene for varmeproduksjon i perioden april til september i optimumspunktene ble hentet ut ga dette resultatene som vist i Tabell 5-9.

Tabell 5-9: Optimal helningsvinkel for gitt rekkeavstand og varmeproduksjonen pr. solfangerareal for perioden april til september i hvert optimumspunkt, for tre ulike solfangere.

	Rekkeavstand (m)	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
ARCON	Optimal helningsvinkel (°)	36	38	38	39	39	39
	Varmeproduksjon (kWh/m <sup>2</sup> )	280	283	284	285	285	286
SUNMARK	Optimal helningsvinkel (°)	37	39	40	40	40	41
	Varmeproduksjon (kWh/m <sup>2</sup> )	196	201	202	203	204	204
S.O.L.I.D.	Optimal helningsvinkel (°)	36	38	39	39	39	39
	Varmeproduksjon (kWh/m <sup>2</sup> )	259	262	263	264	265	265

Når det ble undersøkt hvordan ulik helningsvinkel og rekkeavstand virker inn på varmeproduksjonen pr. feltareal ga dette resultatene som vist i Figur 5-16.



Figur 5-16: Samlet varmeproduksjon pr. feltareal for perioden april til september som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Plottet korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON. Kurvene svarer til nivåkurver for ulike rekkeavstander som angitt i høyre marg.

### Plassbehov ved ulike feltkonfigurasjoner

Plassbehov ved feltkonfigurasjon A er vist i Tabell 5-10.

Tabell 5-10: Plassbehov for 100 rekker med én solfanger pr. rekke, for to ulike solfangere.

A	Rekkeavstand (m)	4,5	5,0	5,5	6,0
ARCON	Feltbredde (m)	7	7	7	7
	Feltdybde (m)	495	550	605	660
S.O.L.I.D.	Feltbredde (m)	8	8	8	8
	Feltdybde (m)	495	550	605	660

Antall solfangere det er plass til innenfor fjernvarme-traséens arealer er vist i Tabell 5-11. Dette antallet varierer med rekkeavstand, men ikke med solfangertype.

Tabell 5-11: Antall solfangere det er plass til innenfor fjernvarme-traséens areal.

Rekkeavstand (m)	4,5	5,0	5,5	6,0
Antall solfangere	242	218	198	182

Plassbehov ved feltkonfigurasjon B er vist i Tabell 5-12.

Tabell 5-12: Plassbehov for 4 solfangere plassert i 2 rekker, for to ulike solfangere.

<b>B</b>	<b>Rekkeavstand (m)</b>	<b>4,5</b>	<b>5,0</b>	<b>5,5</b>	<b>6,0</b>
ARCON	Feltbredde (m)	13	13	13	13
	Feltdybde (m)	10	11	12	13
S.O.L.I.D.	Feltbredde (m)	16	16	16	16
	Feltdybde (m)	10	11	12	13

Plassbehov ved feltkonfigurasjon C er vist i Tabell 5-13.

Tabell 5-13: Plassbehov for 9 solfangere plassert i 3 rekker, for to ulike solfangere.

<b>C</b>	<b>Rekkeavstand (m)</b>	<b>4,5</b>	<b>5,0</b>	<b>5,5</b>	<b>6,0</b>
ARCON	Feltbredde (m)	20	20	20	20
	Feltdybde (m)	15	17	18	20
S.O.L.I.D.	Feltbredde (m)	24	24	24	24
	Feltdybde (m)	15	17	18	20

Plassbehov ved feltkonfigurasjon D er vist i Tabell 5-14.

Tabell 5-14: Plassbehov for 16 solfangere plassert i 4 rekker, for to ulike solfangere.

<b>D</b>	<b>Rekkeavstand (m)</b>	<b>4,5</b>	<b>5,0</b>	<b>5,5</b>	<b>6,0</b>
ARCON	Feltbredde (m)	26	26	26	26
	Feltdybde (m)	20	22	24	26
S.O.L.I.D.	Feltbredde (m)	32	32	32	32
	Feltdybde (m)	20	22	24	26

Hvor mange solfangere det er plass til innenfor de ulike takflatene behandles i diskusjonen.

### **Varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal**

Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i hvert optimumspunkt, for det antall solfangere det er plass til innenfor fjernvarme-traséens areal ved ytterpunktene av aktuell rekkeavstand, er vist i Tabell 5-15 og Tabell 5-16. Tabell 5-15 viser resultatene for solfangeren fra ARCON, mens Tabell 5-16 viser resultatene for solfangeren fra S.O.L.I.D. Solfangerarealet for det aktuelle antall solfangere er også angitt.



Tabell 5-15: Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i optimumspunktene for solfangeren fra ARCON for det antallet solfangere det er plass til ved minste og største aktuelle rekkeavstand innenfor fjernvarme-traséens areal. Solfangerarealet er også angitt. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.

<b>ARCON</b>			
Rekkeavstand (m)		4,5	6,0
Optimal helningsvinkel (°)		36	39
Antall solfangere		242	182
Solfangerareal (m <sup>2</sup> )		3 030	2 279
Varmeproduksjon pr. måned (MWh)	Januar	1	2
	Februar	4	7
	Mars	71	63
	April	137	107
	Mai	158	119
	Juni	177	132
	Juli	170	127
	August	115	88
	September	93	77
	Oktober	16	22
	November	0	1
Desember	0	0	
Varmeproduksjon pr. år (MWh)		942	745

Tabell 5-16: Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i optimumspunktene for solfangeren fra S.O.L.I.D. for det antallet solfangere det er plass til ved minste og største aktuelle rekkeavstand innenfor fjernvarme-traséens areal. Solfangerarealet er også angitt. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.

<b>S.O.L.I.D.</b>			
Rekkeavstand (m)		4,5	6,0
Optimal helningsvinkel (°)		36	39
Antall solfangere		242	182
Solfangerareal (m <sup>2</sup> )		3 686	2 772
Varmeproduksjon pr. måned (MWh)	Januar	1	2
	Februar	2	5
	Mars	71	67
	April	148	116
	Mai	176	133
	Juni	202	151
	Juli	194	145
	August	132	101
	September	102	86
	Oktober	14	21
	November	0	0
Desember	0	0	
Varmeproduksjon pr. år (MWh)		1 042	828

Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i hvert optimumspunkt, for det antall solfangere det er plass til innenfor et samlet takareal, er vist i Tabell 5-17 og Tabell 5-18. Tabell 5-17 viser resultatene for solfangeren fra ARCON, mens Tabell 5-18 viser resultatene for solfangeren fra S.O.L.I.D. For solfangeren fra ARCON er det kjørt simuleringer for en feltkonfigurasjon med 30 solfangere plassert i 5 rekker med en rekkeavstand på 5,5 meter. For solfangeren fra S.O.L.I.D. er det kjørt simuleringer for en feltkonfigurasjon med 25 solfangere plassert i 5 rekker med en rekkeavstand på 5,5 meter. Solfangerarealet for det aktuelle antall solfangere er også angitt.

Tabell 5-17: Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i optimumspunktene for solfangeren fra ARCON for det antallet solfangere det er plass til innenfor samlet takareal. Solfangerarealet er også angitt. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0

ARCON		
Rekkeavstand (m)		5,5
Optimal helningsvinkel (°)		38
Antall solfangere		30
Solfangerareal (m <sup>2</sup> )		376
Varmeproduksjon pr. måned (MWh)	Januar	1
	Februar	1
	Mars	10
	April	18
	Mai	20
	Juni	22
	Juli	21
	August	14
	September	12
	Oktober	3
	November	0
	Desember	0
Varmeproduksjon pr. år (MWh)		122

Tabell 5-18: Varmeproduksjon pr. måned og pr. år i optimumspunktene for solfangeren fra S.O.L.I.D. for det antallet solfangere det er plass til innenfor samlet takareal. Solfangerarealet er også angitt. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteororm 7.0.

<b>S.O.L.I.D.</b>		
Rekkeavstand (m)		5,5
Optimal helningsvinkel (°)		39
Antall solfangere		25
Solfangerareal (m <sup>2</sup> )		381
Varmeproduksjon pr. måned (MWh)	Januar	0
	Februar	1
	Mars	9
	April	16
	Mai	18
	Juni	21
	Juli	20
	August	14
	September	12
	Oktober	3
	November	0
	Desember	0
Varmeproduksjon pr. år (MWh)		114

Når det ble antatt at én og samme solfangerleverandør benyttes for bakkemontert og takmontert anlegg ga dette resultatene som vist i Tabell 5-19. Fire scenarier er angitt betegnet som henholdsvis "ARCON – største anslag", "ARCON – minste anslag", "S.O.L.I.D. – største anslag" og "S.O.L.I.D. – minste anslag". Største anslag svarer til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 4,5 meter, minste anslag til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 6,0 meter.

Tabell 5-19: Fire scenarier for varmeproduksjon pr. måned og pr. år for det antall solfangere det er plass til innenfor fjernvarme-traséens areal og takarealene sett under ett. Det er antatt at én og samme solfangerleverandør benyttes for bakkemontert og takmontert anlegg, og to ulike solfangere er vurdert. Største anslag svarer til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 4,5 meter, minste anslag til en rekkeavstand for bakkemontert anlegg på 6,0 meter. Samlet solfangerareal er også angitt. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 7.0.

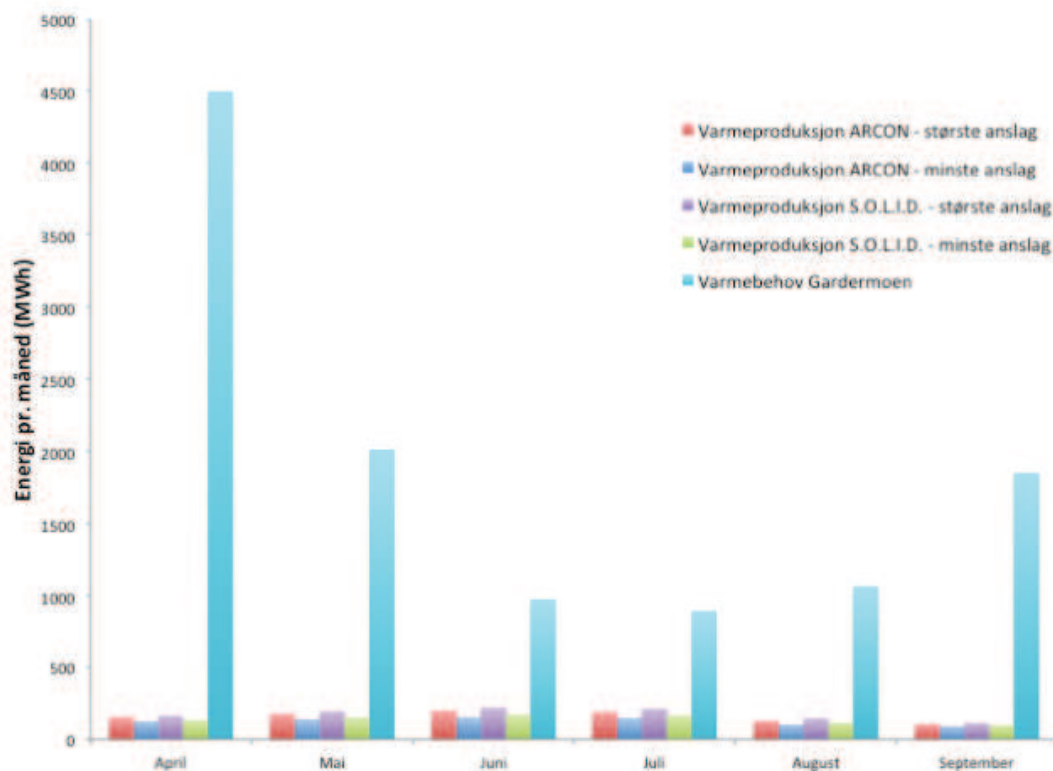
4 SCENARIER FOR VARMEPRODUKSJON INNENFOR SAMLET TILGJENGELIG AREAL					
		ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag
Antall solfangere		272	212	267	207
Solfangerareal (m <sup>2</sup> )		3 406	2 655	4 067	3 153
Varmeproduksjon pr. måned (MWh)	Januar	2	2	2	2
	Februar	5	8	3	6
	Mars	81	74	80	76
	April	154	124	164	132
	Mai	177	139	194	151
	Juni	199	154	222	171
	Juli	191	148	214	165
	August	129	102	146	115
	September	106	89	114	98
	Oktober	20	26	17	24
	November	0	1	0	0
Desember	0	0	0	0	
Varmeproduksjon pr. år (MWh)		1 064	867	1156	941
Varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år (kWh/m <sup>2</sup> )		312	326	284	298

### 5.2.2 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned

Når verdiene for samlet varmeproduksjon pr. måned ble sammenstilt med verdier for varmebehovet pr. måned ga dette resultatene som vist i Tabell 5-20 og Figur 5-17. Perioden som betraktes er avgrenset til månedene april til og med september, og de fire scenariene som tidligere er beskrevet, er igjen undersøkt.

Tabell 5-20: Fire scenarier for varmeproduksjon pr. måned i perioden april til september innenfor samlet tilgjengelig areal på Gardermoen, sammenliknet med varmebehov pr. måned. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteororm 7.0.

	Samlet varmeproduksjon pr. måned (MWh)				Varmebehov pr. måned (MWh)
	ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag	
Apr	154	124	164	132	4500
Mai	177	139	194	151	2014
Juni	199	154	222	171	977
Juli	191	148	214	165	892
Aug	129	102	146	115	1066
Sept	106	89	114	98	1852



Figur 5-17: Fire scenarier for varmeproduksjon pr. måned i perioden april til september innenfor samlet tilgjengelig areal på Gardermoen, sammenliknet med varmebehov pr. måned. Verdiene for varmeproduksjon korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteororm 7.0.

Når forventet dekningsgrad pr. måned for hver av de fire scenariene ble beregnet, ga dette resultatene som vist i Tabell 5-21.

Tabell 5-21: Forventet dekningsgrad pr. måned i perioden april til september og for sommerhalvåret som helhet, på bakgrunn av fire scenarier for varmemproduksjon pr. måned.

	Dekningsgrad (%)			
	ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag
April	3	3	4	3
Mai	9	7	10	8
Juni	20	16	23	18
Juli	21	17	24	19
August	12	10	14	11
September	6	5	6	5
Sommerhalvåret	8	7	9	7

### 5.2.3 Simuleringer med T\*SOL Expert

Samlet varmemproduksjon pr. time for 30 dager i juni er vist i Figur 5-19, Figur 5-18, Figur 5-21 og Figur 5-20. I alle figurene korresponderer hver fargede linje med verdier for én dag. Maksimums- og middelvei for hver time er også inkludert.

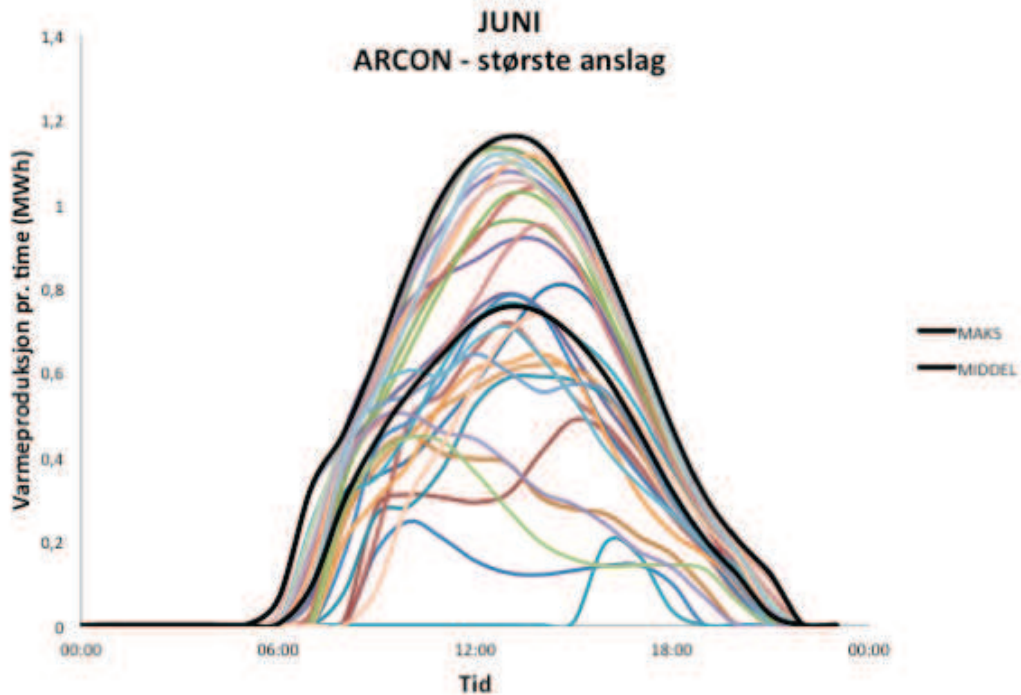
I Figur 5-19 er resultatene fra simuleringen med T\*SOL Expert skalert slik at samlet varmemproduksjon for juni stemmer overens med det største anslaget for ARCON for juni, som vist i Tabell 5-20 (199 MWh).

I Figur 5-18 er resultatene fra simuleringen med T\*SOL Expert skalert slik at samlet varmemproduksjon for juni stemmer overens med det minste anslaget for ARCON for juni, som vist i Tabell 5-20 (154 MWh).

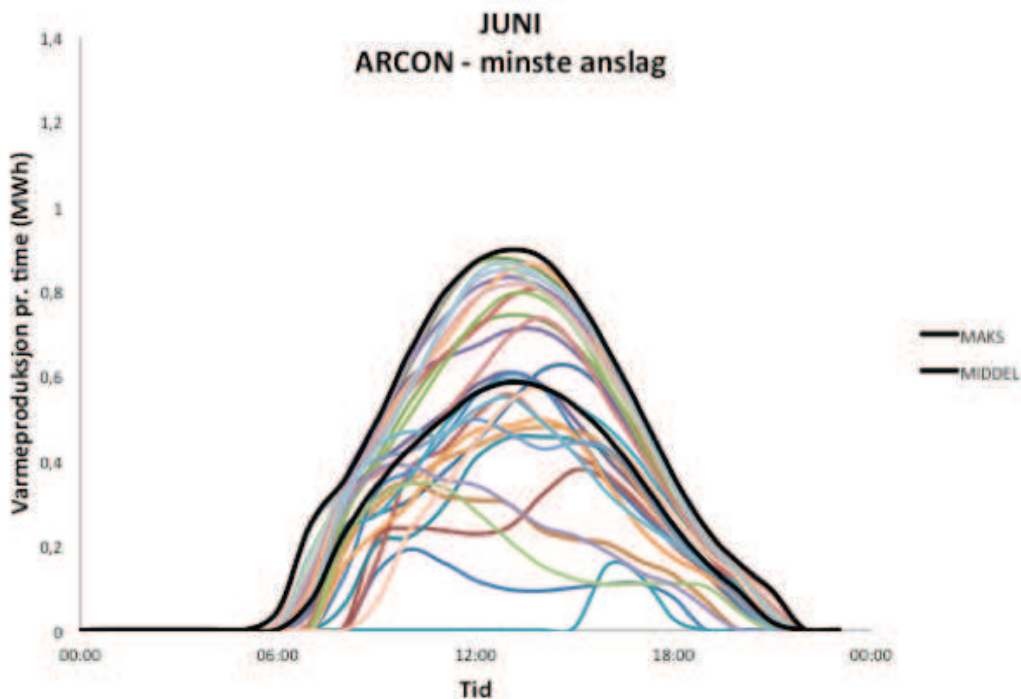
I Figur 5-21 er resultatene fra simuleringen med T\*SOL Expert skalert slik at samlet varmemproduksjon for juni stemmer overens med det største anslaget for S.O.L.I.D. for juni, som vist i Tabell 5-20 (222 MWh).

I Figur 5-20 er resultatene fra simuleringen med T\*SOL Expert skalert slik at samlet varmemproduksjon for juni stemmer overens med det minste anslaget for S.O.L.I.D. for juni, som vist i Tabell 5-20 (171 MWh).

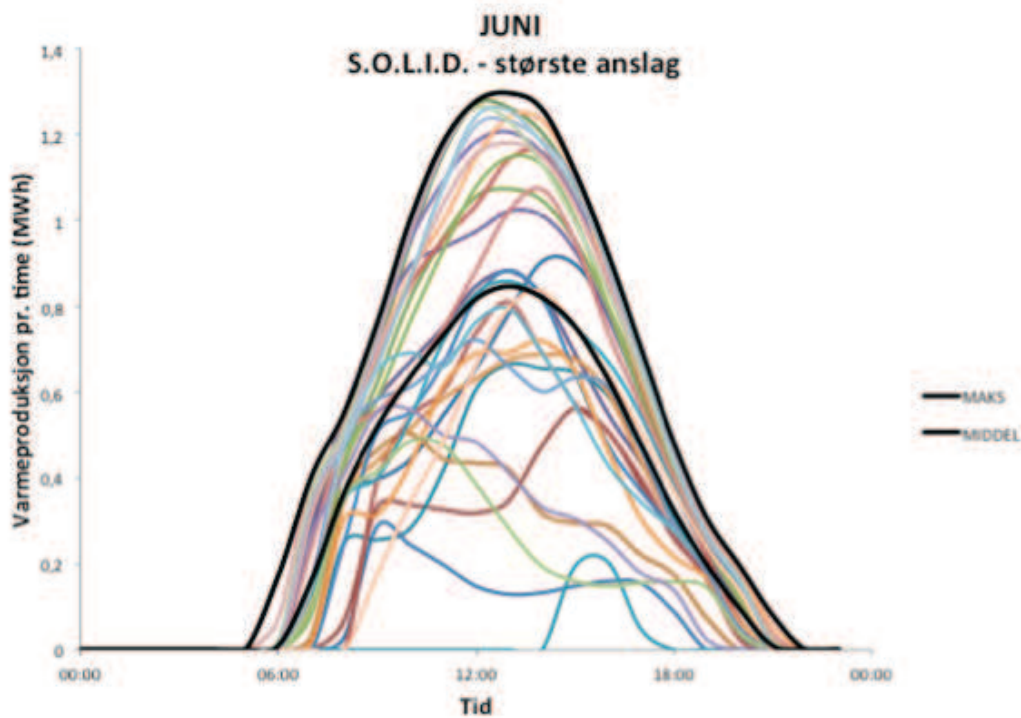
Samlet varmemproduksjon pr. time for juli er også hentet ut på samme måte, og de tilhørende figurene er gitt i Vedlegg F.



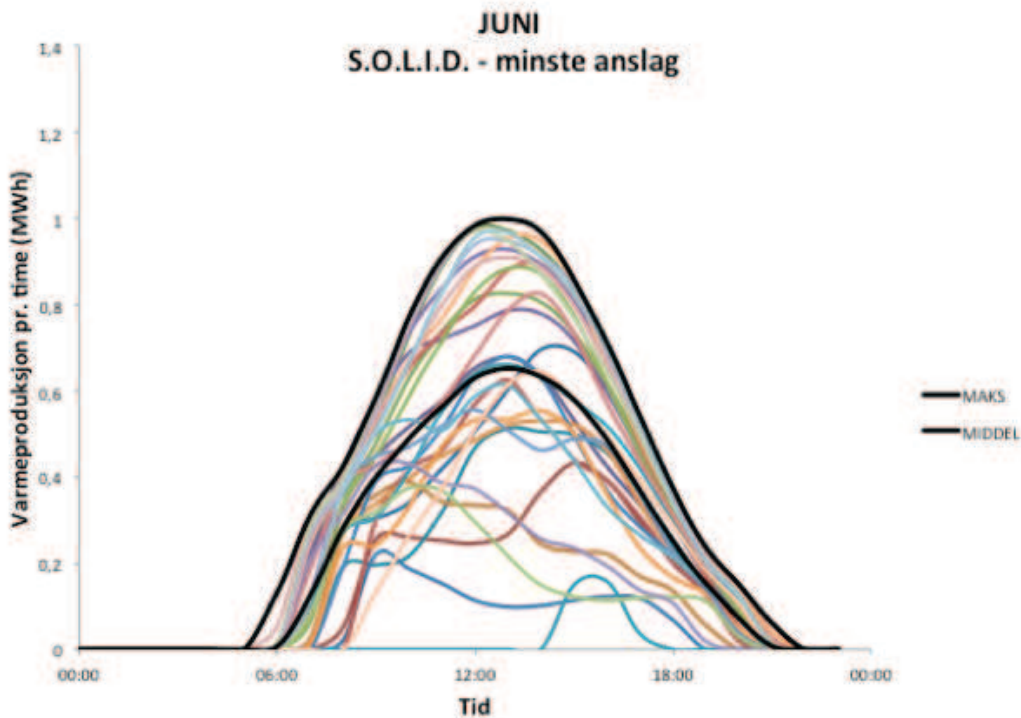
Figur 5-18: Samlet varmeproduksjon pr. time for 30 dager i juni. Maksimums- og middelerdi for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det største anslaget for solfangerne fra ARCON (199 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.



Figur 5-19: Samlet varmeproduksjon pr. time for 30 dager i juni. Maksimums- og middelerdi for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det minste anslaget for solfangerne fra ARCON (135 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.



Figur 5-20: Samlet varmeproduksjon pr. time for 30 dager i juni. Maksimums- og middelvei for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det minste anslaget for solfangerne fra S.O.L.I.D. (222 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.

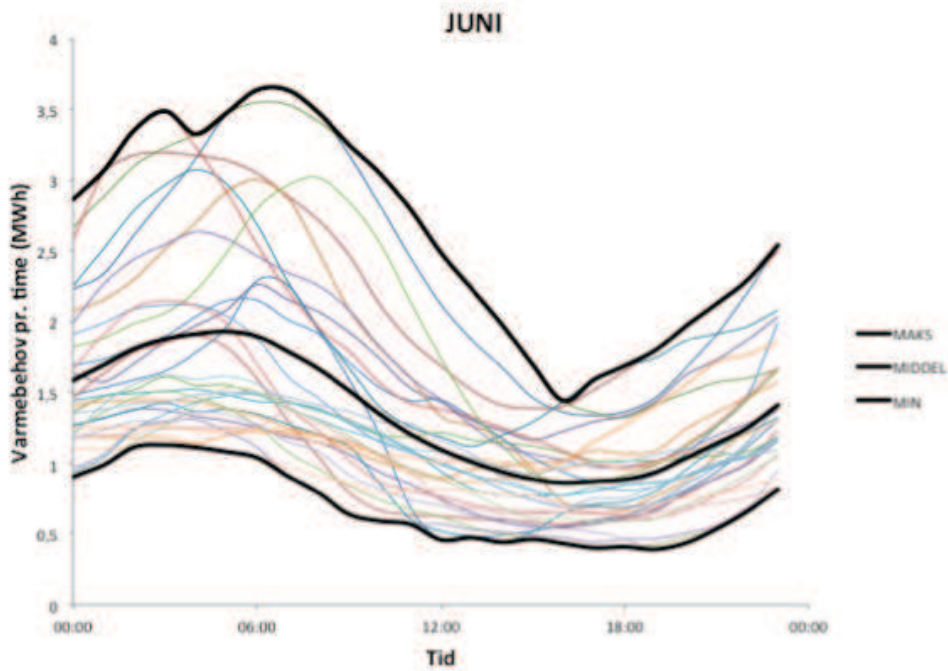


Figur 5-21: Samlet varmeproduksjon pr. time for 30 dager i juni. Maksimums- og middelvei for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det minste anslaget for solfangerne fra S.O.L.I.D. (150 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.

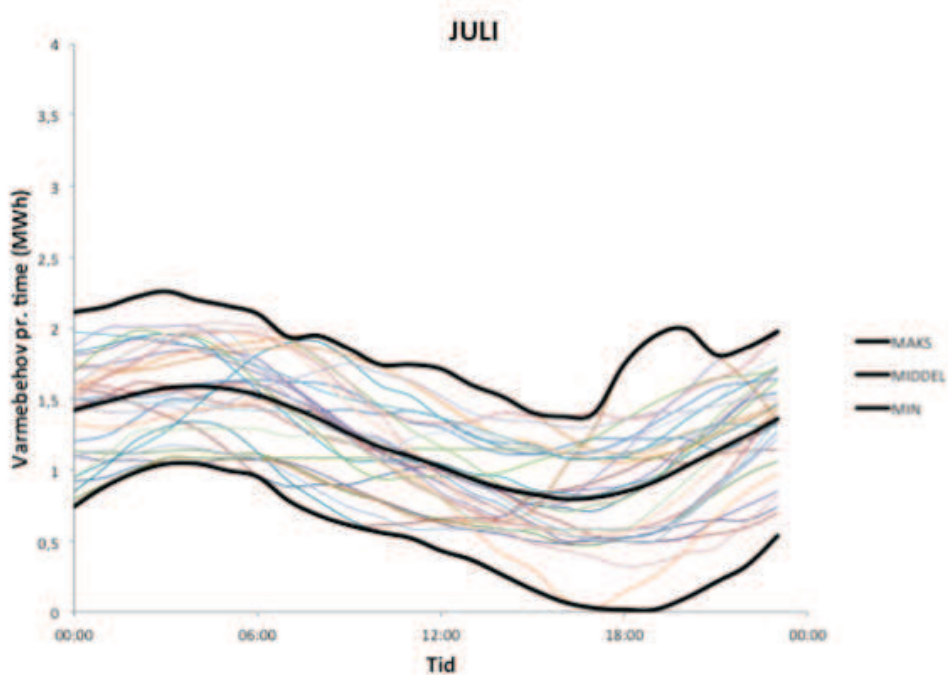


## 5.2.4 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time

Verdier for varmebehovet pr. time for henholdsvis juni og juli er vist i Figur 5-22 og Figur 5-23. I begge figurene korresponderer hver fargede linje med verdier for én dag. Maksimums-, middel- og minimumsverdi for hver time er også inkludert.

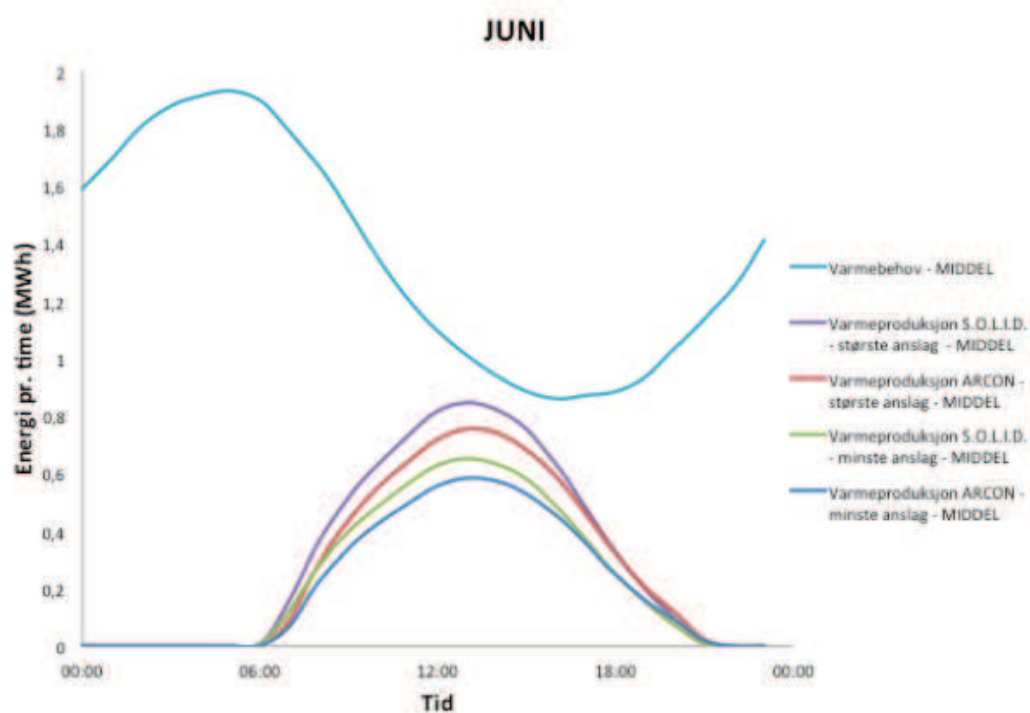


Figur 5-22: Varmebehov pr. time for 30 dager i juni. Maksimum-, middel- og minimumsverdi for hver time er også inkludert.

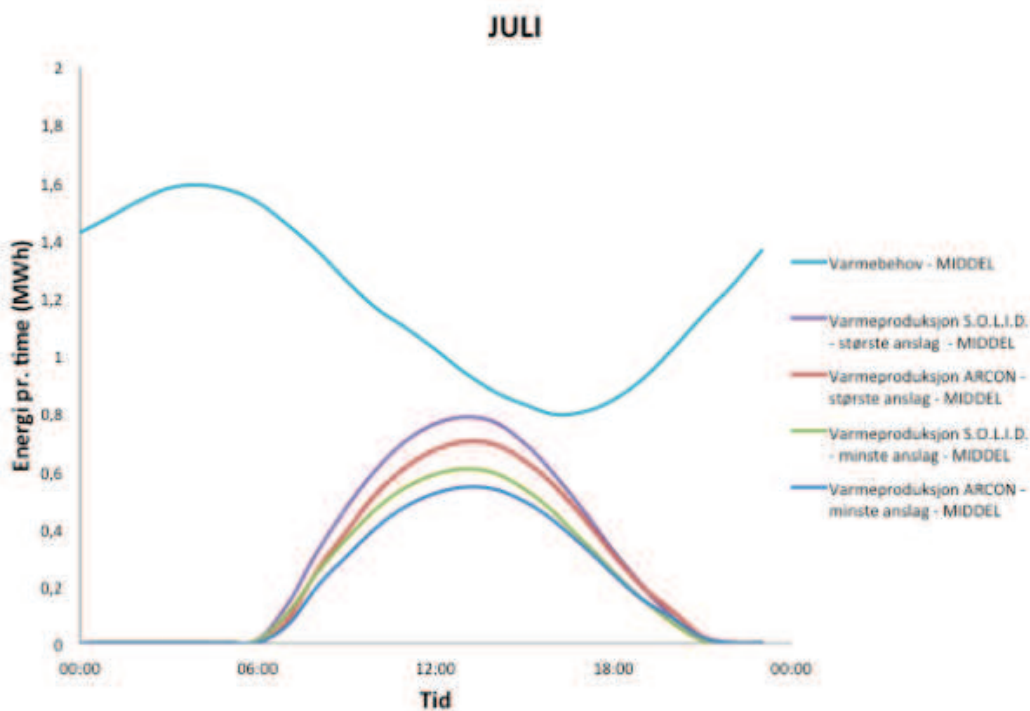


Figur 5-23: Varmebehov pr. time for 31 dager i juli. Maksimum-, middel- og minimumsverdi for hver time er også inkludert.

Middelverdien for varmebehov pr. time er plottet sammen med middelverdier for samlet varmeproduksjon pr. time i Figur 5-24 og Figur 5-25. Figur 5-24 svarer til juni og Figur 5-25 svarer til juli.

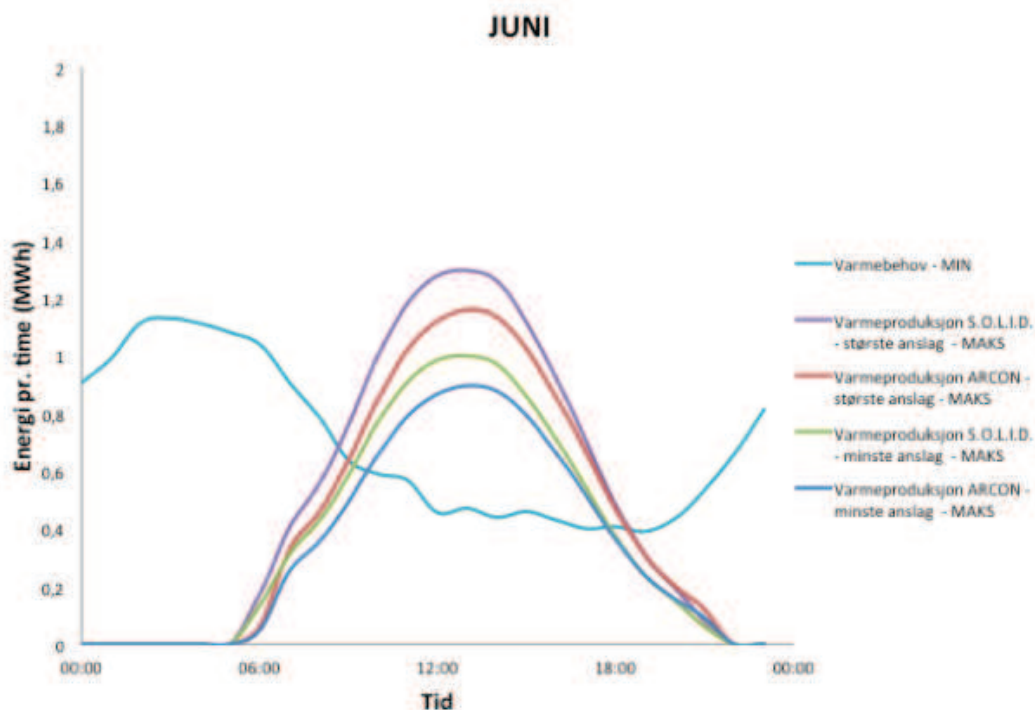


Figur 5-24: Middelverdier for varmebehov pr. time, samt middelverdier for samlet varmeproduksjon pr. time for fire scenarier, for juni måned.

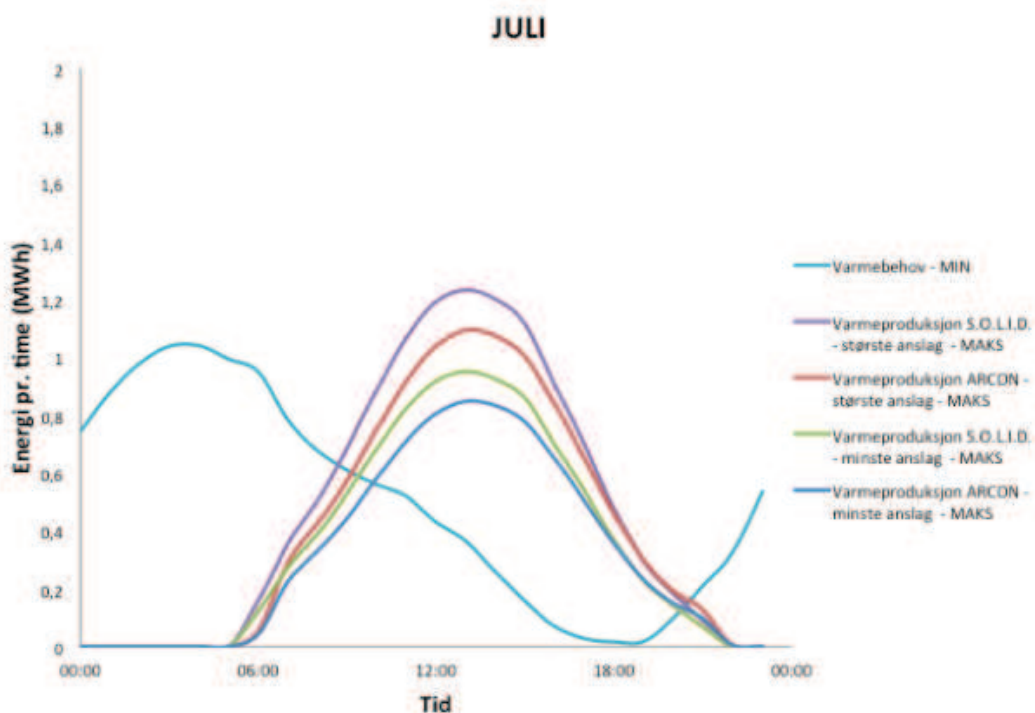


Figur 5-25: Middelverdier for varmebehov pr. time, samt middelverdier for samlet varmeproduksjon pr. time for fire scenarier, for juli måned.

Minimumsverdier for varmebehov pr. time er plottet sammen med maksimumsverdier for samlet varmeproduksjon pr. time i Figur 5-26 og Figur 5-27. Fire ulike anslag for samlet varmeproduksjon er inkludert i hvert tilfelle. Figur 5-26 svarer til juni og Figur 5-27 svarer til juli.



Figur 5-26: Minimumsverdier for varmebehov pr. time, samt maksimumsverdier for samlet varmeproduksjon pr. time for fire scenarier, for juni måned.



Figur 5-27: Minimumsverdier for varmebehov pr. time, samt maksimumsverdier for samlet varmeproduksjon pr. time for fire scenarier, for juli måned.

Et grovt overslag over mengden overskuddsenergi som må lagres pr. dag er gitt i Tabell 5-22. Verdiene svarer til det omtrentlige arealet mellom varmeproduksjon- og varmebehovskurvene i Figur 5-26 og Figur 5-27 for de timene hvor varmeproduksjonen overstiger varmebehovet. Arealet mellom kurvene tilnærmes med summen av varmeproduksjon, minus varmebehov, time for time.

Tabell 5-22: Mengden overskuddsenergi som må lagres pr. dag i juni og juli måned. Verdiene gjelder for tilfellet hvor minste varmebehov faller sammen med største varmeproduksjon, for fire scenarier.

	Overskuddsenergi til lagring (MWh)			
	ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag
Juni	4,1	2,2	5,1	2,9
Juli	5,8	3,9	6,8	4,6

Når omtrentlig størrelse på buffertank for hvert anslag ved likning (12) ble beregnet ga dette resultatene som vist i Tabell 5-23 og Tabell 5-24. Tabell 5-23 angir størrelse gitt ved volum og Tabell 5-24 angir størrelse gitt ved volum pr. solfangerareal.

Tabell 5-23: Størrelse på buffertank gitt ved volum, for fire scenarier.

	Størrelse på buffertank ( m <sup>3</sup> )			
	ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag
Juni	176	94	222	126
Juli	250	168	294	199

Tabell 5-24: Størrelse på buffertank gitt ved volum pr. solfangerareal, for fire scenarier.

	Størrelse på buffertank (L/m <sup>2</sup> )			
	ARCON - største anslag	ARCON - minste anslag	S.O.L.I.D. - største anslag	S.O.L.I.D. - minste anslag
Juni	52	35	54	40
Juli	73	63	72	63

# 6 Diskusjon

## 6.1 Ressursgrunnlag

I dette avsnittet diskuteres resultatene tilknyttet ressursgrunnlaget som ble presentert i avsnitt 5.1. Først behandles verdiene for lufttemperatur, og det søkes her å finne svar på hvilket datasett som er mest representativt for lufttemperaturen på Gardermoen i dag. Deretter diskuteres variasjonen i datasettene for global innstråling. Også her søkes det å finne svar på hvilket datasett som er mest representativt for strålingsklimaet på Gardermoen. Videre diskuteres resultatene fra estimering av den diffuse strålingskomponenten ved to ulike fremgangsmåter, samt verdiene for diffus innstråling og variasjonen i disse datasettene. Til sist behandles andelen diffus stråling for hvert datasett.

### 6.1.1 Lufttemperatur

Som vist i Tabell 5-1 angir de tre datasettene forskjellig årsmiddel for lufttemperaturen på Gardermoen, med en forskjell mellom minste og største verdi på 1,7 grad. Én mulig forklaring på forskjellen mellom datasettene kan være at disse er basert på måledata fra ulike tidsperioder. Selv om man benytter middelveier fra lengre tidsperioder vil det være en naturlig forskjell i lufttemperaturen mellom to ulike tidsperioder. Her er det interessant å observere at forskjellen mellom de to datasettene fra Meteonorm er på 1,7 grad, til tross for at begge bygger på måledata fra en 10-årsperiode, hvorav 5 år er overlappende.

Etableringen av Oslo Lufthavn på Gardermoen i 1998 kan forventes å ha økt lufttemperaturen i området, tilsvarende de effektene man ser av urbanisering. I meteorologisk sammenheng omtales gjerne byen som en varmeøy som i gjennomsnitt er varmere enn omgivelsene (Utaaker 1991). Dette tilsier at man kan forvente at datasett fra perioden etter 1998 angir en høyere lufttemperatur enn datasett fra perioden før 1998. Som vist i Tabell 5-1 angir datasettet fra Meteonorm 7.0 den høyeste lufttemperaturen, datasettet fra MET den nest høyeste og datasettet fra Meteonorm 6.1 den tredje høyeste lufttemperaturen. Datasettet fra Meteonorm 7.0 angir også månedlige middeltemperaturer som stort sett er høyere enn for datasettet fra MET, som vist i Figur 5-1. Til sammenlikning er datasettet fra Meteonorm 7.0 utelukkende basert på måledata fra perioden etter 1998 (2000 – 2009), datasettet fra MET er stort sett basert på måledata fra perioden før 1998 (1983 – 1988, 1990 – 1991, 1995, 1997 – 1999, 2011 – 2013) mens datasettet fra Meteonorm 6.1 stort sett er basert på måledata fra perioden etter 1998 (1996 – 2005). Siden datasettet fra Meteonorm 6.1 viser lavere årsmiddel enn datasettet fra MET, er det med andre ord ikke noe klart skille mellom datasettene fra perioden før og perioden etter 1998. Urbanisering

alene kan derfor ikke forklare den observerte forskjellen mellom datasettene. Videre tilsier etableringen av Oslo Lufthavn at man kan forvente en høyere lufttemperatur i området i dag enn det som er angitt ved normalperioden 1961 – 1990. Som vist i Tabell 5-1 angir alle datasettene for så vidt en høyere årsmiddel for lufttemperatur enn den gitte årsnormalen, men for datasettet fra Meteonorm 6.1 er forskjellen marginal. Dette kan tilsi at datasettet fra Meteonorm 6.1 ikke er det mest representative datasettet for lufttemperaturen på Gardermoen i dag.

En annen forklaring på forskjellen mellom datasettene kan være at de bygger på måledata fra perioder med ulik lengde. Datasettet fra MET angir middelerdien av 15 datasett med timesverdier fra en 15-årsperiode, mens datasettene fra Meteonorm 7.0 og Meteonorm 6.1 er basert på 10 datasett. Jo færre datasett som ligger til grunn, jo mer sensitive er resultatene for påvirkning fra ekstremår. I meteorologisk sammenheng opererer man gjerne med middelerdien for standard normalperioder på 30 år for å kunne filtrere ut variasjon fra år til år på en god måte (*Climate Data* 2014b). I følge Olseth (Olseth 2014) vil middelerdien av måledata fra en 15-årsperiode også gi et godt bilde av det meteorologiske klimaet i et område, selv om variasjoner fra år til år vil ha større betydning enn ved bruk av en 30-årsperiode. Måledata fra en 10-årsperiode gir et greit grunnlag, mens en 5-årsperiode generelt sett kan betraktes som for kort til å kunne si noe generelt ut over hvordan været var i de fem aktuelle årene.

Oppsummert kan man si at datasettet fra MET anses som mer robust enn de to andre datasettene fordi datasettet angir middelerdien fra en lengre tidsperiode enn datasettene fra Meteonorm 7.0 og Meteonorm 6.1. Samtidig kan man forvente at datasettet fra MET viser en noe lavere temperatur enn den faktiske lufttemperatur i området i dag, siden datasettet fra MET stort sett er basert på måledata fra perioden før 1998.

### 6.1.2 Global innstråling

Verdiene for global innstrålt energi pr. år i Figur 5-2 viser en betydelig variasjon i mengden global innstråling i området ved og rundt Gardermoen. Det gjelder både måledata fra nærliggende målestasjoner og estimerte innstrålingsdata.

Når måledata fra de fem meteorologiske målestasjonene betraktes for seg viser Figur 5-2 at Roverud har lavest global innstråling med 859 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens Årnes har høyest global innstråling med 944 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Dette svarer til en variasjonsbredde på 85 kWh/m<sup>2</sup> pr. år og Årnes har med det ca. 10 % høyere global innstråling enn Roverud. En mulig kilde til variasjon i meteorologiske måledata kan være forskjell i målemetoder og tidsperioder for innhenting av data. Det kan her nevnes at tidsperiodene for innhenting av data i stor grad er overlappende, og samme type pyranometer med samme instrumentusikkerhet er benyttet på fire av fem målestasjoner. Det femte pyranometeret er av et annet merke, men har samme instrumentusikkerhet. Rådataene betraktes i utgangspunktet som kvalitetsmessig gode da de er hentet inn av NMBU og Bioforsk, som begge er institusjoner med lang fartstid innen måling av

innstråling. Det kan allikevel være feilkilder knyttet til kalibrering av instrumentene eller at e.g. støv eller blader har festet seg til instrumentene. Siden alle datasettene med middelveier for de aktuelle lokalitetene bygger på måleserier fra en periode på 15 år eller mer, betraktes disse som robuste jf. diskusjonen i underavsnitt 6.1.1.

Alle målestasjonene er lokalisert ved tilnærmet samme breddegrad, og den maksimale innstrålingen som kan forventes på bakgrunn av breddegrad er med det omtrent lik, jf. underavsnitt 2.1.6. Den maksimale innstrålingen på en klar dag vil imidlertid kunne variere noe med høyde over havet, jf. underavsnitt 2.1.5 hvor det er antydning at innstrålingen øker med 1 % for hver 100 høydemeter (Guldbrandsen & Tangen 1977). Sammenlikner man høyde over havet med verdiene for global innstrålt energi pr. år i Figur 5-2 er det tydelig at høyde over havet alene ikke kan forklare forskjellen i innstråling for de fem meteorologiske målestasjonene. For eksempel ligger Hønefoss 119 meter lavere enn Gran, men har allikevel høyere global innstråling enn Gran.

Alle de meteorologiske målestasjonene er lokalisert innenfor en radius på 60 km fra Gardermoen, noe som kan tilsi at lokalitetene makroklimatisk sett er like, og er åsted for de samme storstilte vær- og klimaforhold. En mulig forklaring på den observerte forskjellen mellom datasettene er derfor heller lokalklimatiske forskjeller i atmosfærens sammensetning. Lokalklimatisk vil spesielt avstanden til hav eller store vann kunne spille inn i forhold til innholdet av vanddamp og vanddråper i atmosfæren, jf. underavsnitt 2.1.7. Høy luftfuktighet og skydekke hindrer effektivt solinnstrålingen, og kan gi betydelige forskjeller i innstråling over korte avstander. Sammenlikner man avstanden til hav eller vann med verdiene for global innstrålt energi pr. år i Figur 5-2 er det tydelig at heller ikke denne faktoren alene kan forklare forskjellen i innstråling for de fem meteorologiske målestasjonene. For eksempel har Hønefoss med sin beliggenhet ved Tyrifjorden betydelig høyere innstråling enn Roverud med sin beliggenhet langt fra hav og store vann. Her er det imidlertid flere faktorer som kompliserer bildet, som vindretning, topografi og innholdet av aerosoler i atmosfæren. På bakgrunn av dette er det vanskelig å si noe om hvordan luftfuktigheten og skydekket varierer for de ulike lokalitetene uten å undersøke disse meteorologiske variablene spesifikt. Dermed er det også vanskelig å si noe om hvilken lokalitet som lokalklimatisk sett likner mest på Gardermoen og hvilke datasett som er mest representative for strålingsklimaet på Gardermoen.

Til sist vil forskjeller i topografi rundt målestasjonene kunne gi forskjeller i registrert innstråling på grunn av ulik grad av skyggeeffekter. Topografien rundt de ulike målestasjonene er imidlertid ikke kjent.

Når de estimerte innstrålingsdataene fra de fire databasene betraktes i Figur 5-2 er det tydelig at datasettet fra STRÅNG gir det laveste anslaget med 848 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens datasettet fra Meteororm 6.1 gir det høyeste anslaget med 978 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Dette svarer til en variasjonsbredde på 130 kWh/m<sup>2</sup> pr. år og den høyeste verdien for global innstråling er med det ca. 15 % høyere enn den laveste verdien. Det er interessant å merke seg at variasjonen i datasettene fra ulike databaser er høyere enn variasjonen i datasett fra meteorologiske

målestasjoner, til tross for at antall datasett i det første tilfellet er lavere. Den betydelige variasjonen i estimert global innstråling fra ulike databaser kan forklares med at datagrunnlaget er forskjellig, at det er bruk ulike metoder for estimering av data og at dataene er hentet inn fra ulike tidsperioder.

I masteroppgaven *PV System Design and Yield Simulations for a Farm in Rygge Municipality* (Størdal 2013) gjør Størdal en tilsvarende vurdering av ressursgrunnlaget for installering av solceller ved et gårdsbruk i Rygge kommune. Her behandles innstrålingsdata fra tre meteorologiske målestasjoner i en radius på 35 km rundt den aktuelle gården, samt estimerte innstrålingsdata fra fire ulike databaser. Også her er det innstrålingsdata fra de ulike databasene som viser størst variasjon, hvor datasettet fra PVGIS gir et anslag på 861 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens datasettet fra NASA SSE 6.0 gir et anslag på 1005 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Den høyeste verdien er med det ca. 17 % høyere enn den laveste verdien. I masteroppgaven *Rekåa hybridkraftverk – Produksjonssimuleringer og forslag til regulering av et PV-anlegg i kombinasjon med et vannkraftverk* (Aase 2013) har også Aase innhentet estimerte innstrålingsdata fra de samme fire databasene, for en lokalitet nær Notodden. Også her gir datasettet fra PVGIS laveste anslag med 845 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens datasettet fra NASA SSE (ukjent hvilken versjon) gir et anslag på 950 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Den høyeste verdien er med det ca. 12 % høyere enn den laveste verdien. Selv om disse vurderingene er gjort for andre lokaliteter er det interessant å merke seg at variasjonen i global innstråling for ulike databaser er av omtrent samme omfang.

Det er videre interessant å observere forskjellen mellom de to datasettene fra Meteororm, da begge disse bygger på data for en 20-årsperiode hvorav 15 år er overlappende. Flere simuleringsverktøy for simuleringer av solenergisystemer benytter meteorologiske data fra Meteororm, og funnene her tilsier at det ikke er uten betydning hvilken versjon av Meteororm man opererer med. Siden Meteororm 7.0 er en nyere versjon av databasen enn Meteororm 6.1 kan det være rimelig å forvente at datasettet fra Meteororm 7.0 er mer presist enn datasettet fra Meteororm 6.1. Verdien for global innstrålt energi pr. år. for Meteororm 7.0 er oppgitt til å ha en usikkerheten på 6 %, noe som tilsier at verdien kan ligge i intervallet 837 – 943 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Usikkerheten for timesverdiene er ikke kjent.

Datasettet fra STRÅNG bygger på data fra en 15-årsperiode, og avviket mellom estimerte timesverdier og observerte timesverdier for global stråling er oppgitt til å være på 30 %. Hvor godt modellen treffer den observerte verdien for global innstrålt energi pr. år er uklart.

Datasettet fra Satel-Light bygger på data fra en 5-årsperiode. I masteroppgaven *Measures, Modelled and Satellite Derived Solar Radiation in Scandinavia* (Hagen 2011) viser Hagen at estimerte verdier for global innstrålt fra Satel-Light generelt sett er i overensstemmelse med observerte verdier og datasettene kan derfor forventes å være forholdsvis representative for de fem aktuelle årene.



På den andre siden er observasjonsperioden for kort til at middelverdien av disse datasettene kan forventes å representere det faktiske strålingsklimaet på Gardermoen, jf. diskusjonen i underavsnitt 6.1.1.

Verdiene for global innstrålt energi pr. måned i Figur 5-3 og Figur 5-4 viser at variasjonen mellom datasettene i all hovedsak er størst for sommerhalvåret. Dette bekreftes av verdiene for variasjonsbredden gitt i Tabell 5-2. I april og juni er det datasettet fra Satel-Light som viser spesielt lave verdier, mens i august er det datasettet fra Meteororm 7.0 som trekker ned. De fem datasettene fra de meteorologiske målestasjonene viser en noe mer jevn tendens seg i mellom, hvor Roverud med lavest årlig innstråling også har klart lavest månedlig innstråling for de fleste av årets måneder. Årnes som har høyest årlig innstråling har på sin side høyest månedlig innstråling for kun fem av årets måneder.

Oppsummert kan man slå fast at det er vanskelig å si noe om hvilke datasett som er mest representative for strålingsklimaet på Gardermoen. Datasettet fra Satel-Light utelukkes på grunn av den korte måleperioden datasettet bygger på og datasettet fra Meteororm 6.1 utelukkes på bakgrunn av det betydelige avviket mellom de to datasettene fra Meteororm, til tross for at begge bygger på data for en 20-årsperiode hvorav 15 år er overlappende. Dette reduserer antall mulige datasett fra ni til sju, men den globale innstråling på Gardermoen kan like fullt forventes å være alt fra 850 – 950 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. I tillegg kan man forvente variasjoner fra år til år utover dette.

### 6.1.3 Estimering av diffus innstråling

Datasettet for Ås benyttes til å teste hvorvidt metoden gitt ved likning 7, 8 og 9 gir gode estimat for den diffuse strålingskomponenten ved at de estimerte verdiene sammenliknes med de faktiske måleverdiene for diffus stråling. Andel diffus stråling beregnet på bakgrunn av målinger fra perioden 1994 – 2013 ligger på ca. 50 %. Dette er i overensstemmelse med tidligere arbeider som er gjort på diffus stråling på Ås. I artikkelen *Ei samanlikning av solstrålingsklimaet i Ås og Bergen* (Olseth & Hegg 1982) utvikler Olseth og Hegg en empirisk modell for sammenhengen mellom andel diffus stråling og klarhetsindeks på månedsbasis for Ås. Dersom man benytter denne modellen og beregner klarhetsindeksen på månedsbasis på bakgrunn av middelverdier for global stråling for perioden 1994 – 2013 gir dette en diffus andel for Ås på 55 %<sup>3</sup>. I artikkel *Solstråling i Norge* (Guldbrandsen & Tangen 1977) presenteres middelverdier for målinger av diffus stråling på Ås for perioden 1967 – 1974, og også her er årsmiddel for diffus andel på Ås på ca. 55 %. Til sammenlikning kan det nevnes at årsmiddel for diffus andel for Bergen for samme periode er på ca. 65 % (Guldbrandsen & Tangen 1977). At faktiske målinger av andel diffus stråling fra perioden 1994 – 2013

---

<sup>3</sup> Her beregnes først teoretisk innstrålingstetthet på en horisontal flate uten atmosfære  $G_0$  for Ås i henhold til likning (7). Verdiene summeres måned for måned. Deretter beregnes klarhetsindeksen på månedsbasis i henhold til likning (8), men med månedsverdier i stedet for timesverdier.

avviker med fem prosentpoeng fra modellert andel diffus stråling og fra målinger av diffus andel stråling fra en annen tidsperiode er som forventet, og andelen diffus stråling er i alle tilfeller av samme størrelsesorden.

Når metoden gitt ved likning 7, 8 og 9 benyttes på settet bestående av middelveier for global stråling for 20-årsperioden (måte 1) gir dette en estimert andel diffus stråling på ca. 70 %. Når metoden i stedet benyttes på de separate settene for global stråling år for år, hvorpå middelveien for de 20 estimerte settene beregnes i etterkant (måte 2), gir dette en estimert andel diffus stråling på ca. 49 %. Andel diffus stråling beregnet på bakgrunn av målinger fra samme periode ligger som tidligere nevnt på ca. 50 %.

Figur 5-5 viser samsvaret mellom estimerte og målte verdier gjennom året angitt ved middelavviket MBD, og det er tydelig at måte 1 gir et kraftig overestimat av den diffuse strålingskomponenten for de fleste av årets måneder. Overestimeringen er mest fremtredende for sommerhalvåret. Måte 2 har på sin side en tendens til å underestimere diffus innstråling. Underestimeringen er mest fremtredende for vinterhalvåret, mens for sommerhalvåret er det for første del en svak underestimering og for andre del en svak overestimering.

Figur 5-6 viser samsvaret mellom estimerte og målte verdier gjennom året angitt ved roten av midlere kvadratavvik RMSD, og det er tydelig at måte 1 jevnt over gir mye større avvik enn måte 2. Forskjellen mellom de to fremgangsmåtene er desidert størst for sommerhalvåret.

Dette kan tilsi at Erbs et al.-korrelasjonen (Erbs et al. 1982) er mindre egnet for datasett bestående av middelveier, noe som kan skyldes at korrelasjonen i utgangspunktet er basert på reelle måleverdier. Et datasett bestående av middelveier viser mindre variasjon enn reelle datasett, noe som kan tenkes å påvirke hvilken korrelasjonsgruppe verdiene havner i og hvilken korrelasjonsverdi de tilordnes. Den antatt beste fremgangsmåten vil derfor være måte 2. Måte 2 gir også mye lavere avvik for sommerhalvåret enn måte 1, noe som er spesielt gunstig for masteroppgavens andre del, siden perioden som her betraktes hovedsakelig er avgrenset til månedene april til og med september.

Som et alternativ til Erbs et al.-korrelasjonen kunne man ha benyttet Skartveit og Olseths modell (Skartveit & Olseth 1987). Sistnevnte modell viser en økning i diffus andel heller enn en utflating for høye verdier av  $k_T$ , noe som kan tenkes å dempe tendensen til underestimering av diffus stråling som måte 2 viser. Denne modellen krever flere inputvariable enn Erbs et al.-korrelasjonen, noe som gjør den mer presis, men også mer komplisert å anvende.

Når begge fremgangsmåtene benyttes for de øvrige datasettene viser Tabell 5-3 at estimert andel diffus stråling ved måte 1 konsekvent ligger ca. 20 prosentpoeng høyere enn estimert andel diffus stråling ved måte 2. Måte 1 gir med det diffuse andeler som er på høyde med eller høyere enn hva som kan forventes som diffus andel i Bergen, mens måte 2 gir diffuse andeler som er mer i overensstemmelse med diffus andel på Ås. Dette bidrar til å bekrefte at den antatt beste fremgangsmåten er måte 2. Selv om faktisk andel diffus stråling for disse

lokalitetene ikke er kjent, er det rimelig å anta at andel diffus stråling ligger nærmere diffus andel på Ås enn i Bergen. Dette fordi de aktuelle målestasjonene ligger i samme klimasone som Ås, mens Bergen tilhører en mer nedbørsrik klimasone, jf. Köppens klimaklassifisering (Köppen 2014).

#### 6.1.4 Diffus innstråling

Verdiene for diffus innstrålt energi pr. år i Figur 5-7, viser at variasjonen i mengden diffus innstråling i området er lavere enn variasjonen i global innstråling.

Når måledata fra de fem meteorologiske målestasjonene betraktes for seg viser Figur 5-7 at Gran har lavest diffus innstråling med 419 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens Ås har høyest diffus innstråling med 463 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Dette svarer til en variasjonsbredde på 44 kWh/m<sup>2</sup> pr. år og Ås har med det ca. 11 % høyere diffus innstråling enn Gran. Datasettet fra Ås er her det eneste datasettet som er basert på måledata. Datasettene for Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss er som tidligere beskrevet basert på estimat ved Erbs et al.-korrelasjonen, måte 2. Siden denne fremgangsmåten for Ås viste seg å underestimere diffus stråling for de fleste av årets måneder, kan det tenkes at de reelle verdiene for diffus innstråling for Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss er noe høyere enn angitt her.

De estimerte innstrålingsdataene fra de tre databasene viser mindre variasjon enn datasettene fra de fem meteorologiske målestasjonene, noe som er som forventet ut fra størrelsen på utvalget. Datasettet fra Meteororm 7.0 gir det laveste anslaget med 457 kWh/m<sup>2</sup> pr. år, mens datasettet fra Satel-Light gir det høyeste anslaget med 486 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Dette svarer til en variasjonsbredde på 29 kWh/m<sup>2</sup> pr. år og den høyeste verdien for diffus innstråling er med det ca. 6 % høyere enn den laveste verdien. De estimerte innstrålingsdataene viser også mindre variasjon for diffus stråling enn for global stråling, men også her er antall datasett lavere i det første tilfellet.

Verdiene for diffus innstrålt energi pr. måned i Figur 5-8 og Figur 5-9 viser at variasjonen mellom settene er størst for sommerhalvåret på samme måte som for global innstrålt energi pr. måned. Dette bekreftes av verdiene for variasjonsbredden gitt i Tabell 5-4. Dette er som forventet siden verdiene for diffus stråling i alle tilfeller, utenom Ås, er beregnet på bakgrunn av verdiene for global stråling, som viste samme tendens.

Figur 5-10 viser de samlede resultatene for innstrålt energi pr. år for både global og diffus innstråling, samt andelen diffus stråling for hvert datasett. Når måledata fra de fem meteorologiske målestasjonene betraktes for seg, er det tydelig at de tre lokalitetene med høyest global innstråling – Årnes, Hønefoss og Gran – har lavest andel diffus stråling. For alle tre ligger andelen diffus stråling på 46 %. Dette kan tyde på at disse tre lokalitetene opplever mer klarvær enn de to andre lokalitetene. Lokaliteten med lavest global innstråling, Roverud, har på sin side høyest andel diffus stråling. Ås har imidlertid omtrent samme global

innstråling som Gran, samtidig som andelen diffus stråling er 4 prosentpoeng høyere. To av de tre datasettene fra databaser, Satel-Light og STRÅNG, viser desidert høyest andel diffus stråling med 56 %. Alle verdiene er for øvrig av samme størrelsesorden som andel diffus stråling på Ås, og klart lavere enn andel diffus stråling i Bergen.

## 6.2 Teknologi og anvendelse

I dette avsnittet diskuteres resultatene tilknyttet bruk av solfangere i fjernvarme som ble presentert i avsnitt 5.2. Først behandles resultatene fra simuleringer med Fjernsol-PRO for tre ulike meteorologiske datasett, tre ulike solfangere, samt en lang rekke helningsvinkler og rekkeavstander. Deretter diskuteres plassbehovet ved ulike feltkonfigurasjoner, og en mulig oppstilling av solfangere i fjernvarme-traséen og på varmesentralens takarealer skisseres. Videre diskuteres resultatene fra simuleringer av varmeproduksjon pr. måned innenfor tilgjengelig areal, og hvilke følger dette har for samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov på månedsbasis. Til sist diskuteres resultatene fra simuleringer av varmeproduksjon pr. time, samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov på timesbasis, og muligheten for å redusere misforholdet ved hjelp av energilagring.

### 6.2.1 Simuleringer med Fjernsol-PRO

#### Meteorologiske data

Figur 5-11 viser at varmeproduksjonen for alle tre datasettene er ubetydelig i januar, februar, oktober, november og desember. Dette er som forventet. Av de resterende 7 månedene gir datasettet for Årnes klart høyest varmeproduksjon pr. solfangerareal for mars, mai, juni, juli og august, mens Meteonorm 7.0 ligger klart høyest for april. I september er forskjellen liten, men Meteonorm 7.0 gir noe høyere varmeproduksjon enn Årnes.

Sammenlikner man varmeproduksjonen i Figur 5-11 med verdiene for global innstråling pr. år i Figur 5-12, ser man et noe tilsvarende mønster, men med et tydelig avvik for juli. I juli er global innstråling omtrent lik for begge datasettene, mens varmeproduksjonen er klart høyere for Årnes sin del. Dette kan tyde på at forskjellen i diffus innstråling spiller en viktig rolle. Ser man tilbake på verdiene for diffus innstråling for juli i Figur 5-9, er det tydelig at datasettet for Årnes viser klart lavere verdi for diffus innstråling enn datasettet for Meteonorm 7.0. Den direkte innstrålingen er dermed tilsvarende høy, noe som bidrar positivt til varmeproduksjonen. Dette tilsier at det ved dimensjonering av solenergianlegg ikke bare er viktig å få gode lokale data for global innstråling, men også for diffus innstråling. Dersom estimerte verdier for diffus innstråling er høyere enn de faktiske verdiene, kan dette medføre anslag for varmeproduksjon som er lavere enn den faktiske varmeproduksjonen.

Tabell 5-5 viser at det er en betydelig forskjell i varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år for de ulike meteorologiske datasettene. Varmeproduksjonen er ca. 9,0 % høyere for Årnes enn for Meteonorm 7.0, og ca. 7,7 % lavere for Roverud enn for Meteonorm 7.0. Til sammenlikning viser Tabell 5-6 at global innstråling er ca. 6,1 % høyere for Årnes enn for Meteonorm 7.0, og ca. 3,5 % lavere for Roverud enn for Meteonorm 7.0. Varmeproduksjonen øker med det mer enn den globale innstrålingen. Dette kan skyldes at andelen diffus stråling er forskjellig mellom datasettene, med høyest verdi for Roverud og lavest verdi for Årnes. At varmeproduksjonen er så følsom for endring i innstrålt energi understreker behovet for gode lokale innstrålingsdata nok en gang.

Simuleringene med datasettet fra Meteonorm 7.0 er utført med høyere lufttemperaturer enn simuleringene med de to andre datasettene, siden datasettet for lufttemperatur fra Meteonorm 7.0 er uløselig knyttet til datasettet for innstråling fra samme datakilde, som nevnt i underavsnitt 4.2.2. Forskjellen i lufttemperatur er imidlertid små sammenliknet med middeltemperaturen på varmemediet i solfangerne, og det antas derfor at dette har liten innvirkning på resultatene.

### Type solfanger

Figur 5-13 og Figur 5-14 viser tydelig at solfangeren fra ARCON gir høyest varmeproduksjon for alle årets måneder, både med hensyn på solfangerareal og med hensyn på feltareal. Solfangeren fra S.O.L.I.D. kommer som nummer to, mens solfangeren fra SUNMARK kommer dårligst ut for alle årets måneder. Når resultatene sammenliknes med parameterne fra testsertifikatet for hver av solfangerne, som vist i Tabell 5-7, er den eneste mulige forklaringen at de to tapsfaktorene er lavest for ARCON og høyest for SUNMARK. Isolert sett skulle korreksjonsfaktoren for innfallsvinkel tilsi en omvendt rangering av solfangerne, siden en lav verdi her tilsier høye refleksjonstap, og i forhold til optisk virkningsgrad kommer solfangeren fra S.O.L.I.D. best ut.

Tabell 5-8 viser at for året sett under ett kommer solfangeren fra ARCON også en god del bedre ut enn de to andre solfangerne. I følge rapporten *Solvärme i fjärrvärmesystem* (Dalenbäck et al. 2013) anses det i Sverige som akseptabelt dersom et anlegg leverer mer enn 300 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal. Til sammenlikning leverer solfangeranlegg integrert i fjernvarme i Danmark som oftest mer enn 400 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal. De høye verdiene for Danmark skyldes blant annet bedre styring og lavere returtemperaturer i fjernvarmenettene. Flere av de svenske anleggene er lokalisert på breddegrader som tilsvarer Sør-Norge og 300 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal burde av den grunn også kunne forventes av norske anlegg. Det kan nevnes at solvarmeanlegget i Akershus Energipark utenfor Lillestrøm i løpet av sitt første driftsår leverte 4 057 MWh, noe som svarer til ca. 322 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal (Gundersen 2014).

Det må påpekes at disse simuleringene ikke nødvendigvis er utført med optimal helningsvinkel og rekkeavstand, og nye simuleringer på bakgrunn av dette vil kunne være mer rettferdig overfor de respektive solfangerne. Det er i tillegg

ytterligere muligheter for optimalisering av varmeproduksjonen knyttet til redusert temperatur inn i solfangerkretsen. Dette vil kunne øke ytelsen til alle tre solfangerne. I rapporten *Storskali solfjærrvarme* (Isaksson et al. 2002) anslås det at en reduksjon i middeltemperaturen til varmemediet i solfangeren på 5 grader kan gi en økning i energiutbyttet på 10 %.

### **Helningsvinkel og rekkeavstand**

Figur 5-15 viser at jo større rekkeavstanden er, jo høyere blir varmeproduksjonen pr. solfangerareal for alle helningsvinkler. Det er også tydelig at optimal helningsvinkel øker når rekkeavstanden øker. Plottet korresponderer med solfangeren fra ARCON, men verdiene for solfangerne fra SUNMARK og S.O.L.I.D. som er gitt i Vedlegg F gir tilsvarende resultat.

I Figur 5-15 er det verdt å merke seg at endringen i varmeproduksjonen pr. solfangerareal er forholdsvis beskjeden dersom man endrer helningsvinkelen med noen få grader rundt optimalpunktet. En endring i helningsvinkelen på  $\pm 3^\circ$  rundt optimalpunktet gir i de fleste tilfeller ingen signifikant reduksjon i varmeproduksjon pr. solfangerareal. Tabell 5-9 viser at optimal helningsvinkel for solfangerne fra ARCON ligger i området 36 – 39 grader, for solfangerne fra SUNMARK i området 37 – 41 grader, og for solfangerne fra S.O.L.I.D. i området 36 – 39 grader, gitt en rekkeavstand i området 4,5 – 7,0 meter. Fordi man her er interessert i optimal varmeproduksjon for sommerhalvåret er dette de optimalpunktene som gir maksimal varmeproduksjon i perioden april til september.

I henhold til *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman 2013) vil optimal helningsvinkel generelt sett være 10 – 15 grader mindre enn breddegraden for et anlegg som dimensjoneres for å levere mest mulig varme på sommeren. For Gardermoen som ligger ved ca.  $60^\circ\text{N}$  tilsier dette en optimal helningsvinkel på 45 – 50 grader. De optimale helningsvinklene gitt ved simuleringer med Fjernsol-PRO er med det betydelig mindre enn teorien tilsier, men ligger stort sett i samme område som for de ti eksisterende anleggene vist i underavsnitt 2.2.5. Ett av disse anleggene er lokalisert i Norge ved ca.  $60^\circ\text{N}$  med en helningsvinkel på 41 grader, men de øvrige ni anleggene er lokalisert i Danmark ved ca.  $55^\circ\text{N}$  med helningsvinkler 30 – 40 grader. Alle de ti anleggene har med det en helningsvinkel på sine solfangerer som er mindre enn teorien tilsier.

I henhold til Tabell 5-9 viser solfangeren fra ARCON klart bedre ytelse for alle rekkeavstander enn de to andre solfangerne, og solfangeren fra SUNMARK kommer fortsatt dårligst ut. På bakgrunn av de foregående simuleringene vil det teknisk sett være hensiktsmessig å velge en solfanger med tilsvarende virkningsgrads-parametere fra testsertifikatet som solfangeren fra ARCON, men ytelsen må også sees i sammenheng med pris. Økonomiske vurderinger ligger imidlertid utenfor denne masteroppgavens avgrensning.

Figur 5-15 viser at det er mest å hente på å øke rekkeavstanden når rekkeavstanden i utgangspunktet er liten, siden avstanden mellom nivåkurvene

for rekkeavstand suksessivt blir mindre når rekkeavstanden øker. Dette bekreftes av verdiene i Tabell 5-9, som angir varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september. Tabell 5-9 viser at en økning i rekkeavstanden fra 4,5 meter til 5,0 meter, gir en økning i varmeproduksjonen på 1 – 2 %, mens en økning i rekkeavstanden fra 6,0 meter til 6,5 meter, gir en økning i varmeproduksjonen på 0,2 – 0,3 %, for perioden april til september. En ytterligere økning i rekkeavstanden gir en enda mindre økning i varmeproduksjon pr. solfangerareal. Dette tilsier at det valgte simuleringsintervallet for rekkeavstand burde kunne avgrenses til en øvre rekkeavstand på 6,0 meter. Solvarmeanlegget i Akershus Energipark utenfor Lillestrøm har til sammenlikning en rekkeavstand på 5,0 meter (Holm 2014), mens solvarmeanleggene i Rise og Marstal begge har en rekkeavstand på 4,5 meter (Ulberg 2005). Dette gir en viss pekepinn, men det er vanskelig å finne informasjon om rekkeavstanden for mange nok anlegg til å kunne si noe generelt om hva som er den mest brukte løsningen i eksisterende anlegg.

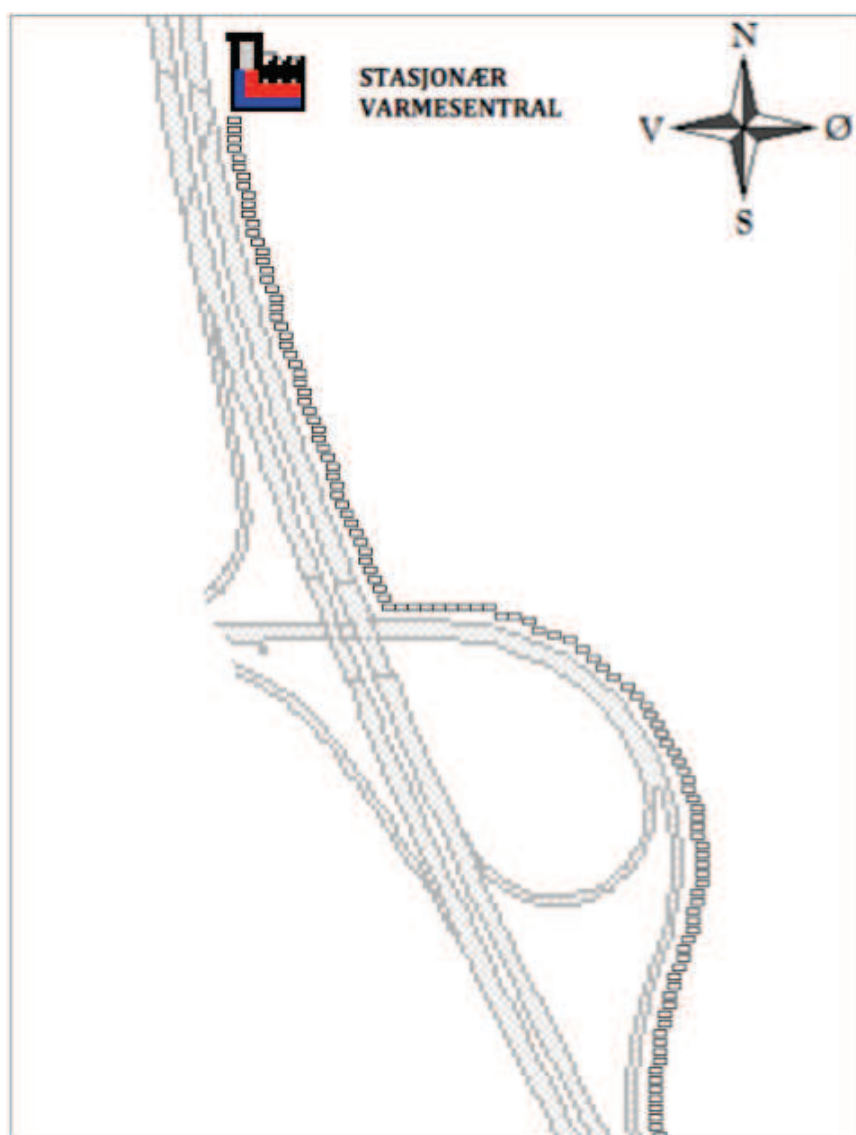
Figur 5-16 viser at jo større rekkeavstanden er, jo lavere blir varmeproduksjonen pr. feltareal for alle helningsvinkler. Valg av rekkeavstand blir som forventet en avveining mellom god utnyttelse av solfangerarealet og god utnyttelse av tilgjengelig feltareal. Er de tilgjengelige arealene ubegrensede og kostnadsfrie vil det i utgangspunktet være mest rasjonelt å gå for høyest mulig varmeproduksjon pr. solfangerareal, altså størst mulig rekkeavstand. Her må man imidlertid ta høyde for kostnadene knyttet til lengre rør og større tap. Er de tilgjengelige arealene begrenset vil det i utgangspunktet være mest rasjonelt å gå for høyest mulig varmeproduksjon pr. feltareal. Her må man på sin side se på kostnadene ved å plassere flere solfangere inn på et avgrenset område, og sammenlikne dette med hvor mye varmeproduksjonen øker for hver ekstra solfanger. For takarealenes del vil det i tillegg være andre faktorer som spiller inn og som begrenser valgfriheten i forhold til rekkeavstanden. Dette kan for eksempel være plasseringene av skyggeelementer og andre faste installasjoner. I denne masteroppgaven gjøres det ingen lønnsomhetsvurdering rundt integreringen av et solvarmeanlegg, og valg av rekkeavstand for bakkemontert anlegg er derfor et tema som krever grundigere gjennomgang enn det det er anledning til å dekke her. En rekkeavstand i området 4,5 – 6,0 meter anses imidlertid som mest aktuelt. For takmontert anlegg søkes det å få plass til flest mulig solfangere innenfor det gitte arealet, og også her avgrenses rekkeavstanden til intervallet 4,5 – 6,0 meter.

### **Plassbehov ved ulike feltkonfigurasjoner**

Langs fjernvarme-traséen vil det bare være plass til én solfanger i bredden, av de typene solfangere som er diskutert i denne masteroppgaven. Traséen er i utgangspunktet rundt 13 meter bred, men fordi det alltid må være nok plass til å transportere reparasjonsmaterieell langs traséen, vil bredden som kan utnyttes i realiteten være noe lavere. Her antas traséen å være 8 meter bred. Tabell 5-10 viser at solfangeren fra S.O.L.I.D. er den som best utnytter bredden av traséen, siden denne solfangeren er noe bredere enn solfangeren fra ARCON. Dette gjør også at solfangerareal pr. feltdybde blir noe høyere for solfangeren fra S.O.L.I.D enn for solfangeren fra ARCON. På den andre siden er varmeproduksjon pr.

solfangerareal størst for solfangeren fra ARCON, og hvilken effekt som er sterkest gjenstår å se. Dette behandles videre i neste delavsnitt.

Tabell 5-11 viser at det for en rekkeavstand mellom 4,5 – 6,0 meter er plass til mellom 182 – 242 solfangere innenfor fjernvarme-traséens areal, når arealet som kan forventes utnyttet er på ca. 9,6 daa. Dette anslaget baserer seg på en antagelse om at fjernvarme-traséen følger en rett linje mot sør i 1,2 km, noe den i realiteten ikke gjør, og faktisk antall vil derfor kunne avvike noe. Figur 6-1 viser en skisse for hvordan disse solfangerne tenkes plassert. Fordi området er langt og smalt inkluderes kun første del av traséen i illustrasjonen. I Figur 6-1 er alle detaljer i området rundt varmesentralen fjernet, med unntak av veibanen forbi varmesentralen og trafikkmaskinen ca. 300 meter lengre sør. De inntegnede solfangerne er ikke riktig skalert. På de første 300 meterne ligger fjernvarme-traséen noe lavere enn selve veibanen, og avstanden mellom traséen og veien er ca. 10 meter. Hvorvidt dette kan gi problemer ved brøyting av snø ut i de lavereliggende kantarealer må vurderes nærmere, men behandles ikke her.



Figur 6-1: Skisse over tenkt plassering av solfangere langs første del av fjernvarme-traséen. Veibanen og trafikkmaskinen sees til venstre for rekken med solfangere. De inntegnede solfangerne er ikke riktig skalert.



Den skisserte plasseringen av solfangerne i Figur 6-1 gir et solfangerfelt som er svært langt og smalt, med forholdsvis omfattende rørkoblinger. Dette fremstår som en noe utypisk feltkonfigurasjon sammenliknet med eksisterende bakkemonterte anlegg. Disse er gjerne oppstilt i blokker som vist i underavsnitt 2.2.6. Hvorvidt et langt og smalt anlegg lar seg gjennomføre med tanke på trykkfall i de omfattende rørkoblingene krever en mer detaljert gjennomgang enn det er anledning til å dekke her.

Videre diskuteres takarealene. På takflate 1 (B: 9,6 meter, D: 9,9 meter) er det plass til kun én solfanger i bredden av valgfri type (ARCON eller S.O.L.I.D.). Simuleringene tilsier at det også kun er plass til én solfanger i dybden, siden minste feltdybde for feltkonfigurasjon B er på 10 meter som vist i Tabell 5-12. Feltdybden er her beregnet som antall rekker ganger rekkeavstanden, pluss 10 %. Dette innebærer at det er satt av like mye plass bak den bakerste solfangeren som mellom solfangerne. Bak den bakerste solfangeren er ikke skygging noe tema, og det kan tenkes at man her kan redusere feltdybden noe. Når man plasserer en solfanger som er ca. 2,5 meter høy med 40 graders helning, vil den projiserte høyden av denne solfangeren ned på bakken dekke en feltdybde på ca. 2 meter. I tillegg må man muligens sette av noe plass til rørutføringer på toppen, samt noe plass til å bevege seg bak solfangeren for eventuelle reparasjoner. Dersom man antar at 3 meter feltdybde er nok for den bakerste solfangeren kan man i Tabell 5-12 trekke fra 1,5 meter ved rekkeavstand 4,5 meter, 2,0 meter ved rekkeavstand 5,0 meter osv. Som vist i kapittel 3 er det på takflate 1 montert en ventilator på den nordøstlige siden. Det er dessverre uklart hvor mye areal denne legger beslag på. Gitt at denne ikke bygger mer enn 1,4 meter i dybden, vil det på takflate 1 være plass til to solfangere i dybden med 4,5 meters rekkeavstand, av valgfri type.

Takflate 2 (B: 25,8 meter, D: 8,2 meter) og takflate 3 (B: 27,2 meter, D: 10,2 meter) henger sammen, og kan betraktes som én flate med samlet dybde på 18,4 meter. På takflate 2 er det plass til tre solfangere i bredden fra S.O.L.I.D, mest sannsynlig fire solfangere fra ARCON, mens på takflate 3 er det i bredden plass til tre solfangere fra S.O.L.I.D eller fire solfangere fra ARCON, som vist i Tabell 5-13 og Tabell 5-14. Med en samlet takdybde på 18,4 meter er det i utgangspunktet plass til tre solfangere i dybden som vist i Tabell 5-13. Dersom man også her antar at 3 meter feltdybde er nok for den bakerste solfangeren kan man i Tabell 5-14 trekke fra 1,5 meter ved rekkeavstand 4,5 meter, og få plass til fire solfangere i dybden. En kompliserende faktor her er at det på takflate 2 er montert tre ventilatorer, samt et vertikalt rør. Det foreligger ikke nøyaktige målinger av disse elementenes plassering, men fire solfangere i dybden er nok noe optimistisk. Med kun tre solfangere i dybden vil det ikke bare være lettere å få plass rent fysisk, men det vil også gjøre det mulig å unngå å plassere solfangere med fronten veldig nær skyggeelementene. Tre solfangere i dybden svarer til rekkeavstand på i overkant av 6,0 meter, dersom man antar at 3 meter feltdybde er nok for den bakerste solfangeren.

På takflate 4 (B: 26,8 meter, D: 13,3 meter) er det i bredden plass til tre solfangere fra S.O.L.I.D eller fire solfangere fra ARCON, som vist i Tabell 5-13 og Tabell 5-14. Denne takflaten ligger på nordsiden av bygningen med takflate 3, og

takflate 4 ligger omtrent tre meter lavere enn takflate 3. Samtidig ligger takflaten nordvest for bygningen med takflate 5, og omtrent fem meter lavere enn takflate 5. Disse bygningene gir noe skygge på takflate 4 gjennom dagen, og eventuelle solfangere på toppen av takflate 3 og 5 vil bidra med enda mer skygge. På takflate 4 kan man muligens greie å presse inn tre solfangere i dybden, som vist i Tabell 5-13, men spørsmålet blir da hvor godt man får utnyttet solfangerne i den fremste rekken som blir stående med fronten veldig nært veggen på bygningen foran. Siden det i simuleringene ikke er mulig å legge inn skyggeeffekter fra omkringliggende elementer, er det vanskelig å undersøke hvilken innvirkning de to bygningene som skygger for takflate 4 har på varmeproduksjonen. Uansett så vil det mest sannsynlig være bedre å kun ha to solfangere i dybden på dette taket, men dette krever en mer detaljert gjennomgang enn det er anledning til å dekke her.

På takflate 5 (B: 16,2 meter, D: 20,6 meter) er det plass til to solfangere i bredden av valgfri type, som vist i Tabell 5-12. I dybden bør det være plass til fire solfangere som vist i Tabell 5-14. I forhold til rekkeavstand vil man med det kunne oppnå en maksimal rekkeavstand på 5 meter, dersom man antar at 3 meter feltdybde er nok for den bakerste solfangeren.

Bygningen med takflate 6 som er plassert på nordsiden av bygningen med takflate 5, er en god del mindre og ligger nesten 10 meter lavere enn takflate 5. Denne takflaten vil derfor stort sett ligge i skyggen, og betraktes som uegnet for oppføring av solfangere. Samlet takareal som kan forventes utnyttet er med det på ca. 1,3 daa.

Det kan være rimelig å anta at man benytter én og samme solfangerleverandør for alle takflatene. Oppsummert kan man da forvente at det av solfangeren fra ARCON er plass til:

- $1 \times 2 = 2$  solfangere på takflate 1.
- $4 \times 3 = 12$  solfangere på takflate 2 og takflate 3 til sammen.
- $4 \times 2 = 8$  solfangere på takflate 4.
- $2 \times 4 = 8$  solfangere på takflate 5.

Totalt 30 solfangere (samlet solfangerareal på 376 m<sup>2</sup>).

En skisse for hvordan solfangerne fra ARCON tenkes plassert er vist i Figur 6-3. De inntegnede solfangerne er ikke riktig skalert.



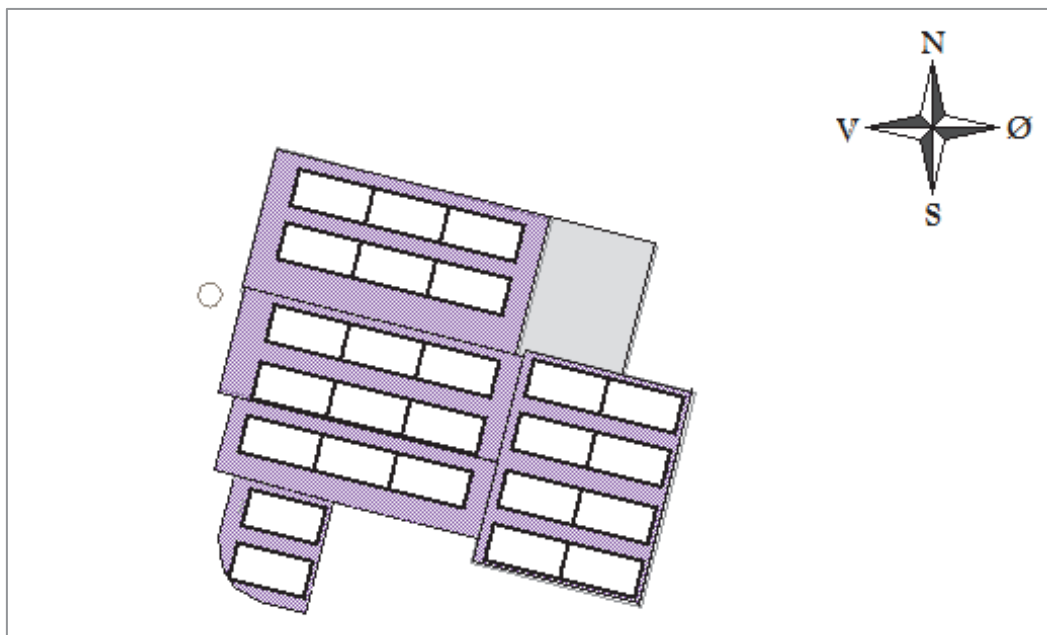
Figur 6-2: Skisse over tenkt plassering av 30 solfangere på varmesentralens takarealer. De inntegnede solfangere er ikke riktig skalert, men er av tilsvarende størrelse som solfangere fra ARCON.

Tilsvarende kan man forvente at det for solfangeren fra S.O.L.I.D. er plass til:

- $1 \times 2 = 2$  solfangere på takflate 1.
- $3 \times 3 = 9$  solfangere på takflate 2 og takflate 3 til sammen.
- $3 \times 2 = 6$  solfangere på takflate 4.
- $2 \times 4 = 8$  solfangere på takflate 5.

Totalt 25 solfangere (samlet solfangerareal på  $381 \text{ m}^2$ ).

En skisse for hvordan solfangerne fra S.O.L.I.D. tenkes plassert er vist i Figur 6-2. De inntegnede solfangerne er ikke riktig skalert.



Figur 6-3: Skisse over tenkt plassering av 25 solfangere på varmesentralens takarealer. De inntegnede solfangerne er ikke riktig skalert, men er av tilsvarende størrelse som solfangerne fra S.O.L.I.D.

Mekaniske egenskaper til takflatene og selve innfestingen i taket behandles ikke her og må utredes nærmere av byggeteknisk konsulent.

### **Varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal**

For fjernvarme-traséens del viser Tabell 5-15 og Tabell 5-16 at solfangerne fra S.O.L.I.D. gir størst varmeproduksjon for alle månedene i sommerhalvåret. Til tross for at solfangeren fra ARCON har høyere varmeproduksjon pr. solfangerareal, er det altså effekten ved bedre utnyttelse av feltbredden for solfangeren fra S.O.L.I.D. som er dominerende. Med solfangeren fra ARCON kan man som vist i Tabell 5-15, forvente å hente ut 745 – 942 MWh pr. år innenfor fjernvarme-traséens areal. Med solfangeren fra S.O.L.I.D. kan man, som vist i Tabell 5-16, forvente å hente ut 828 – 1 042 MWh pr. år innenfor fjernvarme-traséens areal. Dette svarer til en forskjell på 83 – 100 MWh pr. år, i S.O.L.I.D. sin favør.

Disse verdiene er basert på en antagelse om at fjernvarme-traséen følger en rett linje mot sør i 1,2 km. Fordi traséen i realiteten går i en bue rundt trafikkmaskinen, som beskrevet i kapittel 3, vil antall solfangere kunne avvike noe. På grunn av fasongen til fjernvarme-traséen kan det også tenkes at solfangerne skygger mindre for hverandre enn det som er lagt til grunn her. På den andre siden er disse verdiene basert på en forutsetning om at alle trær som skygger for solfangerne fjernes. Videre er det antatt at traséen er 8 meter bred hele veien, men som beskrevet i kapittel 3 smalner traséen i et kort parti ved trafikkmaskinen inn til en bredde på ca. 7 meter. Solfangeren fra S.O.L.I.D. vil i utgangspunktet være for bred for dette partiet slik feltbredden her er definert, men solfangeren i seg selv er ikke mer enn i overkant av 7 meter bred. En mer detaljert undersøkelse av rørkoblingene rundt solfangeren og det aktuelle partiet av traséen vil kunne løse dette problemet.

På bakgrunn av resultatene fra disse simuleringer vil det teknisk sett være hensiktsmessig å velge en solfanger tilsvarende solfangeren fra S.O.L.I.D., for å best mulig kunne utnytte fjernvarme-traséens areal, men til syvende og sist vil det igjen være prisen som avgjør hvilken type solfanger det er fornuftig å installere.

For takarealets del viser Tabell 5-17 og Tabell 5-18 at solfangerne fra ARCON gir størst varmeproduksjon for alle månedene i sommerhalvåret. Med 30 solfangere fra ARCON kan man, som vist i Tabell 5-17, forvente å hente ut 122 MWh pr. år innenfor samlet takareal. Med 25 solfangere fra S.O.L.I.D. kan man som vist i Tabell 5-18, forvente å hente ut 114 MWh pr. år innenfor samlet takareal. Dette svarer til en forskjell på 8 MWh pr. år i ARCONs favør.

Disse verdiene er basert på en antagelse om at taket på varmesentralen består av én stor takflate som er ca. 40 meter bred og ca. 30 meter dyp. Verdiene er også basert på en forutsetning om at alle trær som skygger for solfangerne fjernes. Andre elementer som bidrar til skyggeeffekter er til en viss grad tatt høyde for, ved at man ser for seg å ikke plassere solfangere med fronten tett opptil disse elementene. Verdiene er videre basert på simuleringer av solfangere med en

orientering lik  $0^\circ$ , altså rett mot sør. Ideelt sett skulle simuleringene vært utført med en orientering på  $12^\circ$ , siden hele bygningsmassen er orientert langs en nordøst-sørvest-akse med en vinkel på ca.  $12^\circ$  vest for sør som beskrevet i kapittel 3. I henhold til *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman 2013) har et avvik i orienteringen på  $10^\circ$  til  $20^\circ$  vekk fra sør liten betydning, uten at det tallfestes nærmere hvor stor eller liten denne effekten er.

På bakgrunn av resultatene fra disse simuleringer vil det teknisk sett være hensiktsmessig å velge en solfanger tilsvarende solfangeren fra ARCON for å best mulig kunne utnytte samlet takareal, men også her vil det være prisen som avgjør hvilken type solfanger det er fornuftig å installere.

Når det ble antatt at én og samme solfangerleverandør benyttes for bakkemontert og takmontert anlegg, viser Tabell 5-19 at man totalt sett kan forvente å hente ut 867 – 1 064 MWh pr. år med solfangere fra ARCON, og 941 – 1 156 MWh pr. år med solfangere fra S.O.L.I.D. Dette viser at det er solfangerne fra S.O.L.I.D. som gir den beste utnyttelsen av samlet tilgjengelig areal på Gardermoen. Verdiane for varmeproduksjon pr. solfangerareal pr. år viser på sin side at det er solfangerne fra ARCON som gir best utnyttelse av solfangerarealet, med mer enn 300 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal for begge scenarier. For solfangerne fra S.O.L.I.D. ligger varmeproduksjonen for begge scenarier i underkant av 300 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal. Alt dette forutsetter at all produsert energi til enhver tid kan omsettes.

Resultatene i Tabell 5-19 er forøvrig også basert på en antagelse om at innstrålingen på Gardermoen er i overensstemmelse med verdiane fra Meteororm 7.0. Datasettet fra Meteororm 7.0 gir en verdi for global innstråling på 890 kWh/m<sup>2</sup> pr. år., noe som er middels høyt i forhold til hva man kan forvente av innstrålingen på Gardermoen. Simuleringer med to andre meteorologiske datasett som søker å dekke bredden av forventet innstråling ga resultatene som tidligere vist i Tabell 5-5. Dersom man antar at resultatene fra Tabell 5-5 lar seg overføre til Tabell 5-19, vil en 9,0 % økning i varmeproduksjonen, jf. datasettet fra Årnes, gi verdier for varmeproduksjon pr. år på 945 – 1 260 MWh. En 7,7 % reduksjon i varmeproduksjonen, jf. datasettet fra Roverud, gir på sin side verdier for varmeproduksjon år på 800 – 1 067 MWh. Usikkerheten i innstråling på Gardermoen vil ha følger for alle anslag knyttet til selve solvarmeproduksjonen, men vil ikke ha innvirkning på samlet solfangerareal.

Videre viser Tabell 5-19 at samlet solfangerareal for bakkemontert og takmontert anlegg fra ARCON ligger på 2 655 – 3 406 m<sup>2</sup>, og at samlet solfangerareal for bakkemontert og takmontert anlegg fra S.O.L.I.D. ligger på 3 153 – 4 067 m<sup>2</sup>. Størrelsesmessig vil et eventuelt solfangeranlegg på Gardermoen i alle tilfeller havner godt under topp 10 i forhold til andre storskala solvarmeanlegg i Europa som omtalt i kapittel 2. Samtidig er det, i henhold til databasen med oversikt over alle storskala solvarmeanlegg i Europa (*Plant Database* 2014), omtrent 20 anlegg av tilsvarende størrelse (2 500 – 4 500 m<sup>2</sup> solfangerareal). På grunn av breddegraden anses det som mer naturlig å sammenlikne resultatene fra foregående simuleringer med data fra anlegg i

Danmark eller Sverige, enn med data fra anlegg i for eksempel Østerrike eller Hellas. Sverige har imidlertid ingen anlegg i drift av den aktuelle størrelsen, mens 10 slike anlegg er i drift i Danmark. Videre havner 7 av de 10 anleggene inn under kategorien sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring, og disse er vist i Tabell 6-1. For de anleggene hvor det har vært mulig å finne informasjon om varmeproduksjon pr. solfangerareal er datagrunnlaget begrenset til ett års varmeproduksjon, fordi anleggene er forholdsvis nyetablerte.

Tabell 6-1: Sentraliserte anlegg med buffertank for døgnlagring i Danmark, av størrelse 2 500 – 4 235 m<sup>2</sup> aktivt solfangerareal. Rise, Ry og Hillerød er ikke inkludert da førstnevnte benytter sesonglager og de to sistnevnte ikke benytter noen form for varmelager. Informasjonen er hentet fra (Dalenbäck 2014; Hillerød 2014; Nordby 2014; Sandved-Tornemark 2014; Solvarmedata.dk 2014; Tversted 2014). Varmeproduksjon pr. solfangerareal er for Tim hentet fra perioden april 2013 – mars 2014, og for Feldborg og Skovlund fra perioden januar 2013 – desember 2013.

Sted	År	Aktivt solfangerareal (m <sup>2</sup> )	Antall moduler og produsent	Helningsvinkel	Varmeprod. pr. solfangerareal (kWh/år/m <sup>2</sup> )
Tim, Danmark	2013	4 235	308 SUNMARK	38°	464
Tversted, Danmark	2013	4 000	320 ARCON	38°	-
Feldborg, Danmark	2012	4 000	320 ARCON	38°	426
Sandved-Tornemark, Danmark	2012	3 893	311 ARCON	38°	-
Sig, Danmark	2013	3 479	253 SUNMARK	38°	-
Skovlund, Danmark	2012	2 970	216 SUNMARK	40°	429
Nordby (Samsø), Danmark	2002	2 500	200 ARCON	40°/35°	-

Tabell 2-1 viser at varmeproduksjon pr. solfangerareal i første driftsår for tre danske anlegg er betydelig høyere enn tilsvarende verdier gitt i Tabell 5-19. De tre danske anleggene har alle verdier som overstiger 400 kWh/år/m<sup>2</sup> solfangerareal, noe som er i overensstemmelse med informasjon fra rapporten *Solvärme i fjärrvärmesystem* (Dalenbäck et al. 2013). Tabell 2-1 viser videre at to av disse tre anleggene benytter solfangere fra SUNMARK, og at disse leverer like mye som solfangeren fra ARCON i det tredje anlegget. At solfangeren fra SUNMARK kom dårligst ut av de tre solfangerne som er vurdert i denne masteroppgaven kan ha sammenheng med de høye returtemperaturene i fjernvarmeanlegget på Gardermoen. Som tidligere nevnt skyldes de høye verdiene for varmeproduksjon pr. solfangerareal for Danmark blant annet lave returtemperaturer i fjernvarmenettene. Dersom man lykkes med å senke returtemperaturen også i fjernvarmeanlegget på Gardermoen, vil forskjellen i forventet ytelse for solfangerne fra ARCON, SUNMARK og S.O.L.I.D. kunne jevnes ut. Til sist kan det nevnes at også anleggene i Tabell 2-1 opererer med en helningsvinkel som er mindre enn teorien tilsier, jf. diskusjonen i underavsnitt 6.2.1.

## 6.2.2 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned

For anlegget på Gardermoen er intensjonen å dekke største mulig andel av varmebehovet på sommeren med solvarme, i den perioden biokjelene er avstengt. I henhold til rapporten *Storskalig solfjærrvarme* (Isaksson et al. 2002), tar man ved dimensjonering for sommerlast gjerne utgangspunkt i varmebehovet i juni, juli og august. Dette virker fornuftig også her, siden varmebehovet disse månedene er en god del lavere enn varmebehovet de øvrige månedene, som vist i Tabell 5-20 og Figur 5-17. Tabell 5-20 og Figur 5-17 viser at forventet varmeproduksjon innenfor tilgjengelig areal for alle fire scenarier er en god del lavere enn varmebehovet. Varmebehovet er desidert minst i juli, og nest minst i juni. Samlet varmeproduksjon er på sin side størst i juni, og nest størst i juli. Dette tilsier at man ikke kommer utenom utstrakt bruk av andre varmekilder, selv i de to månedene hvor misforholdet er minst. Dette bekreftes av verdiene for forventet dekningsgrad pr. måned, på bakgrunn av de samme fire anslagene for varmeproduksjon i Tabell 5-21. Tabell 5-21 viser at man for juni kan forvente en dekningsgrad på mellom 16 % og 23 % og for juli en dekningsgrad på mellom 17 % og 24 %. For sommeren som helhet (april – september) kan man forvente en dekningsgrad på mellom 7 % og 9 %.

Dette forutsetter imidlertid at energiene som produseres til enhver tid kan utnyttes, enten ved direkte omsetting eller ved lagring. Selv om sammenstillingen av varmeproduksjon og varmebehov pr. måned viser at varmebehovet i alle tilfeller overstiger varmeproduksjonen, er det ikke gitt at det samme er tilfelle time for time gjennom døgnet. Dersom energien ikke utnyttes, medfører ikke dette bare et direkte tap. Det medfører også at returtemperaturen i fjernvarmekretsen øker, noe som videre gir en økning i middeltemperaturen til varmemediet i solfangeren, slik at virkningsgraden og solvarmeproduksjon går ned (Isaksson et al. 2002).

Siden varmebehovet er minst i juni og juli samtidig som anslått varmeproduksjon i disse månedene er høyest, forventes det at et eventuelt misforhold mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time vil være størst i disse to månedene. For å kunne si noe om samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time må det gjennomføres simuleringer av varmeproduksjon på timesbasis for den aktuelle perioden. Dette behandles i neste underavsnitt.

## 6.2.3 Simuleringer med T\*SOL Expert

Figur 5-18, Figur 5-19, Figur 5-20 og Figur 5-21 viser samlet varmeproduksjon pr. time for 30 dager i juni, for de fire ulike anslagene for samlet varmeproduksjon. Alt i alt er disse figurene forholdsvis like. Dette er som forventet siden to og to av figurene er basert på sammen simulering, men hvor resultatet er ulikt skalert, og siden alle fire figurene er basert på samme meteorologiske datasett. I alle fire tilfellene er det en betydelig variasjon i

varmeproduksjon fra dag til dag, men mange dager har en jevnt høy varmeproduksjon hvor kurven ligger tett opp mot maksimumskurven.

Det mest interessante med disse kurvene er imidlertid ikke detaljene dag for dag, men hvor stor varmeproduksjon som kan forventes på en gjennomsnittlig dag og hvor stor den maksimale varmeproduksjon kan forventes å bli. Dette er interessant i forhold til samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time, og hvorvidt energien som produseres til enhver tid kan utnyttes ved direkte omsetning eller om det eksisterer et misforhold som må reduseres ved hjelp av energilagring. Dette behandles i neste underavsnitt.

#### **6.2.4 Samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time**

Varmebehovet pr. time for juni og juli varierer noe fra dag til dag, men følger stort sett samme mønster med en lasttopp tidlig på morgenen, som vist i Figur 5-22 og Figur 5-23.

Når middelveier for varmebehovet pr. time plottes sammen med middelveier for samlet varmeproduksjon pr. time i Figur 5-24 og Figur 5-25, er det tydelig at det ikke er behov for varmelagring så lenge varmebehovet og varmeproduksjonen holder seg rundt middelveiene. Skulle derimot et minimalt varmebehov falle sammen med en maksimal varmeproduksjon som vist i Figur 5-26 og Figur 5-27, så vil varmeproduksjonen for alle fire scenarier overstige varmebehovet og varmelagring må til.

Tabell 5-22 viser at misforholdet mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time, i tilfellene hvor et minimalt varmebehov faller sammen med en maksimal varmeproduksjon, er større i juli enn i juni måned. I juli måned kan man på det meste forvente å måtte lagre mellom 3,9 og 6,8 MWh, avhengig av type og antall solfangere. Dette svarer til en buffertank på mellom 168 m<sup>3</sup> og 294 m<sup>3</sup>, som vist i Tabell 5-23, med andre ord mellom 63 L/m<sup>2</sup> og 72 L/m<sup>2</sup> solfangerareal, som vist i Tabell 5-24. Dette er i overensstemmelse med anslag for størrelse på buffertank gitt i underavsnitt 2.2.4. Til sammenlikning er buffertanken ved Akershus Energipark på 1 200 m<sup>3</sup> (*Akershus EnergiPark* 2014), noe som tilsvarer ca. 95 L/m<sup>2</sup> solfangerareal. Denne buffertanken benyttes ikke bare til lagring av solvarme i sommerhalvåret, men er dimensjonert for å spille en rolle i utjevning av varmeproduksjonen gjennom hele året.

Det må her presiseres at størrelsen på buffertank gitt i Tabell 5-23 og Tabell 5-24 kun kan betraktes som en første tilnærming. Beregningene på bakgrunn av likning (12) er basert på antagelsen om et uniformt temperaturløft gjennom hele tanken på 20°C, noe som i praksis er vanskelig å oppnå. I henhold til underavsnitt 2.2.4 er en uniform temperaturfordeling gjennom tanken heller ikke ønskelig. Med en temperatursjiktning i tanken er temperaturen i nedre sjikt bestemt av returtemperaturen fra fjernvarmenettet. Temperaturen i øvre sjikt har på sin side en nedre grense gitt ved krav til temperatur levert ut på fjernvarmenettet og en øvre grense bestemt ved vanndamptrykket. I henhold til



rapporten *Storskalig solfjærrvarme* (Isaksson et al. 2002) er buffertanken vanligvis ikke trykksatt, og maksimumstemperaturen er begrenset til ca. 95°C for å unngå koking. I juli måned hvor misforholdet mellom varmeproduksjon og varmebehov er størst, er returtemperaturen i fjernvarmenettet på ca. 65°C og temperaturen levert ut på nettet ca. 87°C, jf. underavsnitt 3.1.3. Dette svarer til en temperaturdifferanse på 22 grader. Dersom man lykkes med å øke denne temperaturdifferansen kan man klare seg med en mindre buffertank enn det som er gitt i Tabell 5-23 og Tabell 5-24. Dette kan oppnås ved å øke temperaturen i øvre sjikt eller redusere temperaturen i nedre sjikt. En reduksjon av returtemperaturen i fjernvarmenettet vil imidlertid også gi økt varmeproduksjon ved at middeltemperaturen i solfangerne reduseres, og totaleffekten på buffertankstørrelsen er uklar. Ved beregning av størrelsen på buffertank er det heller ikke tatt høyde for varmetap fra buffertanken.

Usikkerheten i innstråling på Gardermoen vil også kunne ha følger for størrelsen på buffertanken, men hvilken effekt en eventuell økning eller reduksjon i global innstråling har på disse beregningene, er ikke nærmere undersøkt.

Beregningene av størrelse på buffertank er videre utført med tanke på å kun dekke opp for misforholdet mellom solvarmeproduksjon og varmebehov. Dersom man i stedet ønsker en buffertank som dimensjoneres for å jevne ut varmeproduksjonen gjennom hele året, vil denne måtte være større, jf. rapporten *Storskalig solfjærrvarme* (Isaksson et al. 2002).

Endelig dimensjonering av buffertank og detaljert informasjon om dynamikken mellom buffertanken og de øvrige komponentene i solvarmesystemet, krever mer utførlige simuleringer til enn det er anledning til å dekke innenfor denne masteroppgaven.

## 7 Konklusjon og videre arbeid

Det foretas ingen målinger av solinnstråling på Gardermoen. Derfor behandles i stedet fem datasett fra nærliggende målestasjoner og fire datasett med estimerte innstrålingsdata fra databaser. For måledata fra nærliggende målestasjoner er den høyeste globale innstrålingen ca. 10 % høyere enn den laveste. For estimerte innstrålingsdata er den høyeste verdien ca. 15 % høyere enn den laveste. Variasjonen i datasett fra ulike databaser er med det høyere enn variasjonen i datasett fra meteorologiske målestasjoner. Tidligere arbeider har vist en variasjon i globale innstrålingsdata fra ulike databaser på henholdsvis 17 % (Størdal 2013) og 12 % (Aase 2013).

To av de ni diskuterte datasettene ble forkastet. Datasettet fra Satel-Light ble forkastet på bakgrunn av en observasjonsperiode som er for kort til at middelveien kan forventes å representere det faktiske strålingsklimaet på Gardermoen. Datasettet fra Meteonorm 6.1 ble forkastet på bakgrunn av det betydelige avviket mellom de to datasettene fra Meteonorm, til tross for at begge bygger på data for en 20-årsperiode hvorav 15 år er overlappende.

De gjenværende sju datasettene viser at den globale innstråling på Gardermoen kan forventes å være alt fra 850–950 kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Det er vanskelig å skulle si noe nærmere om hvilke datasett for innstråling som er mest representative for strålingsklimaet på Gardermoen.

Også diffus innstråling varierer mellom datasettene, og lav verdi for global innstråling henger som regel sammen med høy verdi for diffus innstråling. Den diffuse strålingskomponenten er estimert for alle datasettene unntatt Ås. Andelen diffus stråling strekker seg fra 46 % til 56 %, og er med det av samme størrelsesorden som andel diffus stråling på Ås. Andel diffus stråling beregnet på bakgrunn av målinger fra perioden 1994–2013 ligger på ca. 50 %, og er i overenstemmelse med andel diffus stråling fra tidligere arbeider som er gjort på diffus stråling på Ås (Guldbrandsen & Tangen 1977; Olseth & Hegg 1982). Selv om faktisk andel diffus stråling for de øvrige lokalitetene ikke er kjent tilsier dette at estimatene treffer sånn noenlunde.

Siden det er vanskelig å skulle si noe om hvilke datasett for innstråling som er mest representative for strålingsklimaet på Gardermoen, er det utført simuleringer med tre ulike datasett. Disse søker å representere bredden av forventet global innstråling. Datasettet fra Meteonorm 7.0 har en verdi for global innstråling som er middels høy (890 kWh/m<sup>2</sup> pr. år), verdien for Årnes er 6,1 % høyere (944 kWh/m<sup>2</sup> pr. år), og verdien for Roverud er 3,5 % lavere (859 kWh/m<sup>2</sup> pr. år). Simuleringer av varmeproduksjon pr. år med Meteonorm 7.0 som referansesett, viser at 6,1 % høyere global innstråling gir 9,0 % høyere varmeproduksjon, mens 3,5 % lavere global innstråling gir 7,7 % lavere varmeproduksjon. Varmeproduksjonen endres med det mer enn endringen i global innstråling skulle tilsi, noe som kan skyldes forskjellen i andel diffus stråling mellom datasettene. Dette understreker behovet for gode lokale

innstrålingsdata og tilsier at det ved dimensjonering av solenergianlegg ikke bare er viktig å få gode lokale data for global innstråling, men også for diffus innstråling. Dersom estimerte verdier for diffus innstråling er høyere enn de faktiske verdiene, kan dette medføre anslag for varmemproduksjonen som er lavere enn den faktiske varmemproduksjonen. Dette kan igjen medføre at gode prosjekter ikke realiseres.

I den videre skisseringen av en mulig løsning i forhold til størrelse og plassering av solfangerfeltet er det benyttet innstrålingsdata med middels høye verdier (890 kWh/m<sup>2</sup> pr. år) i forhold til hva man kan forvente av årlig innstråling for Gardermoen. Usikkerheten i innstråling på Gardermoen vil imidlertid ha følger for alle anslag knyttet til selve solvarmemproduksjonen.

På bakgrunn av hvilke arealer som vurderes brukt på Gardermoen er den aktuelle løsningen å integrere solvarmen i et sentralisert system med innmating via varmesentralen. Det vurderes som fornuftig å ta utgangspunkt i de mest brukte løsningene for tilsvarende storskala solvarmeanlegg i Europa, noe som innebærer bruk av trykksatte plane solfangere med vann/glykol-blanding som varmemedium og oppføring av buffertank for døgnlagring. I henhold til underavsnitt 2.2.5 bør et solvarmeanlegget kobles inn mellom tur- og returrør i varmesentralen, samtidig som biokjelene og solvarmeanlegget bør parallellkobles ved integrering av solfangere i biofyrte anlegg med røykgasskondensering. Prinsippskissen for en slik integrering ble vist i underavsnitt 2.2.5.

En vurdering av tre ulike solfangere, én fra ARCON, én fra SUNMARK og én fra S.O.L.I.D., viser at solfangerne fra ARCON og S.O.L.I.D. er de mest aktuelle. Videre anslag gjelder derfor kun for disse to solfangerne. Disse to har noe lavere tapsfaktorer enn solfangeren fra SUNMARK, og med de høye driftstemperaturene som foreligger i fjernvarmeanlegget på Gardermoen ser dette ut til å være avgjørende. Dersom man lykkes med å senke returtemperaturen i fjernvarmeanlegget på Gardermoen, vil forskjellen i forventet ytelse for disse tre solfangerne kunne jevnes noe ut. En reduksjon i returtemperaturen anses også som et viktig tiltak for å øke solvarmemproduksjonen i et eventuelt anlegg.

Valg av rekkeavstand blir som forventet en avveining mellom god utnyttelse av solfangerareal og god utnyttelse av tilgjengelig feltareal, og økonomiske forhold må her tas med i betraktning. Fordi økonomiske betraktninger ligger utenfor masteroppgavens avgrensning overlates valg av rekkeavstand til senere vurderinger. En rekkeavstand i området 4,5 – 6,0 meter anses imidlertid som mest aktuelt. Optimal helningsvinkel for solfangerne fra både ARCON og S.O.L.I.D. ligger i området 36 – 39 grader, gitt en rekkeavstand på 4,5 – 6,0 meter. Laveste rekkeavstand korresponderer med minste helningsvinkel. Fordi man er interessert i optimal varmemproduksjon for sommerhalvåret, er dette de optimalpunktene som gir maksimal varmemproduksjon i perioden april til september. En endring i helningsvinkelen på ± 3° rundt optimalpunktet har imidlertid liten betydning.

*Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman 2013) angir en optimal helningsvinkel for maksimal sommerproduksjon som er 10 – 15 grader mindre enn breddegraden og de optimale helningsvinklene gitt ved simuleringer med Fjernsol-PRO er med det betydelig mindre enn teorien tilsier. En undersøkelse av til sammen 17 eksisterende solvarmeanlegg i fjernvarme viser på sin side at alle disse opererer med en helningsvinkel som er mindre enn teorien tilsier, og hvor helningsvinkelen stort sett ligger i samme område som ved simuleringer med Fjernsol-PRO.

Simuleringene viser at det for en rekkeavstand på mellom 4,5 – 6,0 meter, er plass til mellom 182 – 242 solfangere fra ARCON eller S.O.L.I.D. innenfor fjernvarme-traséens areal. For takarealenes del vurderes det å være plass til enten 30 solfangere fra ARCON eller 25 solfangere fra S.O.L.I.D., når man søker å få plass til flest mulig solfangere innenfor det gitte arealet. Simuleringene viser at solfangeren fra ARCON gir høyest varmeproduksjon pr. solfangerareal, mens det er solfangerne fra S.O.L.I.D. som gir den beste utnyttelsen av samlet tilgjengelig areal på Gardermoen.

Når man antar at én og samme solfangerleverandør benyttes for bakkemontert og takmontert anlegg, viser simuleringene at man kan forvente å hente ut 0,87 – 1,2 GWh pr. år, gitt et samlet solfangerareal i området 2,7 – 4,1 daa. Anslagene er basert på en forutsetning om at alle trær som skygger for solfangerne fjernes, og at all produsert energi til enhver tid kan omsettes.

Undersøkelsen av samsvaret mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. måned har vist at man ikke kommer utenom utstrakt bruk av andre varmekilder, selv i juni og juli hvor misforholdet er minst. For juni kan man forvente en dekningsgrad på mellom 14 % og 23 % og for juli en dekningsgrad på mellom 15 % og 24 %. Dette innebærer at el-kjelene fortsatt vil måtte levere en god del energi i løpet av sommeren. Misforholdet mellom varmeproduksjon og varmebehov pr. time er størst i juli måned hvor man på det meste forventer å måtte lagre mellom 3,9 MWh og 6,8 MWh. Som et første anslag for størrelse foreslås en buffertank på mellom 168 m<sup>3</sup> og 294 m<sup>3</sup>, noe som tilsvarer mellom 63 L/m<sup>2</sup> og 72 L/m<sup>2</sup> solfangerareal. Beregningene av størrelse på buffertank er utført med tanke på å kun dekke opp for misforholdet mellom solvarmeproduksjon og varmebehov sommerstid.

Denne masteroppgaven inkluderer ikke lønnsomhetsvurderinger, og dette vil være et naturlig neste steg i arbeidet rundt integreringen av solfangere i fjernvarmeanlegget på Gardermoen. Oppgaven går heller ikke inn i detaljer på koblinger, dimensjonering og optimalisering ved ulike systemløsninger, noe det også vil være naturlig å behandle nærmere i et videre arbeid. Videre er det mye gjort innen temaet ressurskartlegging, spesielt i forhold til hvor stor den globale og den diffuse innstrålingen kan forventes å være på steder hvor innstrålingsmålinger mangler. En validering av estimerte innstrålingsdata fra ulike databaser er spesielt interessant, med tanke på hvor betydelig variasjonen er mellom innstrålingsdata fra ulike databaser for samme lokalitet.

## 8 Litteraturliste

- Advanced User Guide*. (2014). Satel-Light. Tilgjengelig fra: <http://www.satel-light.com/indexgA.htm> (lest 26.02.14).
- Aguado, E. & Burt, J. B. (2009). *Understanding Weather and Climate*. 5. utg. Upper Saddle River, New Jersey, USA: Pearson Education, Inc.
- Akershus EnergiPark*. (2014). Akershus Energi. Tilgjengelig fra: [http://www.akershusenergi.no/pages/akershus\\_energipark](http://www.akershusenergi.no/pages/akershus_energipark) (lest 23.03.14).
- Areal og utforming*. (2014). Akershus Energi. Tilgjengelig fra: [http://www.akershusenergi.no/kunder/ae/cms.nsf/\\$all/CBF53B7BB7C0804EC1257AF700346DAC](http://www.akershusenergi.no/kunder/ae/cms.nsf/$all/CBF53B7BB7C0804EC1257AF700346DAC) (lest 23.03.14).
- Aune, B. (2013). *Energi gradtall 2013 (Kommentarer til beregning av energi gradtall 2013)*. Enova: Meteo Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/radgivning/naring/kundenare-radgivere/bygningsnettverket/graddagstall/290/0/> (lest 01.03.2014).
- Byrkjedal, Ø., Løvholm, A. L. & Liléo, S. (2013). Resource mapping of solar energy - An overview of available data in Norway, KVT/OB/2013/R046: Kjeller Vindteknikk. 55 s.
- Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc.
- Climate data*. (2014a). Valentin Software. Tilgjengelig fra: <http://www.valentin-software.com/en/support-service/faq/allgemein/climate-data-delivered-programme-shows-different-values-compared-those> (lest 26.03.14).
- Climate Data and Data Related Products*. (2014b). World Meteorological Organization. Tilgjengelig fra: [http://www.wmo.int/pages/themes/climate/climate\\_data\\_and\\_products.php](http://www.wmo.int/pages/themes/climate/climate_data_and_products.php) (lest 24.04.14).
- Dalenbäck, J.-O. (2013a). An Emerging Option - Grid-Connected Solar Heat. *EuroHeat & Power*, 10 IV: 30-33.
- Dalenbäck, J.-O. (2013b). An Emerging Option - Solar District Heating and Cooling. *EuroHeat & Power*, 10 III: 26-29.
- Dalenbäck, J.-O., Lennermo, G., Andersson-Jessen, P.-E. & Kovacs, P. (2013). Solvarme i fjärrvarmesystem.
- Dalenbäck, J.-O. (2014). *European Large-scale solar heating (and cooling) plants > 350 kWth/ 500 m2 coll. area. type-2.pdf*, S.-.-S. (red.). Received on e-mail from Jan-Olof Dalenbäck 22.03.14 s.
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4. utg. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc.
- e-Klima*. (2014). Meteorologisk institutt. Tilgjengelig fra: [http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?\\_pageid=73,39035,73\\_39049&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL) (lest 05.02.2014).
- Energi gradtall og temperaturkorrigering*. (2014). Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.klimakommune.enova.no/popups/bba/BBAGradtall.aspx> (lest 05.03.2014).

- Erbs, D. G., Klein, S. A. & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation. *Solar Energy*, 28 (4): 293-302.
- Extracting STRÅNG data.* (2014). Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut. Tilgjengelig fra: <http://strang.smhi.se/extraction/index.php> (lest 25.03.14).
- Grimenes, A. A. (2014). *Om FAGKLIM: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.* Tilgjengelig fra: <http://www.umb.no/fagklim/artikkel/om-fagklim> (lest 05.02.14).
- Guldbrandsen, A. & Tangen, P. O. (1977). Solstråling i Norge *Meteorological Report Series - University of Bergen.* 44 s.
- Gundersen, B. D. (2014). (Personlig kommunikasjon med Informasjonsdirektør Bjørn Dag Gundersen ved Akershus Energi AS 28.04.14).
- Hagen, L. (2011). *Measured, Modelled and Satellite Derived Solar Radiation in Scandinavia.* Masteroppgave. Bergen: University of Bergen, Geophysical Institute. 78 s.
- Hillerød kommune.* (2014). ARCON Solar A/S. Tilgjengelig fra: [http://www.arcon.dk/referencer v2/Fjernvarme decentralt/Hillerod.aspx?sc\\_lang=da](http://www.arcon.dk/referencer v2/Fjernvarme decentralt/Hillerod.aspx?sc_lang=da) (lest 23.04.14).
- Historiske graddagstall.* (2014). Enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/radgivning/naring/kundenare-radgivere/bygningsnettverket/graddagstall/historiske-graddagstall/290/429/> (lest 01.03.2014).
- Hole, H. (2014). (Personlig kommunikasjon med overingeniør Halvard Hole ved Bioforsk 24.04.14).
- Holm, L. (2014). (Personlig kommunikasjon med Maskinmester Leo Holm ved SUNMARK Solutions A/S 28.04.14).
- Honsberg, C. & Bowden, S. (2014a). *Calculation of Solar Insolation:* pveducation.org. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/calculation-of-solar-insolation> (lest 07.02.14).
- Honsberg, C. & Bowden, S. (2014b). *Sun Position Calculator:* pveducation.org. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/sun-position-calculator> (lest 23.01.2014).
- Honsberg, C. & Bowden, S. (2014c). *The Sun's Position:* pveducation.org. Tilgjengelig fra: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/suns-position> (lest 18.02.2014).
- Isaksson, H., Zinko, H., Bernestål, A., Andersson, P.-E. & Calminder, B. (2002). *Storskalig solfjærrvarme - Generella förstudier - Etapp 1:* Energimyndigheten. Tilgjengelig fra: [http://www.energimyndigheten.se/Global/Forskning/Bygg/Storskalig\\_solfj%C3%A4rrv%C3%A4rme.pdf](http://www.energimyndigheten.se/Global/Forskning/Bygg/Storskalig_solfj%C3%A4rrv%C3%A4rme.pdf) (lest 11.03.2014).
- Kroken, S. (2009). *Stråling og energi: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.* Tilgjengelig fra: <http://www.umb.no/fagklim/artikkel/straling-og-energi> (lest 05.02.14).
- Köppens klimaklassifikasjon.* (2014). Meteorologisk institutt. Tilgjengelig fra: [https://metlex.met.no/wiki/Köppens\\_klimaklassifikasjon#Klimaundertyper](https://metlex.met.no/wiki/Köppens_klimaklassifikasjon#Klimaundertyper) (lest 25.04.14).

- LandbruksMeteorologisk Tjeneste*. (2014). Bioforsk. Tilgjengelig fra: <http://lmt.bioforsk.no> (lest 05.02.14).
- Liu, B. Y. H. & Jordan, R. C. (1963). The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors. *Solar Energy*, 7 (53).
- Measurement stations*. (2014). Meteotest. Tilgjengelig fra: <http://meteonorm.com/products/meteonorm/stations/> (lest 25.03.14).
- Miedaner, O. & Pauschinger, T. (2012). *Categories of solar heating systems*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-6-1\\_Categories\\_version2.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-6-1_Categories_version2.pdf) (lest 18.01.2014).
- Nielsen, J. E. (2012). *Feasibility study*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-2-3\\_FeasibilityStudy\\_version6.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-2-3_FeasibilityStudy_version6.pdf) (lest 30.01.2014).
- Nordby Mårup fjernvarme*. (2014). ARCON Solar A/S. Tilgjengelig fra: <http://www.arcon.dk/sitecore/content/ARCON/Home/referencer/v2/Varmevaerker/Nordby.aspx> (lest 23.04.14).
- Olseth, J. A. & Hegg, K. (1982). Ei samanlikning av solstrålingsklimaet i og Ås og Bergen. *Meldinger fra Norges landbrukshøgskole*, 61 (16): 23.
- Olseth, J. A. & Skartveit, A. (1992). Solstrålingsklimaet i Norge. *Vær og klima*, 1: 37-43.
- Olseth, J. A. (2014). (Personlig kommunikasjon med førsteamanuensis Jan Asle Olseth ved Geofysisk institutt, Universitetet i Bergen 24.04.14).
- Orgill, J. F. & Hollands, K. G. T. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 19 (4): 357-359.
- Pedersen, L. (2007). *Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems*. Doctoral thesis. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, Department of Energy and Process Engineering. 241 s.
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J. & Steward, R. (1990). Modelling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. *Solar Energy*, 44 (271).
- Philibert, C. (2011). *Solar Energy Perspectives*: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar\\_Energy\\_Perspectives2011.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf) (lest 23.01.2014).
- Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants*. (2014). Solar District Heating. Tilgjengelig fra: <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> (lest 20.01.2014).
- Reference Solar Spectral Irradiance: ASTM G-173*. (2014). National Renewable Energy Laboratory. Tilgjengelig fra: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/ASTMG173/ASTMG173.html> (lest 26.01.2014).
- Reindl, D. T., Beckman, W. A. & Duffie, J. A. (1990a). Diffuse Fraction Correlations. *Solar Energy*, 45 (1): 1-7.
- Reindl, D. T., Beckman, W. A. & Duffie, J. A. (1990b). Evaluation of Hourly Tilted Surface Radiation Models. *Solar Energy*, 45 (9).
- Remund, J., Müller, S., Kunz, S., Huguenin-Landl, B., Schmid, C. & Schilter, C. (2013a). *meteonorm - Global Meteorological Database - Handbook Part I: Software*: Meteotest. Tilgjengelig fra:

- [http://meteonorm.com/fileadmin/user\\_upload/mn\\_7/mn7\\_software.pdf](http://meteonorm.com/fileadmin/user_upload/mn_7/mn7_software.pdf) (lest 26.02.14).
- Remund, J., Müller, S., Kunz, S., Huguenin-Landl, B., Schmid, C. & Schilter, C. (2013b). *meteonorm - Global Meteorological Database - Handbook Part II: Theory*: Meteotest. Tilgjengelig fra: [http://meteonorm.com/fileadmin/user\\_upload/mn\\_7/mn7\\_theory.pdf](http://meteonorm.com/fileadmin/user_upload/mn_7/mn7_theory.pdf) (lest 26.02.14).
- Rosvold, K. A. (2010). *Nærvarme*: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/n%C3%A6rvarme> (lest 18.01.2014).
- Rosvold, K. A. (2013). *Fjernvarme*: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/fjernvarme> (lest 18.01.2014).
- Sandved-Tornemark kraftvarmeværk*. (2014). Arcon Solar A/S. Tilgjengelig fra: <http://www.arcon.dk/referencer/v2/Varmevaerker/Sandved-TornemarkKraftvarmevaerk.aspx> (lest 23.04.14).
- Schmidt, T., Mangold, D. & Müller-Steinhagen, H. (2004). Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. *Solar Energy*, 76 (1-3): 165-174.
- Schmidt, T. (2012). *Storage*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-7-2\\_Storage\\_version3.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-7-2_Storage_version3.pdf) (lest 24.01.2014).
- Schubert, M. (2012). *Control Strategies*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-6-3\\_Control\\_version2.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-6-3_Control_version2.pdf) (lest 30.01.2014).
- Skartveit, A. & Olseth, J. A. (1987). A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 38 (4): 271-274.
- The Solar Keymark Database*. (2014). European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF). Tilgjengelig fra: <http://solarkey.dk/solarkeymarkdata/qCollectorCertificates/ShowQCollectorCertificatesTable.aspx> (lest 07.03.2014).
- Solvarmedata.dk*. (2014). Tilgjengelig fra: <http://www.solvarmedata.dk> (lest 20.03.14).
- STRÅNG - a mesoscale model for solar radiation*. (2014). Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut. Tilgjengelig fra: <http://strang.smhi.se> (lest 25.03.14).
- Størdal, A. M. (2013). *PV System Design and Yield Simulations for a Farm in Rygge Municipality*. Masteroppgave. Ås: Norwegian University of Life Sciences, Department of Mathematical Sciences and Technology. 88 s.
- Súri, M., Huld, T. A., Dunlop, E. D. & Ossenbrink, H. A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81 (10): 1295-1305.
- Sørensen, P. A. (2012a). *Solar heat combined with other fuels*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-2-1\\_CombOtherFuels\\_version4.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-2-1_CombOtherFuels_version4.pdf) (lest 23.03.14).
- Sørensen, P. A. (2012b). *Where to place the collectors*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-2-2\\_WhereToPlace\\_version3.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-2-2_WhereToPlace_version3.pdf) (lest 24.01.2014).



- Technology Roadmap - Solar Heating and Cooling*. (2012). International Energy Agency. Tilgjengelig fra: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar\\_Heating\\_Cooling\\_Roadmap\\_2012\\_WEB.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Heating_Cooling_Roadmap_2012_WEB.pdf) (lest 18.01.2014).
- Trier, D. (2012a). *Solar collectors*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-7-1\\_SolarCollectors\\_version3.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-7-1_SolarCollectors_version3.pdf) (lest 18.01.2014).
- Trier, D. (2012b). *Temperature variations*. Solar district heating guidelines: Solar District Heating. Tilgjengelig fra: [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3\\_FS-8-1\\_TempVariations\\_version3.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-8-1_TempVariations_version3.pdf) (lest 09.04.14).
- Trier, D. (2014). *SV: Masteroppgave om solfangere og fjernvarme* (e-post til Reidun M. Romundstad 04.02.14).
- Tversted kraftvarmeværk*. (2014). Arcon Solar A/S. Tilgjengelig fra: <http://www.arcon.dk/referencer/v2/Varmevaerker/Tversted.aspx> (lest 23.04.14).
- Ulbjerg, F. (2005). Store solvarmeanlæg med høje dækningsgrader: SolEnergiCenteret, Teknologisk Institut. 40 s.
- Utaaker, K. (1991). *Mikro- og lokalmeteorologi - Det atmosfæriske miljø på liten skala*. Bergen, Norge: Alma Mater forlag A/S.
- Aase, G. K. F. (2013). *Rekåa hybridkraftverk - produksjonssimuleringer og forslag til regulering av et PV-anlegg i kombinasjon med et vannkraftverk*. Masteroppgave. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap, Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT). 93 s.

# **9 Vedlegg**

**Vedlegg A – Gradtallsmetoden**

**Vedlegg B – Manipulering av meteorologiske data**

**Vedlegg C – Statistikk**

**Vedlegg D – Testsertifikat**

**Vedlegg E – Detaljerte resultat, ressursgrunnlag**

**Vedlegg F – Detaljerte resultat, simuleringer**

## Vedlegg A – Gradtallsmetoden

Gradtallsmetoden er en metode som benyttes for å temperaturkorrigere energiforbruket i en bygningsmasse for en gitt periode, opp mot en normalperiode. Gradtallet for en gitt måned svarer til summen av alle døgns avvik mellom faktisk døgnmiddeltemperatur og en referansetemperatur på 17°C. (Aune 2013) Dersom døgnmiddeltemperaturen er på for eksempel 10°C er gradtallet for dette døgnet 7. Dersom døgnmiddeltemperaturen er på 17°C eller høyere er gradtallet lik null.

Temperaturkorrigert energiforbruk  $Q_{korr}$  beregnes ved følgende likning:

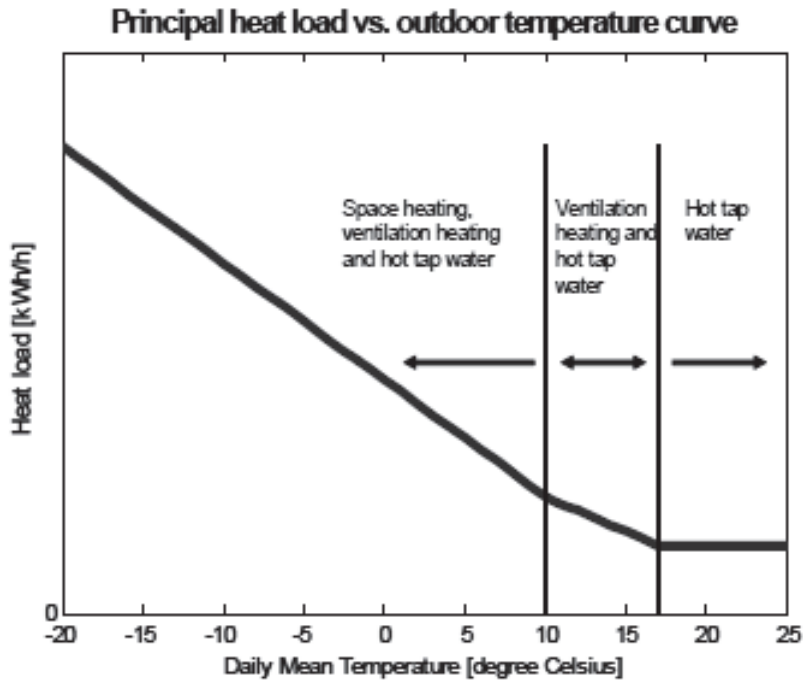
$$Q_{korr} = Q_{ukorr}(1 - k) + Q_{ukorr} \cdot k \cdot \frac{\text{gradtall normalperiode}}{\text{gradtall gjeldende periode}} \quad [\text{MWh}] \quad (15)$$

hvor  $Q_{ukorr}$  er ukorrigert energiforbruk og  $k$  angir andelen av energiforbruket som antas å være temperaturavhengig for hver måned. (*Enova - energi gradtall og temperaturkorrigering* 2014).

### Temperaturavhengig andel på Gardermoen

Det samlede energiforbruket fra fjernvarme på Gardermoen går til to formål: varmtvann og romoppvarming. Generelt sett kan man anta at energiforbruket til varmtvann er konstant gjennom hele året, mens energiforbruket til romoppvarming er avhengig av utetemperaturen og må temperaturkorrigeres. Temperaturavhengig andel faller derfor sammen med andelen av det samlede energiforbruket som går til romoppvarming.

For å finne temperaturavhengig andel for hver måned kan vi anta at det er en sammenheng mellom energiforbruk til varmeformål og døgnmiddeltemperatur som vist i Figur 9-1



Figur 9-1: Energiforbruk til varmemål som funksjon av døgnmiddeltemperatur. (Pedersen 2007)

Figur 9-1 viser at for dager hvor døgnmiddeltemperaturen overstiger 17°C går hele energiforbruket til å dekke varmtvann. Når man antar at energiforbruket til varmtvann er konstant gjennom hele året, kan man hente ut forbruksdata for disse dagene og la middelverdien være representativt for det daglige varmtvannsforbruket.

Temperaturavhengig andel  $k$  for hver måned er gitt ved følgende likning:

$$k = 1 - \frac{\text{varmtvannsforbruk pr. dag} * \text{antall dager pr. måned}}{\text{totalt varmeforbruk pr. måned}} \quad (16)$$

Døgnmiddeltemperaturer for månedene april – september i 2012 hentes ut fra databasen eKlima (eKlima 2014). I denne periodene er det totalt tolv dager hvor døgnmiddeltemperaturen overstiger 17°C. Fra produksjonsdataene for 2012 hentes det ut verdier for produsert energi pr. dag (MWh) for disse tolv dagene. Middelverdien for disse dagene viser et daglig energiforbruk til varmtvann på ca. 22 MWh. Likning (16) gir oss videre verdier for temperaturavhengig andel av det totale varmeforbruket pr. måned på Gardermoen i 2012, som vist i Tabell 9-1.

Tabell 9-1: Temperaturavhengig andel av det totale varmeforbruket pr. måned på Gardermoen i 2012.

	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept
Temperaturavhengig andel $k$	0,86	0,66	0,39	0,31	0,35	0,65

## Gradtall Gardermoen

Gradtall for Gardermoen på månedsbasis for 2012 og for normalperioden 1981 – 2010 er hentet fra Enova sin nettside. Disse verdiene er vist i Tabell 9-2.

Tabell 9-2: Gradtall for Gardermoen for 2012, for normalperioden 1981 – 2010 og avvik i gradtall for 2012 relativt til normalperioden 1981 – 2010. Verdier er hentet fra Excel-filene "Stasjoner" og "Stasjonsnormaler" under "Graddagstall 2012" (*Enova - Historiske graddagstall 2014*).

	<b>2012</b>	<b>Normal 1981-2010</b>	<b>Avvik fra normal</b>
Januar	676	687	-11
Februar	619	624	-5
Mars	394	562	-168
April	412	390	22
Mai	211	219	-8
Juni	139	105	34
Juli	69	48	21
August	76	82	-6
September	213	209	4
Oktober	410	376	34
November	453	518	-65
Desember	741	670	71

## Vedlegg B – Manipulering av meteorologiske data

Måledata fra Meteorologisk Institutt's målestasjon på Gardermoen, Fagklims målestasjon på Ås og Bioforsks målestasjoner på Årnes, Roverud, Gran og Hønefoss inneholder i varierende grad feil, manglende verdier og andre uregelmessigheter. Mindre hull er tettet ved lineær interpolering, større hull og andre avvik er etterlatt blanke og er ikke tatt med i videre beregninger. Tabellene under angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik, verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. For temperaturdata er det ikke benyttet interpolering. For innstrålingsdata inkluderer interpolering både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten.

### Temperaturdata – Gardermoen

Tabell 9-3: Avvik i måledata for temperatur fra Meteorologisk Institutt's målestasjon på Gardermoen. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik.

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013	5			34	3	23	13				1	
2012		1		102	7		3					
2011	5	51	1	3	23	4	1	1				1
1999									3			
1998							5	1	3	2		
1997	1		13		4	2	1	3	1			
1995	1	1							1		2	
1991												
1990	1	13			1		3		1		1	
1988		1				1	1	2	1			
1987	1			1	2	1	1	3	2			
1986	2	1										
1985		1		1				1				
1984	1						1				1	
1983		1		1	1						1	3

## Global innstråling – Ås

Tabell 9-4: Avvik i måledata for global innstråling fra Fagklims målestasjon på Ås. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten.

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013												
2012												
2011												
2010									36 (0)			
2009												
2008	24 (0)	100 (0)										
2007												
2006								72 (0)				
2005												
2004												
2003	3 (0)											
2002												
2001												
2000	24 (0)											
1999	24 (0)											
1998												
1997												
1996					96 (0)							
1995										1 (1)		
1994	84 (0)	12 (0)		5 (5)			12 (0)	9 (0)		1 (1)		

## Diffus innstråling – Ås

Tabell 9-5: Avvik i måledata for diffus innstråling fra Fagklims målestasjon på Ås. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten.

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013												
2012												
2011												
2010									36 (0)			
2009												
2008	24 (0)	100 (0)										
2007											120 (0)	
2006								72 (0)				
2005												
2004												
2003	3 (0)											
2002												
2001												
2000	24 (0)		48 (0)									
1999	24 (0)											
1998												
1997					96 (0)							
1996												
1995										1 (1)		
1994	84 (0)	12 (0)		5 (5)			12 (0)	9 (0)		1 (1)		



## Global innstråling - Årnes

Tabell 9-6: Avvik i måledata for global innstråling fra Bioforsks målestasjon på Årnes. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten.

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013	18 (18)					4 (4)				4 (4)		1 (1)
2012						1 (1)		1 (1)			109 (0)	11 (11)
2011	1 (1)									1 (1)	6 (6)	
2010	1 (1)			1 (1)							1 (1)	
2009	39 (0)		1 (1)	6 (0)								
2008			1 (1)		1 (1)							43 (1)
2007			1 (1)	1 (1)	2 (2)							
2006												193 (1)
2005	3 (3)							1 (1)			2 (2)	6 (6)
2004	1 (1)		28 (0)			28 (0)					27 (10)	10 (10)
2003					21 (7)							
2002												53
2001		6 (6)				1 (1)	2 (2)	8 (2)		19 (0)	7 (1)	4 (4)
2000												15 (2)
1999				3 (3)						144 (0)		

## Global innstråling – Roverud

Tabell 9-7: Avvik i måledata for global innstråling fra Bioforsks målestasjon på Roverud. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten. (\* 8/3-9/3 2010 og 27/12-31/12 2003 er det registrert innstråling hele natten. Disse verdiene ble ikke fjernet, men forsvinner automatisk med kravet om at det for hver time skal være minst 10 måleverdier for at middelverdi skal beregnes.)

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013		1 (1)					2 (2)	97 (1)				
2012					3 (3)	1 (1)		1 (1)			49 (1)	
2011					2 (2)						7 (7)	3 (3)
2010			*									
2009				1 (1)						96 (0)		
2008			120 (0)	75 (0)				49 (1)		36 (0)	42 (0)	48 (0)
2007			235 (0)									
2006			110 (2)									
2005	60 (0)		12 (0)				89 (5)				2 (2)	
2004	25 (1)	8 (8)			1 (1)					2 (2)	13 (13)	6 (6)
2003	3 (3)											*
2002						36 (12)	2 (2)					4 (4)
2001												
2000												
1999					3 (3)							
1998				14 (0)								
1997												

## Global innstråling – Gran

Tabell 9-8: Avvik i måledata for global innstråling fra Bioforsks målestasjon på Gran. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten. (\* Frem til mai 2013 og hele året 2012 er det registrert innstråling hele natten. Disse verdiene ble ikke fjernet, men forsvinner automatisk med kravet om at det for hver time skal være minst 10 måleverdier for at middelverdi skal beregnes.)

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013	*	*	*	*	*							
2012	*	*	*	*	*	1 (1) *	*	*	*	*	*	*
2011		24 (0)		4 (0)								
2010	1 (0)		2 (2)							48 (0)		
2009				2 (0)		1 (1)						
2008		2 (2)										
2007			168 (0)						24 (0)	48 (0)		
2006												
2005	2 (2)										2 (2)	
2004	1 (1)	1 (1)									12 (12)	8 (8)
2003								1 (19)				
2002		13 (13)			3 (0)	2 (0)						
2001						2 (2)				7 (0)		
2000												
1999												
1998				14 (0)								
1997												

## Global innstråling - Hønefoss

Tabell 9-9: Avvik i måledata for global innstråling fra Bioforsks målestasjon på Hønefoss. Tabellene angir antall timer pr. måned pr. år hvor det foreligger avvik. Den første verdien angir totalt antall timer med avvik og verdien i parentes angir antall timer av total hvor interpolering er benyttet. Interpolering betegner her både interpolerte innstrålingsverdier på dagen og verdier satt til null der hvor det er registrert innstråling på natten. (\* For 1998 og 1999 er det for enkelte måneder registrert innstråling hele natten. Disse verdiene ble ikke fjernet, men forsvinner automatisk med kravet om at det for hver time skal være minst 10 måleverdier for at middelverdi skal beregnes.)

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
2013	1 (1)											
2012					3 (0)						1 (1)	
2011				1 (1)							1 (1)	
2010			2 (2)	120 (0)								
2009				4 (4)	1 (1)		1 (1)					
2008							1 (1)					
2007					8 (0)							
2006												
2005	2 (2)										1 (1)	
2004		5 (5)									11 (11)	12 (12)
2003												2 (2)
2002						1 (1)						
2001												
2000						1 (1)						
1999												
1998	*	*		24 (0)								
1997	*	*	*							*	*	*

## Vedlegg C – Statistikk

### Variasjonsbredde

Variasjonsbredde er et spredningsmål definert ved største observasjon minus minste observasjon.

### Middelavvik (MBD)

Middelavvik er et statistisk mål på hvor godt estimerte verdier samsvarer med faktiske verdier, og er definert ved følgende likning:

$$MBD = \frac{\frac{1}{n} \sum_1^n (\text{estimert verdi} - \text{målt verdi})}{\frac{1}{n} \sum_1^n (\text{målt verdi})} \cdot 100 \% \quad (17)$$

hvor  $n$  er antall måleverdier.

Dersom middelavviket er negativt underestimeres verdiene, dersom middelavviket er positivt overestimeres verdiene.

### Roten av midlere kvadratavvik (RMSD)

Roten av midlere kvadratavvik er et annet statistisk mål på hvor godt estimerte verdier samsvarer med faktiske verdier, og er definert ved følgende likning:

$$RMSD = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_1^n (\text{estimert verdi} - \text{målt verdi})^2}}{\frac{1}{n} \sum_1^n (\text{målt verdi})} \cdot 100 \% \quad (18)$$

hvor  $n$  er antall måleverdier.

# Vedlegg D – Testsertifikat

## ARCON Solar A/S: HT-SA 28-10



<b>Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate</b> Kurzfassung EN 12975 Test Ergebnisse, Anlage zum Solar KEYMARK-Zertifikat Synthèse des résultats d'essais selon EN 12975, annexe au certificat Solar KEYMARK				<b>Registration No.</b> Registernummer Numéro d'enregistrement Date / Datum / Date		011-7S1520 F 21.02.2011					
<b>Company / Firma / Société</b>		ARCON Solar A/S		<b>Country/Land/Pays</b>		Denmark					
<b>Street / Straße / Rue</b>		Skarping Nord 3		<b>Website</b>		www.arcon.dk					
<b>Postal Code, Place / PLZ, Ort / Code postal, Place</b>		9520 Skarping		<b>E-mail</b>		arcon@arcon.dk					
				<b>Tel. / Fax</b>		+45 9839 1477 / 2005					
<b>Collector Type / Kollektorbauart / type de capteur</b>				Flat plate / Flachkollektor / Capteur plan							
<b>To be roof integrated / Im Dach eingegliedert zu sein / pour être intégré dans le toit</b>				No / nein / non							
<b>Product name</b> Produktbezeichnung Modèle	<b>Aperture area</b> Aperturfäche Superficie de nitrie	<b>Gross length</b> Länge (à übermessen) Longueurs tout	<b>Gross width</b> Breite (à übermessen) largeur hors tout	<b>Gross height</b> Höhe (à übermessen) épaisseur hors tout	<b>Gross area</b> Bruttfläche Superficie hors tout	<b>Power output per collector unit</b> Leistung je Kollektormodul Puissance fournie par le capteur (note 1) G = 1000 W/m² T <sub>m</sub> -T <sub>a</sub> :					
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	
HT-SA 28-10	12.52 [m²]	2.275 [mm]	5.965 [mm]	140 [mm]	13.57 [m²]	10.067 [W]	9.739 [W]	9.043 [W]	8.292 [W]	7.488 [W]	
<b>Collector efficiency parameters related to aperture area</b> Kollektoreffizienzparameter bezogen auf die Aperturfäche (note 1) Paramètres de performances thermiques rapportées à la superficie de nitrie						$\eta_{0a}$	0.804	-			
						$\beta_{1a}$	2.564	W/(m²K)			
						$\beta_{2a}$	0.005	W/(m²K²)			
<b>Stagnation temperature / Stagnationstemperatur / Temperature de stagnation (note 2)</b>						$t_{st}$	°C				
<b>Effective thermal capacity / Effektive Wärmekapazität / Capacité thermique effective</b>						$c_{eff} = C/A_s$	6.88	kJ/(m²K)			
<b>Max. operation pressure / max. Betriebsdruck / pression d'opération de maximum (note 3)</b>						$p_{max}$	1000	kPa			
<b>Incidence angle modifiers <math>K_{\theta}(B)</math></b> Eintreffwinkelkorrekturfaktoren $K_{\theta}(B)$		$G_{opt}/G_{TOT}$		$\theta_T / \theta_c$	50°	70°	20°	30°	40°	60°	70°
		min max		$K_{\theta}(B_T)$	0.94	1.00	1.00	0.99	0.97	0.86	0.72
<b>Factor of angle of incidence <math>K_{\theta}(B)</math></b> $G_{opt}/G_{TOT}$ ; min/max while measuring / min/max während messen / min/max pendant qu'on mesure		0.10 0.23		$K_{\theta}(B_c)$	0.94	1.00	1.00	0.99	0.97	0.86	0.72
						<b>Optional values / Angaben optional / Données optionnelles</b>					
<b>Test Laboratory / Prüflaboratorium / Laboratoire d'essais</b>						TÜV Energie und Umwelt GmbH					
<b>Website</b>						www.eco-tuv.de					
<b>Test report id. number / Prüfberichtsnummer / numéro d'identification de rapport des essais</b>						2121477B EN P HTSA Report					
<b>Date of test report / Datum des Prüfberichts / date de rapport des essais</b>						14.02.2011					
<b>Perf. test method / Leistungstestmethode / méthode d'essai de performance</b>						EN 12975-2 6.1.4 (outdoor/außen/extérieur)					
<b>Comments of testing laboratory / Kommentare des Prüflaboratoriums / commentaires du laboratoire d'essais :</b>											
English											
Deutsch											
Français											
<b>Note 1</b>	<b>Test conditions</b> Prüfbedingungen conditions d'essais	<b>Fluid</b> Flüssigkeit Liquide	<b>Water</b> Wasser Eau	<b>Flow rate</b> Durchfluss Débit	0.036	<b>kg/s per m²</b>	 TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH Am Dreikönigstein D - 51105 Köln				
<b>Note 2</b>	<b>Irradiance / Bestrahlungsstärke / irradiance G = 1000 W/m²</b>										
<b>Note 3</b>	<b>Ambient temperature / Umgebungstemperatur / Temperature ambiante: t<sub>a</sub> = 30 °C</b>										
<b>Note 3</b>	<b>Given by manufacturer / Herstellerangaben / donnée par le fabricant</b>										

DIN CERTCO • Albinstraße 56 • 12103 Berlin

Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de

# SUNMARK A/S: GJ140A/ GJ140D.5



## Appendix to CERTIFICATE

Solar Keymark Licence No. SP 50 93 01

<b>Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate</b> Kurzfassung EN 12975 Test Ergebnisse, Anlage zum Solar KEYMARK-Zertifikat Synthèse des résultats d'essais selon EN 12975, annexe au certificat Solar KEYMARK				<b>Registration No.</b> Registernummer Numéro d'enregistrement Date / Datum / Date		SP 50 93 01 27-09-2010					
<b>Company / Firma / Société</b>		SUNMARK A/S		<b>Country/Land/Pays</b>		Denmark					
<b>Street / Straße / Rue</b>		Sankt Nicolai Gade 11		<b>Website</b>		www.sunmark.com					
<b>Postal Code, Place / PLZ, Ort / Code postal, Place</b>		DK-5700 Svendborg		<b>E-mail</b>		info@sunmark.com					
				<b>Tel. / Fax</b>		+45 62532610					
<b>Collector Type / Kollektorbauart / type de capteur</b>				Flat plate / Flachkollektor / Capteur plan							
<b>To be roof integrated / im Dach eingegliedert zu sein / pour être intégré dans le toit</b>				No / nein / non							
<b>Product name</b> Produktbezeichnung Modèle	<b>Aperture area</b> Aperturfäche Superficie d'entrée	<b>Gross length</b> Länge(Außenmaß) Longueurs tout	<b>Gross width</b> Breite (Außenmaß) largeur hors tout	<b>Gross height</b> Höhe (Außenmaß) épaisseur hors tout	<b>Gross area</b> Bruttofläche Superficie hors-tout	<b>Power output per collector unit</b> Leistung je Kollektormodul Puissance fournie par le capteur (note 1) G = 1000 W/m <sup>2</sup> T <sub>m</sub> -T <sub>a</sub> :					
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	
GJ140A / GJ140D.5	[m <sup>2</sup> ] 13.88	[mm] 5 690	[mm] 2 520	[mm] 222	[m <sup>2</sup> ] 15.02	[W] 11 142	[W] 10 645	[W] 9 527	[W] 8 242	[W] 6 790	
<b>Collector efficiency parameters related to aperture area</b> Kollektorleistungsparameter bezogen auf die Aperturfäche Paramètres de performances thermiques rapportés à la superficie d'entrée						{note 1}	$\eta_{10a}$	0.803	-		
							$\alpha_{1a}$	3.43	W/(m <sup>2</sup> K)		
							$\alpha_{2a}$	0.0145	W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )		
<b>Stagnation temperature / Stagnationstemperatur / Temperature de stagnation</b>						{note 2}	$t_{sig}$	184	°C		
<b>Effective thermal capacity / Effektive Wärmekapazität / Capacité thermique effective</b>							$C_{eff} = C/A_a$	8.028	kJ/(m <sup>2</sup> K)		
<b>Max. operation pressure / max. Betriebsdruck / pression d'opération de maximum</b>						{note 3}	$p_{max}$	800	kPa		
<b>Incidence angle modifiers <math>K_g(\theta)</math></b>		$G_{DIP}/G_{TOT}$		$\theta_T / \theta_L$	50°	10°	20°	30°	40°	60°	70°
<b>Einfallswinkelkorrekturfaktoren <math>K_g(\theta)</math></b>		min max		$K_g(\theta_T)$	0.97	0.999	0.996	0.992	0.983	0.945	0.895
<b>Facteur d'angle d'incidence <math>K_g(\theta)</math></b>		0.09 0.50		$K_g(\theta_L)$	0.97	0.999	0.996	0.992	0.983	0.945	0.895
$G_{DIP}/G_{TOT}$ : min&max while measuring / min&max während messen / min&max pendant qu'essayant											
<b>Testing Laboratory / Prüflaboratorium / Laboratoire d'essais</b>						SP Technical Research Inst. of Sweden					
<b>Website</b>						www.sp.se					
<b>Test report id. number / Prüfberichtsnummer / numéro d'identification de rapport des essais</b>						P6 04789					
<b>Date of test report / Datum des Prüfberichts / date de rapport des essais</b>						09-07-2007 rev 27-10-2008					
<b>Perf. test method / Leistungstestmethode / méthode d'essai de performance</b>						EN 12975-2 6.3 (outdoor/außen/extérieur)					
<b>Comments of testing laboratory / Kommentare des Prüflaboratoriums / commentaires du laboratoire d'essais :</b>											
English: The heat loss coefficient $\alpha_{1a}$ is including wind 3.0 m/s. The collector efficiency $\eta_0$ is weighted from 85% F'(τ <sub>0</sub> ) <sub>en</sub> * K <sub>θ</sub> (15°) and 15% F'(τ <sub>0</sub> ) <sub>en</sub> * K <sub>θ</sub> d (Symbols according to EN 12975-2:2006).											
Deutsch											
Français											
Note 1	<b>Test conditions</b>	<b>Fluid</b>	<b>Water</b>	<b>Flow rate</b>	0.020	<b>kg/s per m<sup>2</sup></b>					
	<b>Prüfbedingungen</b>	<b>Flüssigkeit</b>	<b>Wasser</b>	<b>Durchfluss</b>							
Note 2	<b>Irradiance / Bestrahlungsstärke / Irradiance</b>	<b>G<sub>s</sub>=1000 W/m<sup>2</sup></b>									
	<b>Ambient temperature / Umgebungstemperatur / Temperature ambiante</b>	<b>t<sub>a</sub>=30 °C</b>									
Note 3	<b>Given by manufacturer / Herstellerangaben / donnée par le fabricant</b>										

Version 0.2.6, 04-02-2008

Appendix Page 1 (1)

SP Technical Research Institute of Sweden

Postal address Phone / Fax Reg. number E-mail / Internet  
SP, Box 857 +4610 516 50 00 556464-6874 info@sp.se  
SE-501 15 Borås +4633 13 55 02 www.sp.se  
SWEDEN

This certificate may not be reproduced other than in full, except with the prior written approval by SP.  
For more information of Solar Keymark visit: www.estif.org/solarkeymark/regcol.php

# S.O.L.I.D. GmbH: Gluatmugl HT 4,2 m<sup>2</sup>/ 16,7 m<sup>2</sup>



<b>Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate</b> Kurzfassung EN 12975 Test Ergebnisse, Anlage zum Solar KEYMARK-Zertifikat Synthèse des résultats d'essais selon EN 12975, annexe au certificat Solar KEYMARK	<b>Registration No.</b> Registernummer Numéro d'enregistrement	011-7S839 F
	<b>Date / Datum / Date</b>	08.03.2011

<b>Company / Firma / Société</b> S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design GmbH	<b>Country/Land/Pays</b> Austria
<b>Street / Straße / Rue</b> Puchstraße 85	<b>Website</b> www.solid.at
<b>Postal Code, Place / PLZ, Ort / Code postal, Place</b> 8020 Graz	<b>E-mail</b> office@solid.at
	<b>Tel. / Fax</b> +43 316/292840

**Collector Type / Kollektorbauart / type de capteur** Flat plate / Flachkollektor / Capteur plan

**To be roof integrated / im Dach eingegliedert zu sein / pour être intégré dans le toit** Yes / ja / oui

Product name Produktbezeichnung Modèle	Aperture area Aperturfläche Superficie d'entrée [m <sup>2</sup> ]	Gross length Länge/Außenmaß Longueurs hors tout [mm]	Gross width Breite (Außenmaß) largeur hors tout [mm]	Gross height Höhe (Außenmaß) epaisseur hors tout [mm]	Gross area Bruttofläche Superficie hors-tout [m <sup>2</sup> ]	Power output per collector unit Leistung je Kollektormodul Puissance fournie par le capteur {note 1} G = 1000 W/m <sup>2</sup> Tm-Ta :				
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K
						[W]	[W]	[W]	[W]	[W]
Gluatmugl HT 4,2 m <sup>2</sup>	3,85	2.050	2.076	170	4,26	3.117	3.009	2.769	2.499	2.196
Gluatmugl HT 16,7 m <sup>2</sup>	15,23	2.363	7.173	179	16,95	12.351	11.923	10.974	9.901	8.704

<b>Collector efficiency parameters related to aperture area</b> Kollektorleistungsparameter bezogen auf die Aperturfläche Paramètres de performances thermiques rapportées à la superficie d'entrée	{note 1}	η <sub>0a</sub> 0,811 - α <sub>1a</sub> 2,710 W/(m <sup>2</sup> K) β <sub>2a</sub> 0,010 W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )
---	----------	---

<b>Stagnation temperature / Stagnationstemperatur / Temperature de stagnation</b>	{note 2}	t <sub>stg</sub> 197,0 °C
---	----------	---------------------------

<b>Effective thermal capacity / Effektive Wärmekapazität / Capacité thermique effective</b>	c <sub>eff</sub> = C/Aa 7,05 kJ/(m <sup>2</sup> K)
---	--

<b>Max. operation pressure / max. Betriebsdruck / pression d'opération de maximum</b>	{note 3}	p <sub>max</sub> 1000 kPa
---	----------	---------------------------

<b>Incidence angle modifiers K<sub>g</sub>(θ)</b> Einfallswinkelkorrekturfaktoren K <sub>g</sub> (θ) Facteur d'angle d'incidence K <sub>g</sub> (θ)	G <sub>DIF</sub> /G <sub>TOT</sub> min max	θ <sub>r</sub> / θ <sub>i</sub> K <sub>g</sub> (θ <sub>r</sub> )	50°	10°	20°	30°	40°	60°	70°
			0,06 0,2	K <sub>g</sub> (θ <sub>i</sub> )	0,96				

G<sub>DIF</sub>/G<sub>TOT</sub>: min&max while measuring / min&max während messen / min&max pendant qu'essayant

Optional values / Angaben optional / Données optionnelles

<b>Testing Laboratory / Prüflaboratorium / Laboratoire d'essais</b>	ÖFPZ Arsenal Ges.m.b.H.
---	-------------------------

<b>Website</b>	www.ait.ac.at
----------------	---------------

<b>Test report id. number / Prüfberichtsnummer / numéro d'identification de rapport des essais</b>	2.04.00667.1.0-2- LT(1) / 2.04.00667.1.0-2 QT(1)
--	--

<b>Date of test report / Datum des Prüfberichts / date de rapport des essais</b>	29.06.2009
--	------------

<b>Perf. test method / Leistungstestmethode / méthode d'essai de performance</b>	EN 12975-2 6.1.5 (indoor/innen/intérieur)
--	---

Comments of testing laboratory / Kommentare des Prüflaboratoriums / commentaires du laboratoire d'essais :

Note 1	Test conditions Prüfbedingungen conditions d'essais	Fluid Flüssigkeit Liquide	Water Wasser Eau	Flow rate Durchfluss Débit	0,018	kg/s per m <sup>2</sup>	Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal Ges.m.b.H. A-1210 Wien, Giefinggasse 2 Tel.: +43(0)50 550-0 Fax: +43(0)50 550-6666
Note 2	Irradiance / Bestrahlungsstärke / Irradiance G <sub>s</sub> =1000 W/m <sup>2</sup> Ambient temperature / Umgebungstemperatur / Temperature ambiante: t <sub>a</sub> =30 °C						
Note 3	Given by manufacturer / Herstellerangaben / donnée par le fabricant						

DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin  
 Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de



## Vedlegg E – Detaljerte resultat, ressursgrunnlag

### Lufttemperatur

Tabell 9-10: Månedlig middelerverdi og årsmiddel for lufttemperatur (°C) på Gardermoen fra tre ulike datasett.

	<b>MET</b>	<b>Meteonorm 7.0</b>	<b>Månedsnormal 1961- 1990</b>
Januar	-4,8	-3,6	-7,2
Februar	-4,6	-4,1	-7,1
Mars	4,2	-0,9	-2,3
April	2,4	5,1	2,8
Mai	10,5	10,5	9,4
Juni	12,2	14,4	14,1
Juli	14,8	16,6	15,2
August	14,7	15,6	13,9
September	9,9	11,1	9,3
Oktober	3,8	5,2	4,7
November	1,9	1,1	-1,5
Desember	-6,9	-3,3	-5,7
Årsmiddel	4,9	5,6	3,8

### Global innstråling

Tabell 9-11: Global innstråling fra ulike datasett gitt ved innstrålt energi pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>).

	<b>ÅS</b>	<b>ÅRNES</b>	<b>ROVERUD</b>	<b>GRAN</b>	<b>HØNEFOSS</b>	<b>METEONORM 7.0</b>	<b>SATEL- LIGHT</b>	<b>STRÅNG</b>
Jan	10	9	7	6	9	7	8	8
Feb	26	29	22	25	28	22	24	24
Mar	70	76	69	76	74	65	63	64
Apr	100	107	103	109	106	113	92	99
Mai	149	152	141	151	153	147	146	140
Jun	159	166	152	163	164	162	137	148
Jul	157	154	141	151	157	155	155	135
Aug	123	123	113	120	123	103	123	108
Sep	74	77	66	74	74	74	70	70
Okt	34	34	30	33	34	32	32	34
Nov	12	12	10	9	11	9	10	12
Des	6	6	5	3	5	4	5	5

### Estimering av diffus innstråling

Tabell 9-12: Samsvaret mellom estimerte og faktiske verdier for diffus innstråling på Ås angitt ved middelavviket (MBD).

	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Apr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Okt</b>	<b>Nov</b>	<b>Des</b>
MBD (%) - Måte 1	7	10	24	38	44	44	46	46	48	34	11	-1
MBD (%) - Måte 2	-13	-15	-10	-6	-1	0	3	5	3	-7	-13	-16

Tabell 9-13: Samsvaret mellom estimerte og faktiske verdier for diffus innstråling på Ås angitt ved roten av midlere kvadratavvik (RMSD).

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
RMSD (%) - Måte 1	45	46	59	65	68	64	68	74	86	78	58	36
RMSD (%) - Måte 2	45	43	36	26	26	22	24	27	32	36	46	48

## Diffus innstråling

Tabell 9-14: Diffus innstråling fra ulike datasett gitt ved innstrålt energi pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>).

	ÅS	ÅRNES	ROVERUD	GRAN	HØNEFOSS	METEONORM 7.0	SATEL- LIGHT	STRÅNG
Jan	8	6	5	4	6	5	6	6
Feb	19	14	13	12	14	14	16	14
Mar	37	32	32	31	32	31	36	33
Apr	53	48	49	48	48	52	56	52
Mai	69	66	68	65	66	72	72	74
Jun	75	73	74	72	72	76	79	83
Jul	72	72	74	70	71	81	82	79
Aug	58	58	60	56	57	56	67	63
Sep	37	37	39	35	36	39	39	40
Okt	21	18	20	17	18	20	21	20
Nov	9	7	7	6	7	7	8	7
Des	5	4	3	3	3	3	4	4

## Vedlegg F – Detaljerte resultat, simuleringer

### Simuleringer med Fjernsol-PRO

#### Meteorologiske data

Tabell 9-15: Varmeproduksjonen pr. solfangerareal pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>) for tre ulike datasett.

	<b>Meteonorm 7.0</b>	<b>Årnes</b>	<b>Roverud</b>
Januar	0	5	0
Februar	1	2	0
Mars	24	28	22
April	46	39	37
Mai	52	56	51
Juni	57	61	55
Juli	55	61	53
August	38	53	47
September	31	30	20
Oktober	6	4	1
November	0	0	0
Desember	0	0	0
TOTAL	311	339	287

#### Type solfanger

Tabell 9-16: Varmeproduksjonen pr. solfangerareal pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>) for tre ulike solfangere.

	<b>ARCON</b>	<b>SUNMARK</b>	<b>S.O.L.I.D.</b>
Januar	0	0	0
Februar	1	0	1
Mars	24	11	20
April	46	29	41
Mai	52	35	47
Juni	57	42	54
Juli	55	41	52
August	38	29	36
September	31	20	28
Oktober	6	1	4
November	0	0	0
Desember	0	0	0
TOTAL	311	209	283

Tabell 9-17: Varmeproduksjonen pr. feltareal pr. måned (kWh/m<sup>2</sup>) for tre ulike solfangere.

	ARCON	SUNMARK	S.O.L.I.D.
Januar	0	0	0
Februar	0	0	0
Mars	9	5	8
April	18	13	16
Mai	20	16	19
Juni	22	19	21
Juli	21	18	20
August	15	13	14
September	12	9	11
Oktober	2	1	2
November	0	0	0
Desember	0	0	0
TOTAL	120	94	110

### ***Helningsvinkel og rekkeavstand – varmeproduksjon pr. solfangerareal***

Tabell 9-18: Samlet varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON.

ARCON	4,5 m	5,0 m	5,5 m	6,0 m	6,5 m	7,0 m
30°	277	279	279	280	280	280
31°	278	280	281	281	281	281
32°	279	281	282	282	282	282
33°	280	282	282	283	283	283
34°	280	282	283	284	284	284
35°	280	283	284	284	284	285
36°	280	283	284	285	285	285
37°	280	283	284	285	285	285
38°	280	283	284	285	285	286
39°	280	283	284	285	285	286
40°	280	283	284	285	285	286
41°	279	282	284	285	285	285
42°	278	282	283	284	285	285
43°	278	281	283	284	284	284
44°	277	280	282	283	283	284
45°	276	279	281	282	283	283
50°	269	273	275	276	277	277
55°	259	264	266	267	268	269
60°	247	252	254	255	256	257

Tabell 9-19: Samlet varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra SUNMARK.

SUNMARK	4,5 m	5,0 m	5,5 m	6,0 m	6,5 m	7,0 m
30°	194	196	196	197	197	197
31°	194	197	198	198	198	198
32°	195	198	199	199	199	200
33°	196	199	200	200	200	201
34°	196	199	200	201	201	201
35°	196	200	201	202	202	202
36°	196	200	201	202	203	203
37°	196	200	202	203	203	203
38°	196	201	202	203	203	204
39°	196	201	202	203	204	204
40°	196	201	202	203	204	204
41°	196	200	202	203	204	204
42°	195	200	202	203	204	204
43°	195	200	202	203	203	204
44°	194	199	201	202	203	204
45°	193	198	201	202	203	203
50°	188	194	197	198	199	199
55°	181	186	189	191	192	193
60°	171	177	180	182	182	183

Tabell 9-20: Samlet varmeproduksjon pr. solfangerareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra S.O.L.I.D.

S.O.L.I.D.	4,5 m	5,0 m	5,5 m	6,0 m	6,5 m	7,0 m
30°	256	258	258	259	259	259
31°	257	259	260	260	260	260
32°	258	260	261	261	261	262
33°	258	260	261	262	262	262
34°	258	261	262	263	263	263
35°	259	261	263	263	264	264
36°	259	262	263	264	264	264
37°	259	262	263	264	264	265
38°	259	262	263	264	265	265
39°	258	262	263	264	265	265
40°	258	262	263	264	265	265
41°	257	261	263	264	264	265
42°	257	261	263	264	264	265
43°	256	260	262	263	264	264
44°	255	260	261	263	263	264
45°	254	259	261	262	262	263
50°	248	253	255	256	257	258
55°	239	244	247	248	249	250
60°	228	233	235	237	238	238

## ***Helningsvinkel og rekkeavstand – varmeproduksjon pr. feltareal***

Tabell 9-21: Samlet varmeproduksjon pr. feltareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra ARCON.

<b>ARCON</b>	<b>4,5 m</b>	<b>5,0 m</b>	<b>5,5 m</b>	<b>6,0 m</b>	<b>6,5 m</b>	<b>7,0 m</b>
30°	107	97	88	81	75	69
31°	107	97	89	81	75	70
32°	108	97	89	82	75	70
33°	108	98	89	82	76	70
34°	108	98	89	82	76	70
35°	108	98	89	82	76	71
36°	108	98	90	82	76	71
37°	108	98	90	82	76	71
38°	108	98	90	82	76	71
39°	108	98	90	82	76	71
40°	108	98	90	82	76	71
41°	108	98	89	82	76	71
42°	107	98	89	82	76	71
43°	107	98	89	82	76	70
44°	107	97	89	82	76	70
45°	106	97	89	82	75	70
50°	104	95	87	80	74	69
55°	100	92	84	77	72	67
60°	95	87	80	74	68	64

Tabell 9-22: Samlet varmeproduksjon pr. feltareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra SUNMARK.

<b>SUNMARK</b>	<b>4,5 m</b>	<b>5,0 m</b>	<b>5,5 m</b>	<b>6,0 m</b>	<b>6,5 m</b>	<b>7,0 m</b>
30°	87	79	72	66	61	57
31°	87	79	72	67	62	57
32°	87	80	73	67	62	57
33°	88	80	73	67	62	58
34°	88	80	73	67	62	58
35°	88	81	74	68	63	58
36°	88	81	74	68	63	58
37°	88	81	74	68	63	59
38°	88	81	74	68	63	59
39°	88	81	74	68	63	59
40°	88	81	74	68	63	59
41°	88	81	74	68	63	59
42°	87	81	74	68	63	59
43°	87	80	74	68	63	59
44°	87	80	74	68	63	59
45°	87	80	74	68	63	58
50°	84	78	72	67	62	57
55°	81	75	69	64	60	55
60°	77	71	66	61	57	53

Tabell 9-23: Samlet varmeproduksjon pr. feltareal for perioden april til september (kWh/m<sup>2</sup>) som funksjon av helningsvinkel og rekkeavstand. Verdiene korresponderer med simuleringer utført med solfangeren fra S.O.L.I.D.

S.O.L.I.D.	4,5 m	5,0 m	5,5 m	6,0 m	6,5 m	7,0 m
30°	100	90	82	76	70	65
31°	100	91	83	76	70	65
32°	100	91	83	76	71	66
33°	101	91	83	77	71	66
34°	101	92	84	77	71	66
35°	101	92	84	77	71	66
36°	101	92	84	77	71	66
37°	101	92	84	77	71	66
38°	101	92	84	77	71	66
39°	101	92	84	77	71	66
40°	101	92	84	77	71	66
41°	100	92	84	77	71	66
42°	100	92	84	77	71	66
43°	100	91	84	77	71	66
44°	99	91	83	77	71	66
45°	99	91	83	77	71	66
50°	97	89	81	75	69	65
55°	93	86	79	73	67	63
60°	89	82	75	69	64	60

## Simuleringer med T\*SOL Expert

### *Input-variable for simuleringer med solfangeren fra ARCON*

#### Solar Network

Network Length:	146 m
Volume:	733.88 l
Losses:	28.93 W/K
Material:	Copper
Number of Amatures:	0.00
Losses/Armature:	0.2 W/K

#### Pipe Sections - Flow

Network consists of following sections:

Length: 73 m	Diameter: 80 mm	Wall Thickness: 5 mm
Installation: In Ground	Insulation Thickness: 0.04 W/K	Insulation: 80 mm

#### Pipe Sections - Return

Length: 73 m	Diameter: 80 mm	Wall Thickness: 5 mm
Installation: In Ground	Insulation Thickness: 0.04 W/K	Insulation: 80 mm

## Collector Loop (CL 1)

Volumetric Flow Rate:	6.26 l/s
Specific Vol Flow Rate:	18 l/hPer m <sup>2</sup> Collector Area
Heat Transfer Medium: Water with	27.5 % Glycol
Heat Capacity of Mixture:	3773 Ws/(kg K)

### Control:

The collector loop pump control is dependent on the difference between the collector flow temperature and the tank reference temperature.

Switch on above a difference of:	5 C
Switch off below a difference of:	3 C

## Collector Array

Total Gross Surface Area:	1357 m <sup>2</sup>
Total Active Solar Surface Area	1252 m <sup>2</sup>
Number of Collectors:	100

### Installation:

Tilt Angle:	39 °
Azimuth Angle:	0 °
Collector Surface Area Irradiation (Gross Surface):	1662.91 MWh

### Piping:

Single (One-Way) Length of Piping System	
Inside:	35 m
Outside:	1200 m
Between Collectors:	35 mm/Collector

### Heat Insulation Thermal Conductivity Coefficient

Inside:	0.045 W/(m <sup>2</sup> K)
Outside:	0.045 W/(m <sup>2</sup> K)
Between Collectors:	0.045 W/(m <sup>2</sup> K)

### Nominal Diameter of Piping

Inside and Outside:	150 mm
Between Collectors:	100 mm

(Corresponds to a flow velocity of approx 0.5 m/s)

### Thickness of Insulation

Inside:	100 mm
Outside:	100 mm
Between Collectors:	100 mm

## Flat-Plate Collector

Manufacturer:	ARCON Solar A/S
Type:	HT-SA 28-10

### Size:

Gross Surface Area:	13.57 m <sup>2</sup>
Active Solar Surface:	12.52 m <sup>2</sup> (Aperture Area)

### Heat Capacity:

Specific Heat Capacity:	6880 Ws/(m <sup>2</sup> K)
-------------------------	----------------------------

### Heat Losses:

Single Thermal Transmittance Coefficient:	2.564 W/(m <sup>2</sup> K)
Quadratic Thermal Transmittance Coefficient:	0.005 W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )

### Optical Losses:

Conversion Factor:	80.4 %
Incident Angle Modifier (IAM) for Diffuse Radiation:	86.2 %
Incident Angle Modifier for Direct Irradiation for an Incident Angle of 50°:	94 %



## Collector Loop Heat Exchanger



Type:	
Manufacturer:	
Maximum Output:	626 kW
kA Value:	125200 W/K
Temperature Range:	5 C

## Buffer Tank



Manufacturer:	T*SOL Bibliothek
Type:	Pufferspeicher 60 cbm
The Desired Tank Temperature is set dynamically for each simulation interval. It is dependent on the Desired DHW Supply Temperature and the Heating Loop Flow Temperature.	
Volume:	550 m <sup>3</sup>
Specific Volume:	439.3 l Per m <sup>2</sup> Collector Area
Height/Diameter:	3.00

### Insulation:

Thickness of Insulation:	200 mm
Thermal Conductivity:	0.045 W/(m*K)

### Collector Loop Connection Parameters:

Flow Redirection to Temperature Optimised Flow Connection

	Height:	Losses:
Inlet - Upper Tank:	71 %	0.2 W/K
Inlet - Lower Tank:	49 %	0.2 W/K
Collector Loop Return:	1 %	0.2 W/K
Re-direction of Collector Flow if Inlet Temperature less than Tank Temperature at 30 % of Tank Height and 0 C.		
Temperature Sensor for Regulating Collector Loop:	7 %	
Temperature Sensor for Regulating Collector Loop:	7 %	
Collector Loop Switch Off Temperature:	90 °Cin	99 %of Tank Height

### Boiler Control Parameters:

	Height:	Desired Temperature +:
Upper Tank Area		
Switch On Temperature Sensor :	93 %	0 C
Switch Off Temperature Sensor:	46 %	0 C
Mid-Tank Area		
Switch On Temperature Sensor :	69 %	0 C
Switch Off Temperature Sensor:	46 %	0 C

### Appliance Connection Parameters:

	Height:	Losses:
Upper Tank Flow:	99 %	0.2 W/K
Mean Flow:	70 %	0.2 W/K
Boiler Return:	71 %	0.2 W/K
Lower Tank Return:	1 %	0.2 W/K

## Elektro

Manufacturer:	T*SOL Bibliothek
Type:	Electric-150
Nominal Output:	10000 MW
Burner Type:	Two-Stage Boiler
Temperature Range:	10 C / 20 C
Level 1 Output:	50 %
Return Mixing Valve:	None
Fuel:	Electricity
Efficiency:	95 %
with a Return Temperature of:	95 °C
Efficiency:	95 %
with a Return Temperature of:	30 °C
Domestic Hot Water Supply Efficiency:	85 %
Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	95 %
with a Return Temperature of:	95 °C
Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	95 %
with a Return Temperature of:	30 °C
Domestic Hot Water Supply Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	85 %
Hi (LHV):	0.001 kJ/kWh
Not Operating:	-No Limitation-

## Heat Distribution Network

Network Length:	480 m
Volume:	3.77 m <sup>3</sup>
Losses:	95.31 W/K
Material:	Copper
Number of Amatures:	0.00
Losses/Armature:	0.2 W/K

### Pipe Sections - Flow

Network consists of following sections:

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
240 m	100 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	100 mm

### Pipe Sections - Return

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
240 m	100 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	100 mm

## Space Heating Loop

### High Temp Heating Loop:

Flow Temperature:	60 °C
Return Temperature:	40 °C

### Low Temp Heating Loop:

Flow Temperature:	40 °C
Return Temperature:	25 °C

### Distribution to Heating Loops:

Percentage of HT Loop when split amongst loops:	100 %
---	-------

## Space Heating



### Heat Requirement:

Standard Building Peak Heating Load:	375 kW
Heated Useable Area:	12400 m <sup>2</sup>
Specific Standard Peak Heating Load:	30.242 W/m <sup>2</sup>
Room Temperature:	21 °C
Standard External Temperature:	-23.9 °C
Heating Temperature Limit:	14 °C
Design:	with Average Wall Thickness

### Heat Gains:

Ratio of Windows to Gross Floor Area:	
North / East / South / West:	2 % / 5 %/10 %/7 %
Total Window Area:	2976 m <sup>2</sup>
Type of Window:	2 panes of insulating glass, uncoated, standard glass
Internal Heat Gains:	5 W/m <sup>2</sup>

### Heating Operation:

Operating Days:	304 Days
Not Operating:	1.6 - 31.7

### Room Temperature Reduction:

Drawdown of:	5 C
Night Period:	0 : 00 - 6 : 00 23 : 00 - 24 : 00

### Resulting Space Heating Requirement:

Hours of Full Utilisation [h]:	1650 Hours
Annual Space Heating Requirement:	618.79 MWh
Specific Annual Space Heating Requirement:	49.9 kWh/m <sup>2</sup>

## External Heat Exchanger - Heating Loop



### Type:

Manufacturer:	
Maximum Output:	375 kW
kA Value:	75000 W/K
Temperature Range:	5 C

## Hot Water Consumption



### DHW Consumption:

Average Daily Consumption:	1000000 m <sup>3</sup>
Annual Consumption:	365000000 m <sup>3</sup>
Max Daily Consumption:	1000013.48 m <sup>3</sup>
Desired Temperature:	60 °C
Annual Energy Requirement:	21097040.56 MWh
Operating Days:	365 Days
Not Operating:	-No Limitation-

### Circulation:

Single (One-Way) Length of Piping System:	240 m
Temperature Difference - Flow/Return:	3 C
Specific Losses:	0.3 W/(m <sup>3</sup> K)
Annual Losses (estimated):	32.38 MWh
Daily Operating Times:	6 : 00 - 22 : 00

## External Heat Exchanger



### Type:

Manufacturer:	
Maximum Output:	29027.78 MW
kA Value:	580555556 W/K
Temperature Range:	5 C

## *Input-variable for simuleringer med solfangeren fra S.O.L.I.D.*

### Solar Network

Network Length:	146 m
Volume:	733.88 l
Losses:	28.93 W/K
Material:	Copper
Number of Amatures:	0.00
Losses/Armature:	0.2 W/K

#### Pipe Sections - Flow

Network consists of following sections:

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
73 m	80 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	80 mm

#### Pipe Sections - Return

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
73 m	80 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	80 mm

### Collector Loop (CL 1)

Volumetric Flow Rate:	7.62 l/s
Specific Vol Flow Rate:	18 l/h/Per m <sup>2</sup> Collector Area
Heat Transfer Medium: Water with	27.5 % Glycol
Heat Capacity of Mixture:	3773 Ws/(kg K)

#### Control:

The collector loop pump control is dependent on the difference between the collector flow temperature and the tank reference temperature.

Switch on above a difference of:	5 C
Switch off below a difference of:	3 C

### Collector Array

Total Gross Surface Area:	1695 m <sup>2</sup>
Total Active Solar Surface Area	1523 m <sup>2</sup>
Number of Collectors:	100

#### Installation:

Tilt Angle:	39 °
Azimuth Angle:	0 °
Collector Surface Area Irradiation (Gross Surface):	2077.1 MWh

#### Piping:

Single (One-Way) Length of Piping System	
Inside:	35 m
Outside:	1200 m
Between Collectors:	35 mm/Collector

#### Heat Insulation Thermal Conductivity Coefficient

Inside:	0.045 W/(m*K)
Outside:	0.045 W/(m*K)
Between Collectors:	0.045 W/(m*K)

#### Nominal Diameter of Piping

Inside and Outside:	150 mm
Between Collectors:	100 mm

(Corresponds to a flow velocity of approx 0.5 m/s)

#### Thickness of Insulation

Inside:	100 mm
Outside:	100 mm
Between Collectors:	100 mm

## Flat-Plate Collector

Manufacturer:	S.O.L.I.D. GmbH
Type:	Glattmulg HT 16,7 m <sup>2</sup>
<b>Size:</b>	
Gross Surface Area:	16.95 m <sup>2</sup>
Active Solar Surface:	15.23 m <sup>2</sup> (Aperture Area)
<b>Heat Capacity:</b>	
Specific Heat Capacity:	7050 Ws/(m <sup>2</sup> K)
<b>Heat Losses:</b>	
Single Thermal Transmittance Coefficient:	2.701 W/(m <sup>2</sup> K)
Quadratic Thermal Transmittance Coefficient:	0.01 W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )
<b>Optical Losses:</b>	
Conversion Factor:	81.1 %
Incident Angle Modifier (IAM) for Diffuse Radiation:	86.2 %
Incident Angle Modifier for Direct Irradiation for an Incident Angle of 50°:	96 %

## Collector Loop Heat Exchanger

Type:	
Manufacturer:	
Maximum Output:	761.5 kW
kA Value:	152300 W/K
Temperature Range:	5 C

## Buffer Tank

Manufacturer:	T*SOL Bibliothek
Type:	Pufferspeicher 60 cbm
The Desired Tank Temperature is set dynamically for each simulation interval. It is dependent on the Desired DHW Supply Temperature and the Heating Loop Flow Temperature.	
Volume:	450 m <sup>3</sup>
Specific Volume:	295.47 l Per m <sup>2</sup> Collector Area
Height/Diameter:	3.00
<b>Insulation:</b>	
Thickness of Insulation:	200 mm
Thermal Conductivity:	0.045 W/(m*K)

### Collector Loop Connection Parameters:

Flow Redirection to Temperature Optimised Flow Connection		
	Height:	Losses:
Inlet - Upper Tank:	71 %	0.2 W/K
Inlet - Lower Tank:	49 %	0.2 W/K
Collector Loop Return:	1 %	0.2 W/K
Re-direction of Collector Flow if Inlet Temperature less than Tank Temperature at 30 % of Tank Height and 0 C.		
Temperature Sensor for Regulating Collector Loop:	7 %	
Temperature Sensor for Regulating Collector Loop:	7 %	
Collector Loop Switch Off Temperature:	90 °C in	99 % of Tank Height

### Boiler Control Parameters:

	Height:	Desired Temperature +:
Upper Tank Area		
Switch On Temperature Sensor :	93 %	0 C
Switch Off Temperature Sensor:	46 %	0 C
Mid-Tank Area		
Switch On Temperature Sensor :	69 %	0 C
Switch Off Temperature Sensor:	46 %	0 C

### Appliance Connection Parameters:

	Height:	Losses:
Upper Tank Flow:	99 %	0.2 W/K
Mean Flow:	70 %	0.2 W/K
Boiler Return:	71 %	0.2 W/K
Lower Tank Return:	1 %	0.2 W/K

## Elektro

Manufacturer:	T*SOL Bibliothek
Type:	Electric-150
Nominal Output:	10000 MW
Burner Type:	Two-Stage Boiler
Temperature Range:	10 C / 20 C
Level 1 Output:	50 %
Return Mixing Valve:	None
Fuel:	Electricity
Efficiency:	95 %
with a Return Temperature of:	95 °C
Efficiency:	95 %
with a Return Temperature of:	30 °C
Domestic Hot Water Supply Efficiency:	85 %
Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	95 %
with a Return Temperature of:	95 °C
Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	95 %
with a Return Temperature of:	30 °C
Domestic Hot Water Supply Efficiency related to Higher Heating Value Hs (HHV):	85 %
HI (LHV):	0.001 kJ/kWh
Not Operating:	-No Limitation-

## Heat Distribution Network

Network Length:	480 m
Volume:	3.77 m <sup>3</sup>
Losses:	95.31 W/K
Material:	Copper
Number of Armatures:	0.00
Losses/Armature:	0.2 W/K

### Pipe Sections - Flow

Network consists of following sections:

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
240 m	100 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	100 mm

### Pipe Sections - Return

Length:	Diameter:	Wall Thickness:
240 m	100 mm	5 mm
Installation:	Insulation Thickness:	Insulation:
In Ground	0.04 W/K	100 mm

## Space Heating Loop

### High Temp Heating Loop:

Flow Temperature:	60 °C
Return Temperature:	40 °C

### Low Temp Heating Loop:

Flow Temperature:	40 °C
Return Temperature:	25 °C

### Distribution to Heating Loops:

Percentage of HT Loop when split amongst loops:	100 %
---	-------

## Space Heating



<b>Heat Requirement:</b>	
Standard Building Peak Heating Load:	375 kW
Heated Useable Area:	12400 m <sup>2</sup>
Specific Standard Peak Heating Load:	30.242 W/m <sup>2</sup>
Room Temperature:	21 °C
Standard External Temperature:	-23.9 °C
Heating Temperature Limit:	14 °C
Design:	with Average Wall Thickness
<b>Heat Gains:</b>	
Ratio of Windows to Gross Floor Area:	
North / East / South / West:	2 % / 5 % / 10 % / 7 %
Total Window Area:	2976 m <sup>2</sup>
Type of Window:	2 panes of Insulating glass, uncoated, standard glass
Internal Heat Gains:	5 W/m <sup>2</sup>
<b>Heating Operation:</b>	
Operating Days:	304 Days
Not Operating:	1.6 - 31.7
<b>Room Temperature Reduction:</b>	
Drawdown of:	5 C
Night Period:	0 : 00 - 6 : 00 23 : 00 - 24 : 00
<b>Resulting Space Heating Requirement:</b>	
Hours of Full Utilisation [h]:	1650 Hours
Annual Space Heating Requirement:	618.79 MWh
Specific Annual Space Heating Requirement:	49.9 kWh/m <sup>2</sup>

## External Heat Exchanger - Heating Loop



Type:	
Manufacturer:	
Maximum Output:	375 kW
kA Value:	75000 W/K
Temperature Range:	5 C

## Hot Water Consumption



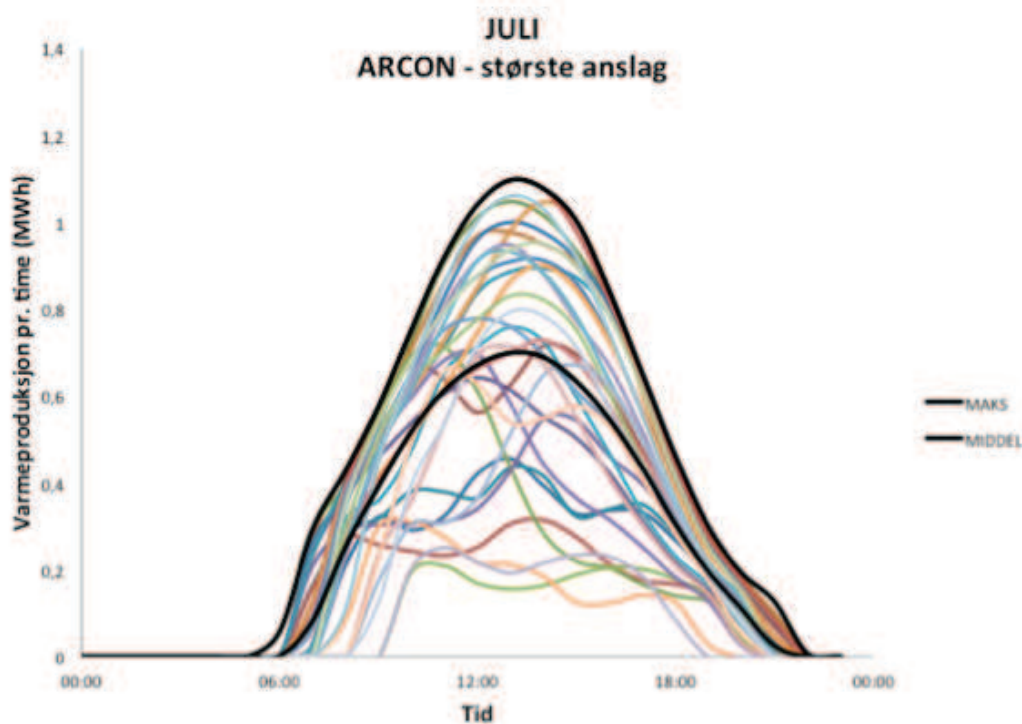
<b>DHW Consumption:</b>	
Average Daily Consumption:	1000000 m <sup>3</sup>
Annual Consumption:	365000000 m <sup>3</sup>
Max Daily Consumption:	1000013.48 m <sup>3</sup>
Desired Temperature:	60 °C
Annual Energy Requirement:	21097040.56 MWh
Operating Days:	365 Days
Not Operating:	-No Limitation-
<b>Circulation:</b>	
Single (One-Way) Length of Piping System:	240 m
Temperature Difference - Flow/Return:	3 C
Specific Losses:	0.3 W/(m*K)
Annual Losses (estimated):	32.38 MWh
Daily Operating Times:	6 : 00 - 22 : 00

## External Heat Exchanger

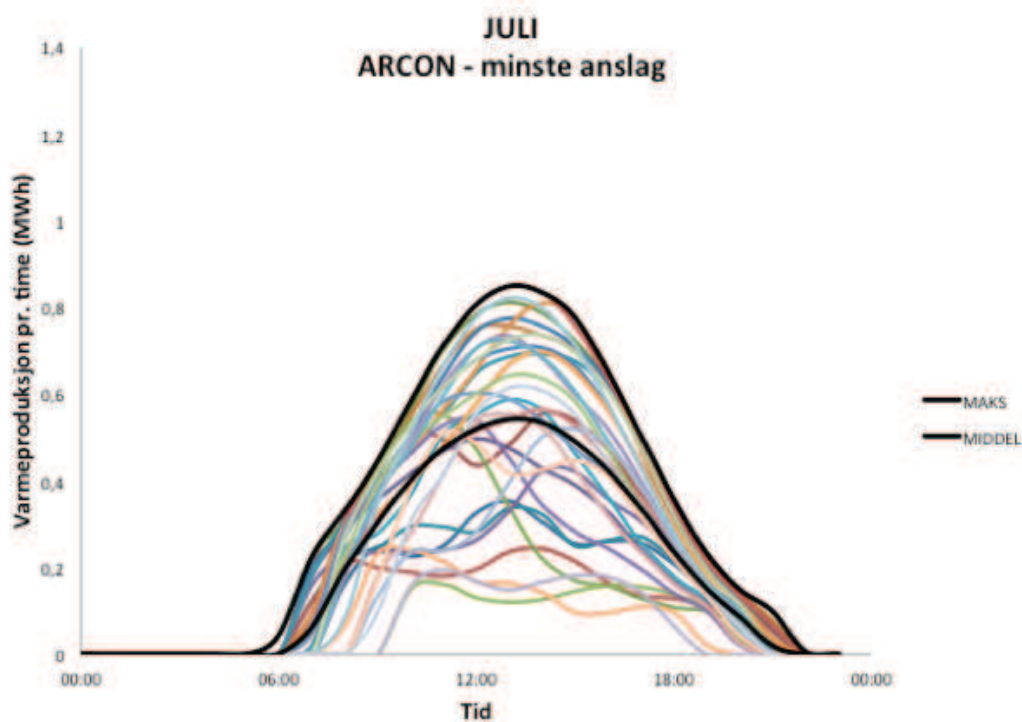


Type:	
Manufacturer:	
Maximum Output:	29027.78 MW
kA Value:	580555556 W/K
Temperature Range:	5 C

## Resultat – Samlet varmeproduksjon pr. time for juli

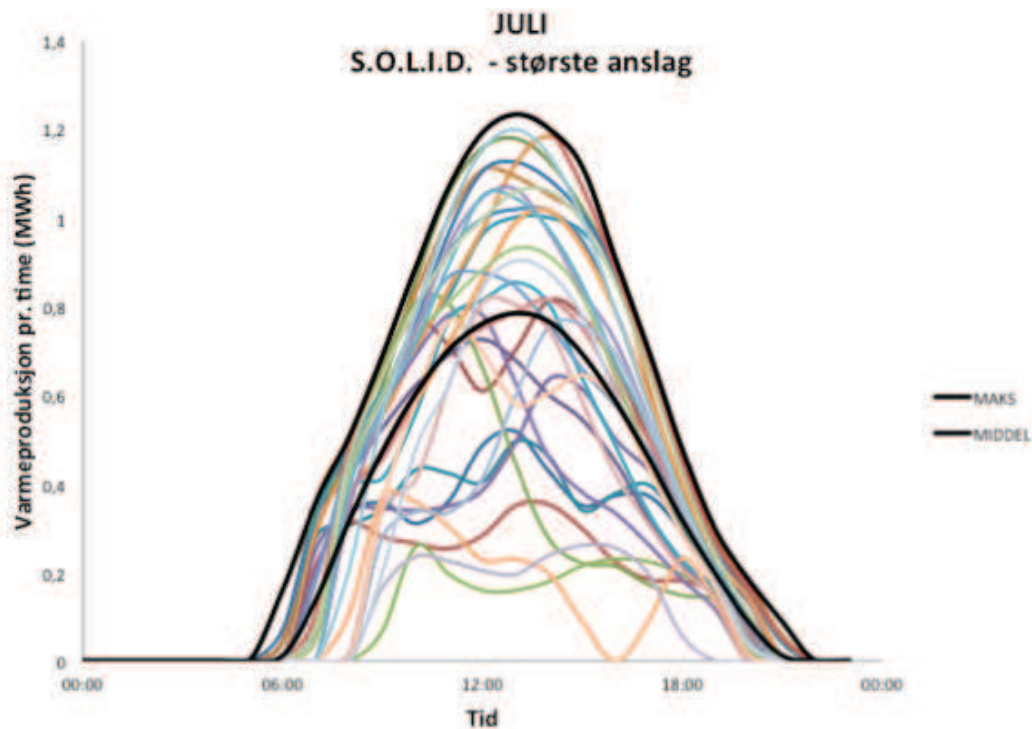


Figur 9-2: Samlet varmeproduksjon pr. time for 31 dager i juli. Maksimum- og middelveidi for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det største anslaget for solfangerne fra ARCON (191 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.

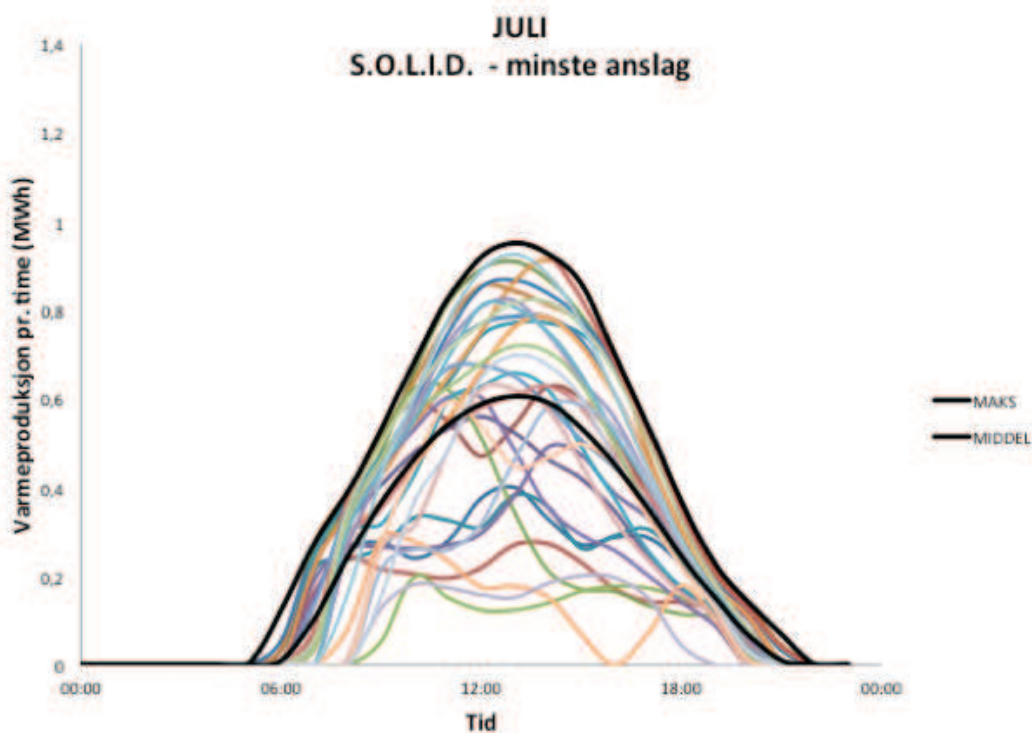


Figur 9-3: Samlet varmeproduksjon pr. time for 31 dager i juli. Maksimum- og middelveidi for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det minste anslaget for solfangerne fra ARCON (148 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteonorm 6.1.





Figur 9-4: Samlet varmeproduksjon pr. time for 31 dager i juli. Maksimum- og middelvei for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det største anslaget for solfangerne fra S.O.L.I.D. (214 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteororm 6.1.



Figur 9-5: Samlet varmeproduksjon pr. time for 31 dager i juli. Maksimum- og middelvei for hver time er også inkludert. Samlet varmeproduksjon for juni stemmer her overens med det minste anslaget for solfangerne fra S.O.L.I.D. (165 MWh). Fordelingen av varmeproduksjonen korresponderer med simuleringer utført med datasettet fra Meteororm 6.1.



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
67 23 00 00  
[www.nmbu.no](http://www.nmbu.no)