

ALMA MATER STUDIORUM-UNIVERSITA' DI BOLOGNA

CAMPUS DI CESENA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA
ELETTRONICA E TELECOMUNICAZIONI PER LO SVILUPPO
SOSTENIBILE**

**Misura e caratterizzazione delle proprietà ottiche di concentratori
solari per applicazioni a media temperatura**

Tesi in
Sensori e Attuatori

Relatore
Professor Marco Tartagni

Presentata da
Gloria Carella

Correlatore
Dottor Vincenzo Sabatelli

Sessione III

Anno Accademico 2013/2014

Sommario

1	Introduzione.....	4
1.1	Scenario di riferimento	4
1.2	Obiettivi del lavoro di tesi	7
2	Gli impianti solari termodinamici.....	8
2.1	Introduzione.....	8
2.2	La radiazione solare.....	11
2.3	Classificazione dei sistemi solari a concentrazione.....	15
2.3.1	Sistemi Line-Focusing.....	16
2.3.2	Sistemi Point-Focusing.....	26
2.3.3	Comparazione delle tecnologie	30
3	Analisi delle prestazioni ottiche dei sistemi a concentrazione	33
3.1	Rendimento ottico: definizioni e relative cause di inefficienza.....	33
4	La caratterizzazione della radiazione solare concentrata.....	36
4.1	Problematiche inerenti la misura della radiazione solare concentrata	36
4.2	Tecniche di misura	37
4.3	Misurazione diretta del flusso solare concentrato	39
4.3.1	Sensori di misura	39
4.3.2	Radiometri	41
5	Attività svolta e risultati ottenuti	44
5.1	Caratterizzazione del flusso solare concentrato in sistemi line-focusing	44
5.1.1	Analisi teorica del flusso solare concentrato in sistemi parabolici lineari di piccola taglia per applicazioni a media temperatura.....	45
5.1.1.1	Descrizione del collettore oggetto delle analisi	45
5.1.1.2	Descrizione dei modelli utilizzati e risultati ottenuti.....	46
5.1.1.3	Attività sperimentale.....	49
5.1.2	Sviluppo e progettazione preliminare di un radiometro per la misura della radiazione concentrata in sistemi parabolici lineari	50
5.1.2.1	Principali caratteristiche	50
5.1.2.2	Layout del dispositivo e caratteristiche funzionali	51
5.2	Caratterizzazione del flusso solare concentrato in sistemi point-focusing.....	59
5.2.1	Analisi teorica del flusso solare concentrato in sistemi Dish/Stirling di piccola taglia.....	59
5.2.1.1	Descrizione dei modelli utilizzati e risultati ottenuti.....	59
5.2.1.2	Caratteristiche del flusso solare concentrato sul ricevitore	60
5.2.1.3	Condizioni di calcolo.....	63

5.2.1.4	Risultati delle analisi	64
5.2.1.5	Schede riassuntive delle analisi ottiche effettuate	65
5.2.1.6	Riepilogo dei principali risultati ottenuti.....	69
5.2.2	Caratterizzazione sperimentale del sensore di misura utilizzato	71
5.2.3	Layout sperimentale e risultati ottenuti	76
6	Conclusioni.....	84
7	Bibliografia.....	86

1 Introduzione

1.1 Scenario di riferimento

Nel 1987 la Commissione Internazionale per l'Ambiente e lo Sviluppo (WCED) definisce lo sviluppo sostenibile come:

“processo di cambiamento tale per cui lo sfruttamento delle risorse, la direzione degli investimenti, l'orientamento dello sviluppo tecnologico e i cambiamenti istituzionali siano resi coerenti con i bisogni futuri oltre che con gli attuali”.

La realizzazione di uno sviluppo sostenibile non può essere raggiunta affrontando il problema solo da una prospettiva ambientalista, ma occorre sviluppare strategie efficaci in termini di politiche economiche e sociali.

Cenni sulle rinnovabili

Si definiscono fonti rinnovabili di energia quelle fonti che, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo finito, possono essere considerate virtualmente inesauribili. Esse comprendono tutte quelle forme che traggono origine dall'energia solare che investe la Terra. Queste sono: l'energia solare termica, termodinamica e fotovoltaica, l'energia idroelettrica, del vento e delle biomasse, delle onde e delle correnti marine.

I principali **vantaggi** nell'utilizzare le fonti rinnovabili di energia sono:

- la “rinnovabilità” cioè la capacità di fornire energia senza il pericolo di esaurirsi nel tempo;
- un potenziale sovrabbondante rispetto ai bisogni umani, parzialmente fruibile mediante tecnologie energetiche affidabili;
- produzione di energia pulita, praticamente esente da emissioni di gas serra e in generale da altri inquinanti;
- modularità e facilità dell'uso.

Situazione energetica attuale e proiezioni

L'energia in un contesto economico-tecnologico in continuo progresso, l'utilizzo di questa preziosissima risorsa è destinato a crescere in maniera considerevole nell'avvenire.

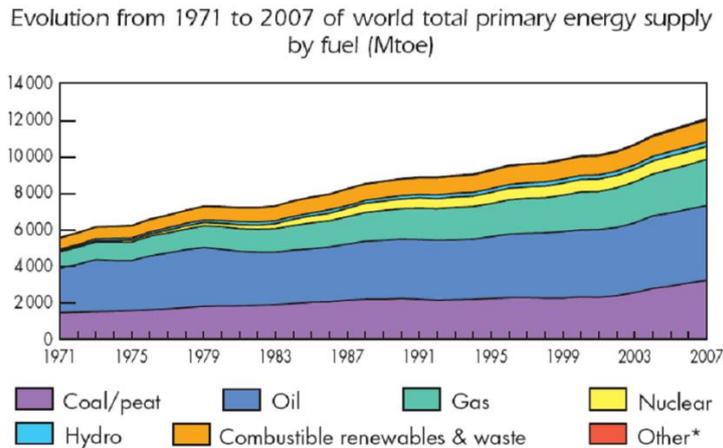


Fig 1.1 Fonte: IEA (International Energy Agency)

Questa premessa aiuta a comprendere come il problema dell'esaurimento delle fonti energetiche primarie non rinnovabili (carbone, petrolio, gas naturale e combustibili fossili) sia di primaria importanza al fine della sostenibilità dello sviluppo futuro. A tale scarsità si aggiunge un altro problema, di natura diversa: l'inquinamento e i cambiamenti climatici ad esso connesso; aspetti strettamente legati alla tipologia stessa di fonti attualmente utilizzate in modo maggioritario, ovvero i combustibili fossili.

Appare dunque doveroso per l'attuale società studiare nuove tecnologie per l'approvvigionamento energetico prima che l'esaurimento delle attuali fonti porti ad un collasso del sistema e che l'aspetto climatico risulti drammaticamente compromesso, con annesse tutte le note ripercussioni sull'uomo.

Allo stato attuale le principali direzioni nelle quali si può volgere lo sguardo sono:

- Fusione nucleare
- Eolico
- Fotovoltaico
- Solare termico

Fotovoltaico e solare termico in particolare sono fonti energetiche direttamente derivate dalla principale fonte d'energia del sistema solare, il Sole, e appaiono molto interessanti per diversi aspetti:

- Il sole è presente ovunque, compatibilmente con la latitudine d'installazione;
- L'energia solare è gratuita, ed abbondante proprio dove ve ne è più bisogno, ovvero la fascia tropico-equatoriale, ricca di paesi poveri;
- Il Sole fornirà energia per un tempo lunghissimo;
- L'energia solare non inquina.

Guardando attentamente le due tecnologie prese in esame, fotovoltaico e solare termico, si evince subito un aspetto fondamentale che le distingue: il rendimento.

I pannelli fotovoltaici, formati principalmente da silicio (mono o multi cristallino), hanno il vantaggio di restituire in uscita una corrente elettrica che, mediante un opportuno apparecchio di adattamento detto inverter, è già direttamente immissibile in rete. Purtroppo tale tecnologia ha 2 svantaggi non trascurabili:

- Costo elevato, dovuto sia al costo del silicio impiegato che deve subire lavorazioni molto particolari, sia all'abbondante impiego di energia necessaria per realizzarlo;
- Basso rendimento: nei pannelli commerciali, al momento non si riesce ad andare oltre il 15%.

Ciò ne limita molto l'impiego per grandi centrali di produzione, mentre per piccole installazioni ad uso domestico o poco più, al netto degli incentivi statali, non è da disprezzare.

Per quanto riguarda il solare termico invece, la situazione è diversa. Il principio di funzionamento è basato sulla conversione dell'energia irraggiata dal Sole in calore da trasferire ad un fluido termovettore. Si evince facilmente che per piccole installazioni tale tecnologia può essere utile alla produzione di acqua calda ad uso igienico, o anche per il riscaldamento di piccole volumetrie. Ma è nelle installazioni di grossa taglia che tale tecnologia trova la sua massima espressione, grazie a due punti di forza:

- Costo relativamente basso, in quanto in linea di principio sono sufficienti un tubo in cui scorre un fluido termovettore e degli specchi che concentrino su di esso la luce solare;
- Alto rendimento di conversione dell'energia in calore, prossimo al 70%.

Tali vantaggi trovano interessanti prospettive proprio nelle centrali di produzione di energia elettrica dotate di turbine a vapore, in quanto il calore assorbito dal fluido termovettore può essere utilizzato mediante appositi scambiatori, per la produzione di vapore. In tal modo vi è la possibilità di integrare la produzione di vapore ottenuto da combustibili fossili in centrali già esistenti (cogenerazione), ed eventualmente costruirne di nuove interamente basate su tale tecnologia in località caratterizzate da un irraggiamento solare particolarmente favorevole, come ad esempio la fascia tropicale Sahariana nordafricana. In tal modo sarebbe possibile importare l'energia elettrica prodotta in paesi come Marocco, Algeria e Tunisia mediante cavi sottomarini posti sul fondale marino. Su tale scenario sono già stati condotti studi di fattibilità, e si è visto che la cosa è possibile e, prevedendo un futuro innalzamento del costo del kWh ottenuto da fonti tradizionali, anche economicamente vantaggiosa.

1.2 Obiettivi del lavoro di tesi

Obiettivo del presente lavoro è l'analisi delle problematiche di misura della radiazione solare concentrata in sistemi solari per applicazioni a media temperatura nei settori sia residenziale per la produzione di calore per la climatizzazione estiva degli edifici sia industriale per la produzione di calore di processo a temperature fino a 250°C, calore utile in molti processi dell'industria manifatturiera, agro-alimentare, chimica, ecc.

La misura del flusso solare concentrato è di primaria importanza qualora si voglia risolvere le equazioni di bilancio energetico in corrispondenza del ricevitore solare. Attualmente per poter scrivere tali equazioni di bilancio di massa ed energia è necessario stimare il flusso solare concentrato attraverso modelli di calcolo che, sebbene molto sofisticati e capaci di tenere presente tutti gli aspetti che caratterizzano il fenomeno ottico che si realizza sul concentratore solare, non danno la certezza della correttezza delle valutazioni effettuate. Per superare tale ostacolo e disporre di dati sperimentali che consentano sia di scrivere equazioni di bilancio energetico realistiche, sono stati messi a punto diversi strumenti, detti radiometri, per la misura diretta ed indiretta della radiazione solare concentrata.

Obiettivo della tesi è quindi l'analisi di tali sistemi di misura diretta della radiazione concentrata da applicare al caso sia dei sistemi Linear-Focusing sia di quelli Point-Focusing di piccola taglia per applicazioni nei settori residenziale ed industriale.

2 Gli impianti solari termodinamici

2.1 Introduzione

La tecnologia del solare termodinamico, detto anche solare a concentrazione (Concentrating Solar Power, CSP) può utilizzare diverse soluzioni impiantistiche a seconda del fluido termovettore (acqua, olio diatermico, sali fusi, aria) e del ciclo termodinamico utilizzato (Rankine, Brayton, Stirling). Per ottenere elevati rendimenti del ciclo termodinamico, è necessario che l'energia termica sia resa disponibile ad alta temperatura. I collettori solari piani non consentono di produrre fluidi con temperature superiori a circa 100°C, cosicché è necessario utilizzare sistemi a concentrazione, quali lenti, specchi e parabole. Il solare termodinamico o solare a concentrazione è caratterizzato da quattro elementi base: il concentratore, il ricevitore, il sistema di trasporto e quello di conversione dell'energia. Il concentratore è un sistema ottico, tramite specchi cattura e concentra la radiazione solare diretta del sole incidente sulla sua superficie e la invia al ricevitore, caratterizzato da una minore superficie. Il ricevitore assorbe la luce solare concentrata trasferendo la sua energia termica al fluido termovettore. Il fluido termovettore può raggiungere così temperature anche superiori a 1000-1200 °C, e può essere utilizzato, oltre che per la produzione di energia meccanica (e quindi elettrica) mediante cicli termodinamici, anche per usi industriali ad alta temperatura.

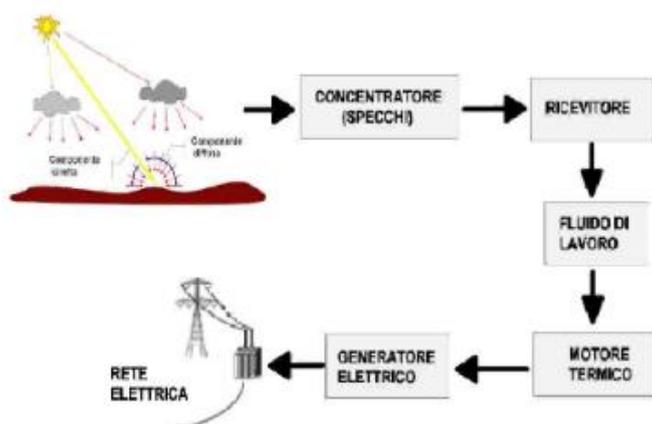


Fig.1.2 schema di un impianto termodinamico

L'energia solare viene emessa dal Sole ad una temperatura apparente di circa 5780 K con una densità di potenza superficiale di circa 60-65 MW/m², mentre in corrispondenza del suolo

terrestre la densità di potenza massima è dell'ordine di 1000 W/m². In relazione a tale bassa densità di potenza, appare evidente come, anche nel caso ideale di assenza di perdite, la temperatura massima raggiungibile dal fluido termovettore utilizzato in un collettore solare piano non possa essere molto elevata. Tale temperatura risulta al più dell'ordine di circa 100°C. Nel caso ideale di assenza di perdite, la radiazione solare incidente sul piano del collettore verrebbe completamente trasferita al fluido termovettore:

$$\dot{Q}_{\text{SOL}} = G_{\text{C}} \cdot A_{\text{C}} = \dot{Q}_{\text{FLD}} = \dot{m}_{\text{FLD}} \cdot C_{\text{P FLD}} \cdot \Delta T_{\text{FLD}}$$

Tale trasferimento avviene sostanzialmente per scambio termico convettivo fra il fluido e la superficie assorbente del collettore solare. La temperatura del fluido risulterà pertanto tanto più elevata quanto maggiore è la temperatura della superficie assorbente, la quale a sua volta aumenta al crescere della densità di potenza incidente. In tal senso, la temperatura massima del fluido termovettore è correlata al rapporto di concentrazione C che definisce le prestazioni del sistema ottico di concentrazione ed è la componente principale di un impianto solare a concentrazione (CSP).

Esistono due rapporti di concentrazione definibili per un sistema solare a concentrazione:

- Il rapporto di concentrazione ottico
- Il rapporto di concentrazione geometrico

Il rapporto di concentrazione ottico C_0 è definito dalla formula, nella quale G è l'irradianza incidente [W/m²] (o DNI), mentre G_r è quella sulla superficie del ricevitore, espressa nella stessa unità di misura:

$$C_0 = \frac{G_r}{G}$$

Tale rapporto dovrebbe essere definito per ogni punto della superficie ricevente, ossia per tutti i valori della distribuzione di potenza sul ricevitore, ma spesso è riferito solo al massimo di tale distribuzione. Generalmente è espresso in termini di “soli”.

A titolo esemplificativo, se si ottiene un rapporto di concentrazione di 500 soli, ciò significa che con un DNI pari a 1000 W/m², si ottiene sul ricevitore una potenza di 500 kW/m².

Il rapporto di concentrazione geometrico C_g è espresso con la seguente formula che rappresenta il rapporto tra l'area dell'apertura del concentratore e quella del ricevitore:

$$C_g = \frac{A_c}{A_r}$$

Considerazioni teoriche che coinvolgono la propagazione dell'energia per irraggiamento ed il secondo principio della termodinamica portano a limitare il rapporto di concentrazione geometrica ai valori di seguito riportati:

- per sistemi di concentrazione su un punto focale

$$C_{glim} = \frac{1}{\sin^2 \theta}$$

- per sistemi di concentrazione su una linea focale

$$C_{glim} = \frac{1}{\sin \theta}$$

L'angolo θ , denominato angolo di accettazione, rappresenta la massima escursione angolare rispetto alla superficie del concentratore da cui può provenire la radiazione solare. Poiché il semi-angolo di apertura sotto il quale è visto il disco solare da un punto sulla terra è $0,267^\circ$, i limiti teorici per il rapporto di concentrazione sono fissati in:

- per sistemi di concentrazione su un punto focale

$$C_{glim} = 46250$$

- per sistemi di concentrazione su una linea focale

$$C_{glim} = 215$$

Le proprietà ottiche di concentrazione delle superfici captanti (lenti, specchi ecc...) vengono generalmente simulate con opportuni software di calcolo numerico che utilizzano procedure di ray-tracing, risolvendo numericamente le equazioni discrete di riflessione, rifrazione e propagazione della luce.

2.2 La radiazione solare

Gli impianti solari termodinamici (CSP) così come quelli fotovoltaici a concentrazione (CPV), non captano l'intera radiazione solare che attraverso l'atmosfera giunge sulla superficie Terrestre, ma concentrando la radiazione su un unico punto o una linea di fuoco, essi sono sensibili alla sola componente diretta, normale alla superficie captante. La radiazione diretta è generalmente indicata come Direct Normal Irradiance (DNI) o Beam Irradiance (G_b) e può essere espressa in [kWh/m²/anno] o [W/m²]. La conversione tra le due unità di misura può facilmente ottenersi considerando che 1 [W/m²] corrisponde ad 8.760 [kWh/m²/anno], rappresentando, quest'ultimo valore, il numero di ore complessive nell'arco di un anno. Sono dunque escluse la componente di radiazione diffusa dall'atmosfera e quella riflessa dall'ambiente che circonda gli impianti. La stima della radiazione diretta normale (DNI) non è così agevole come quella della radiazione globale; spesso è necessario stimarla a partire dalla radiazione globale su piano orizzontale Global Horizontal Irradiance (GHI) e dalla componente diffusa su piano orizzontale (DHI). Nella formula che segue è possibile individuare la relazione tra le tre diverse componenti (nella quale θ_z rappresenta l'angolo di zenith solare):

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos \theta_z$$

La determinazione indiretta della DNI richiede ovviamente la stima della GHI e della DHI. La GHI è di facile determinazione poiché esistono numerosi database che la stimano con sufficiente accuratezza e la sua misurazione non presenta particolari difficoltà. Per la componente diffusa esistono correlazioni di stima che, a partire dalla radiazione globale su piano orizzontale (GHI), la esprimono in funzione della quota, dello zenith solare e dei parametri di torbidità atmosferica. La più famosa di queste correlazioni è nota come metodo di Liu-Jordan. Rispetto alla componente globale, quella diretta è tuttavia influenzata in modo più consistente da alcuni fattori meteorologici come il passaggio di nuvolosità di piccola scala e la torbidità atmosferica. Ciò determina un andamento diurno con oscillazioni maggiori e più frequenti rispetto a quello della radiazione globale. Tale caratteristica di elevata oscillazione della radiazione diretta rispetto alla globale, propria soprattutto dei siti con clima temperato, può causare notevoli difficoltà agli impianti che registrano improvvise variazioni della sorgente di alimentazione e quindi intermittenza di funzionamento. Gli impianti fotovoltaici a concentrazione sono spesso soggetti a tali comportamenti alle medie latitudini e ciò ne riduce la producibilità.

Rispetto al CPV l'impianto CSP può compensare le brusche variazioni di DNI mediante l'accumulo termico o l'ibridazione. Tuttavia per la convenienza economica degli impianti CSP si stima come necessario un valore medio annuo di radiazione normale diretta (DNI) pari ad almeno 1800 [kWh/m²/anno]. Il valore di DNI e GHI sono spesso molto simili per i paesi del Mediterraneo se considerati come media annua, tuttavia il ciclo annuale dell'irraggiamento normale diretto deve essere accuratamente valutato per un corretto dimensionamento dell'impianto. In base al ciclo annuo della DNI, infatti, devono essere valutate le dimensioni dei sistemi di accumulo o Thermal Energy Storage (TES) ed il valore del multiplo solare in modo da garantire un funzionamento continuo del ciclo termodinamico durante tutto l'anno soprattutto nelle ore di mancato irraggiamento. Se si misurano l'irraggiamento diretto e quello globale in giornate differenti, ad esempio una estiva ed un'altra invernale, si noterà un rapporto estremamente differente tra componente globale (GHI) e diretta (DNI). La prima, infatti, dipende dall'altezza solare (molto modesta in inverno), mentre la seconda è indipendente da essa.

Questo confronto è riportato a titolo di esempio per una località italiana, in Figura.

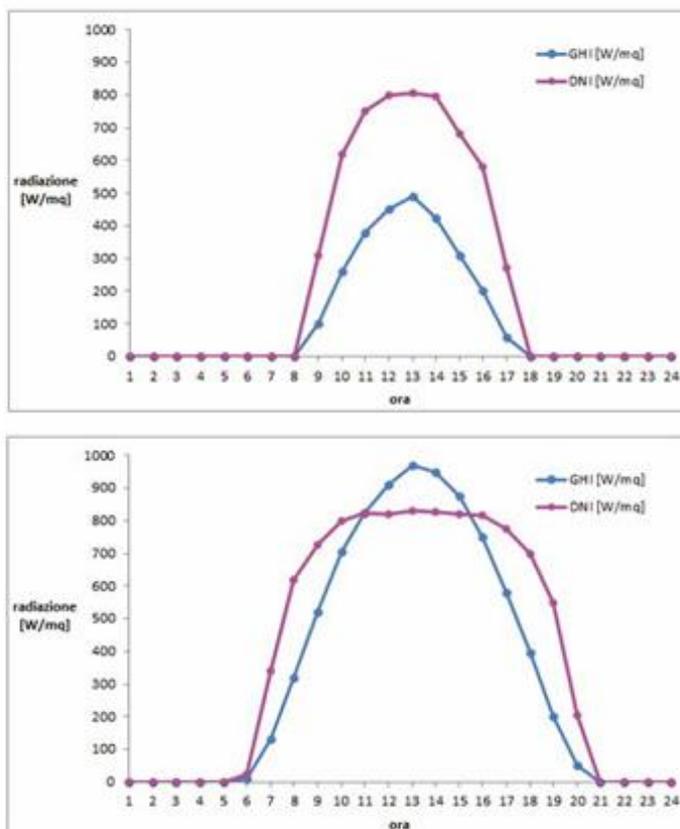


Fig 1.3 Misure della radiazione solare diretta (viola) e globale (blu) in una giornata invernale (sopra) ed estiva (sotto) nella stessa località. www.solarthermalpower.it

Dai grafici mostrati in Figura 1.3, si evince che un impianto CSP potrebbe beneficiare anche in inverno di giornate con sufficiente radiazione (componente diretta) e funzionare con continuità per un maggior numero di ore nel caso fosse dotato di un sistema di accumulo adeguato.

L'energia solare disponibile per i sistemi a concentrazione è pertanto rappresentata dalla sola componente diretta della radiazione solare incidente su una superficie normale ai raggi solari. E' quindi necessario un sistema di inseguimento della traiettoria solare che può essere effettuato con dispositivi ad uno e a due gradi di libertà. I sistemi ad un grado di libertà sono impiegati nei collettori a sviluppo lineare, nei quali l'inseguimento della traiettoria solare avviene con una rotazione dell'asse orizzontale del collettore da Est verso Ovest oppure da Sud verso Nord. Ovviamente, con la rotazione intorno ad un unico asse non si riesce a mantenere la superficie del collettore orientata in direzione perfettamente normale ai raggi solari, cosa che è invece possibile utilizzando i più complessi sistemi di inseguimento con movimenti su due assi. La figura confronta per i mesi di gennaio e di luglio, le radiazioni solari dirette incidenti su di una superficie orientata di 30° rispetto al piano orizzontale, su di una superficie normale ai raggi solari (ovvero la DNI, quella captabile da un dispositivo con inseguimento completo con due gradi di libertà) e su di una superficie che insegue la traiettoria solare con rotazione dell'asse orizzontale lungo le direzioni Est-Ovest e Sud-Nord. Gli andamenti della radiazione sul piano a 30° e con inseguimento Sud-Nord sono molto simili e comunque si discostano in misura significativa dalla radiazione diretta complessivamente disponibile (ovvero la DNI, incidente sul piano normale alla direzione dei raggi solari). Nei mesi estivi, l'inseguimento Est-Ovest non determina invece penalizzazioni significative rispetto ad un inseguimento completo su due assi; peraltro, anche in estate tale inseguimento garantisce il vantaggio di un irraggiamento sostanzialmente costante durante tutto il giorno.

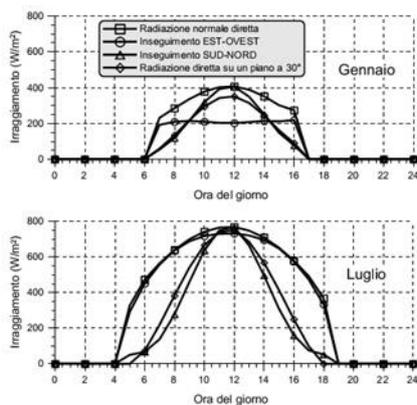


Fig. 1.4 Radiazione solare diretta captata da sistemi di inseguimento.

L'analisi della radiazione captata su base annua dai diversi dispositivi evidenzia che l'inseguimento lungo le direzioni Est-Ovest consente di captare circa l'85% della radiazione diretta incidente sul piano normale, mentre l'inseguimento lungo la direzione Sud -Nord consente di raccogliere appena il 60% della DNI. Pertanto, l'inseguimento lungo la direzione Est -Ovest è in pratica il solo sistema utilizzato dai collettori solari con un solo asse di rotazione. Un'altra caratteristica peculiare degli impianti solari termodinamici è rappresentata dalla possibilità di disporre di un sistema di accumulo dell'energia termica prodotta. La presenza di un accumulo termico consente di svincolare parzialmente la produzione di energia elettrica dalla disponibilità di energia solare e conferisce a questa tipologia di impianti la possibilità di estendere il numero di ore giornaliere di funzionamento e/o di poter fornire profili programmati di produzione elettrica al gestore della rete.

Misurazione della radiazione solare

La misura della radiazione solare è il metodo più sicuro per la stima delle potenzialità del sito oggetto dell'installazione. Generalmente sono due le tipologie di strumenti utilizzati per tale misura:

- Il piranometro che possiede un campo di misura di 180°
- Il pireliometro che generalmente possiede un campo di misura molto ristretto, all'incirca pari a 5°.



Fig.1.5 Piranometro con sensore a termopila.



Fig. 1.6 Pireliometro con sensore a termopila.

Il primo serve alla misura dell'irraggiamento globale, mentre il secondo strumento misura l'irraggiamento diretto e, a causa del ristretto angolo di accettazione, esso deve essere puntato accuratamente verso il disco solare. Entrambe queste tipologie di strumenti possono essere dotati di sensori termici o fotoelettrici. Nel primo caso l'irraggiamento assorbito da una superficie captante annerita è trasformato in calore e l'innalzamento di temperatura della superficie è tramutato in segnale elettrico da una termopila (insieme di termocoppie collegate in serie). Il sensore deve essere ovviamente difeso dalle dispersioni termiche (doppia cupola trasparente sul piranometro). Nel secondo caso invece l'irraggiamento è tramutato direttamente in segnale elettrico attraverso un fotodiodo, dispositivo a semiconduttore con giunzione P-N che funziona in base allo stesso principio dei pannelli fotovoltaici

La stima della radiazione solare è possibile oggi anche utilizzando le immagini satellitari. Alcuni prestigiosi istituti di ricerca aerospaziale forniscono database di rilevamenti satellitari della radiazione solare (NASA, DLR, SoDa, ecc...). In Italia l'ENEA attraverso l'Atlante Italiano della Radiazione Solare (www.solaritaly.enea.it) fornisce l'accesso a tutti i dati di radiazione calcolati (medie mensili e giornaliere) ed ad alcuni dati misurati in stazioni a terra.

2.3 Classificazione dei sistemi solari a concentrazione

Dal confronto tra i sistemi solari termodinamici a concentrazione e i sistemi fotovoltaici sappiamo che per quanto riguarda la tecnologia fotovoltaica, è necessario considerare due aspetti:

- la tecnologia fotovoltaica sfrutta sia la radiazione diretta che le componenti diffusa e riflessa, quindi è adatta anche a zone, quali l'Europa settentrionale, con scarso irraggiamento diretto;
- essa si presta ad applicazioni molto diversificate – dai pochi W, necessari a un caricabatterie solare per il telefono cellulare, ai MW di impianti solari dedicati, passando per i pochi kW o le decine di kW di applicazioni distribuite nel settore residenziale o civile.

La tecnologia CSP invece sfrutta solo la radiazione diretta e mal si presta alla realizzazione di impianti di piccole dimensioni. Per impianti di taglia attorno o superiori al MW e in zone a forte irraggiamento diretto, consente però costi di produzione dell'energia elettrica inferiori rispetto alla tecnologia fotovoltaica.

In sintesi, le differenze tra la tecnologia termodinamica rispetto alla tecnologia fotovoltaica classica (cioè senza concentrazione) sono:

- il fatto di sfruttare solo la quota di **radiazione diretta**; occorre quindi un clima tipicamente “secco”, con limitata presenza di copertura nuvolosa.
- il fatto, e questo è un vantaggio per ora esclusivo, di consentire la realizzazione di impianti dotati anche di un **accumulo di energia** a costi relativamente contenuti.
- il fatto di poter realizzare **impianti di grandi dimensioni**, a costi che attualmente sono inferiori alla generazione solare per via fotovoltaica e che in prospettiva, in siti adatti, potrebbero risultare competitivi rispetto alla produzione da combustibili fossili anche senza misure di incentivazione.

Classificazione

Molte classificazioni possono essere fatte per catalogare le diverse tipologie d’impianti solari termodinamici, tuttavia quella che risulta più utile al fine di distinguere le tecnologie e descriverne i punti di forza e debolezza è quella che riguarda il modo in cui i concentratori concentrano la radiazione solare. In questa classificazione si possono distinguere:

- Sistemi line-focusing: parabole lineari e concentratori lineari Fresnel;
- Sistemi point-focusing: torri solari ed impianti Dish-Stirling.

2.3.1 Sistemi Line-Focusing

Nei sistemi line-focusing, la concentrazione della radiazione solare avviene su di una linea (linea solare). Essi possono essere dunque dotati di specchi a sezione parabolica che concentrano la radiazione sulla linea focale, in tal caso sono detti sistemi a parabola lineare o PTC (ParabolicTroughConcentrator). Alternativamente possono essere dotati di specchi lineari inclinati in grado di concentrare la radiazione su di una linea parallela al loro piano di giacitura, al di sopra di essi. In questo caso sono detti sistemi a concentratore lineare di Fresnel o LFC (Linear FresnelConcentrator). Tali impianti per dimensioni e caratteristiche costruttive sono caratterizzati dall’aver un solo asse di inseguimento del sole (tipicamente est-ovest).

ParabolicTroughConcentrators/Collettore Parabolico lineare

Con oltre 1000 MWe (Mega Watt elettrico) installati, i collettori parabolici lineari rappresentano attualmente la tecnologia più matura e sviluppata nell'ambito dei sistemi solari termodinamici a concentrazione. Questo sistema utilizza collettori lineari costituiti da comuni specchi semicilindrici a sezione parabolica che concentrano continuamente, tramite un opportuno sistema di controllo e ruotando intorno al proprio asse, i raggi solari sul fuoco del paraboloide dove è posto un tubo ricevitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore (Heat transfer Fluid HTF) (figura).



Fig.1.7 Impianto PCS per prova componenti solari

Il collettore parabolico è costituito da specchi in vetro in maniera tale da massimizzare il coefficiente di riflessione, mentre al contrario il tubo ricevitore viene realizzato in maniera tale da massimizzare il coefficiente di assorbimento e minimizzare l'emissività nell'infrarosso al fine di diminuire le perdite per irraggiamento. La lunghezza dei concentratori può superare i 100 metri con un'apertura della superficie curva di 5-6 metri. Il ricevitore è costituito, infatti, da un tubo di acciaio provvisto di rivestimento con un particolare trattamento di deposito esterno (rivestimento selettivo chiamato coating), all'interno del quale scorre il fluido termovettore. Al fine di ridurre le perdite per convezione termica, il tubo in acciaio è posizionato all'interno di un altro tubo in vetro, nella cui intercapedine vengono mantenute condizioni di vuoto spinto. I ricevitori delle diverse linee di concentratori parabolici sono connessi attraverso giunzioni di

materiale ad elevata elasticità in grado di compensare le dilatazioni termiche e resistere alle elevate temperature.

I concentratori a parabole lineari sono generalmente installati con asse in direzione Sud-Nord ed inseguono il sole in direzione Est-Ovest.

A causa della loro particolare conformazione geometrica, che si sviluppa principalmente secondo la direzione orizzontale, i collettori parabolici lineari sono dotati esclusivamente di un sistema di inseguimento solare attorno al proprio asse orizzontale, che consente di seguire efficacemente l'alternarsi del giorno e della notte, ma non l'alternarsi delle stagioni. Il fluido termovettore, che si riscalda fino ad una temperatura di circa 400°C, è di solito un olio diatermico, oppure una miscela di sali fusi (nitrato di sodio e nitrato di potassio), che può raggiungere temperature più elevate (oltre 500 °C).

Nei moderni impianti a sali fusi è direttamente tale sostanza a circolare nei ricevitori ed a fornire il calore ad elevata temperatura per il ciclo termodinamico. In tale caso lo stesso fluido costituisce il mezzo di accumulo (nella maggior parte dei casi mediante un sistema a due serbatoi a livello variabile). Rispetto agli impianti che utilizzano olio sintetico come HTF si ottengono tre fondamentali vantaggi:

1. I sali fusi lavorano a temperature molto più elevate, fino a 550 °C, permettendo così di aumentare la differenza di temperatura tra ingresso ed uscita dei collettori e la diminuzione del volume di accumulo. Normalmente si può considerare che un impianto a sali fusi lavora tra 290°C e 550°C, mentre uno ad olio diatermico lavora tra 290°C e 390°C;
2. Il ciclo termodinamico a valle dei collettori lavora con una differenza media di temperatura molto più alta, incrementando il proprio rendimento;
3. Non è necessario lo scambiatore intermedio tra l'olio ed il fluido termovettore di accumulo, si aumenta così l'efficienza termodinamica globale del ciclo.

Progetti di tipo sperimentale hanno indicato la possibilità di generare vapore direttamente all'interno del tubo ricevitore, con evidenti vantaggi di ordine energetico ed economico. I più importanti e affidabili impianti che utilizzano il parabolic trough system sono i cosiddetti SEGS (Solar Electric Generating System). L'integrazione di un impianto parabolic trough con un ciclo combinato permette di produrre energia elettrica a costi più competitivi rispetto ad impianti solari non integrati ("Stand Alone"), in quanto la temperatura massima del ciclo non è vincolata

alle temperature massime sopportate dall'olio diatermico (circa 400 °C), facendo lavorare l'impianto a vapore in condizioni di maggiore rendimento.

Il fluido termovettore utilizzato per produrre vapore, opera secondo un classico ciclo Rankine, come mostrato in figura.

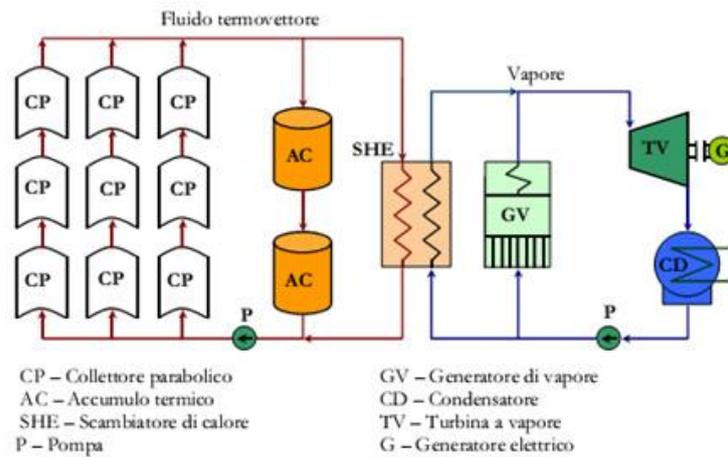


Fig.1.8 Schema di un impianto solare termodinamico basato sull'utilizzo di collettori parabolici lineari ed integrato con un impianto a vapore.

Caratteristiche del collettore solare in dettaglio.

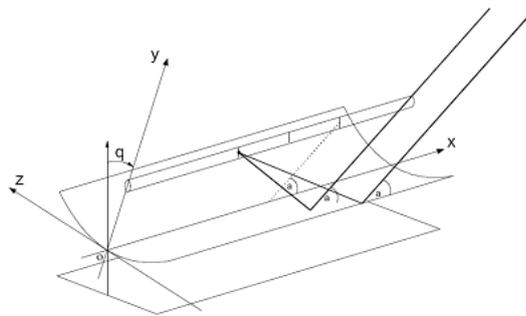


Fig. 1.9 Radiazione solare diretta incidente sul collettore parabolico lineare.

Configurazione del collettore

Il collettore solare è composto da più moduli collegati meccanicamente ed azionati da un unico sistema di movimentazione, posto al centro, che fa ruotare simultaneamente i due rami del collettore, Figura.

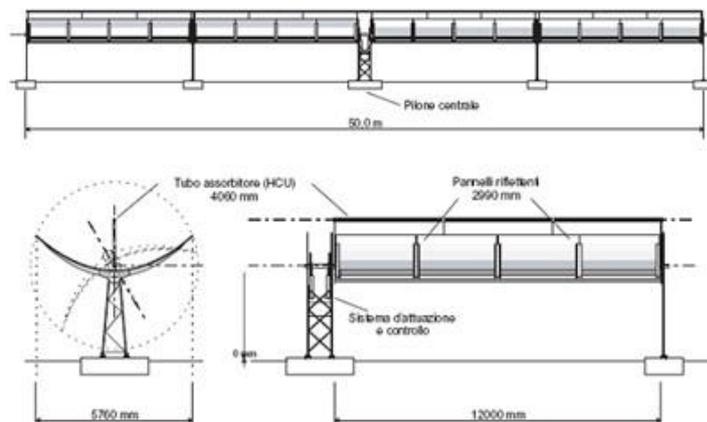


Fig. 1.1.1 Layout del collettore.

Ciascun modulo è costituito da una struttura portante, dai pannelli riflettenti, dai piloni di appoggio al suolo e dalla linea di tubi ricevitori con relativi supporti. La geometria delle superfici riflettenti è definita dal progetto ottico del collettore e le tolleranze rispetto alle dimensioni nominali sono derivate dalle verifiche sulle perdite di efficienza ottica. La lunghezza del modulo viene definita dal numero di tubi ricevitori posti in serie che, analogamente alle produzioni correnti, viene fissato in 3 unità per uno sviluppo complessivo di circa 12 m. Le caratteristiche funzionali del collettore verranno descritte raggruppandole in due sezioni differenti: la prima relativa al sistema di concentrazione, di movimentazione e di supporto, in questo ambito definito come sistema di concentrazione, e la seconda riguardante il tubo ricevitore.

Descrizione generale

La parte riflettente del sistema di concentrazione è costituita da una serie di pannelli riflettenti che realizzano una superficie cilindro parabolica la cui sezione retta è nominalmente una parabola di apertura 5760 mm e fuoco posto a 1810 mm dal vertice. I pannelli, tutti uguali fra loro per ragioni di economia di costruzione e semplicità di montaggio, realizzano porzioni della superficie riflettente corrispondenti a metà dell'arco di parabola e sviluppate longitudinalmente, per una frazione intera della lunghezza dell'intero modulo; i pannelli non sono perfettamente contigui ma presentano tra l'uno e l'altro delle aperture limitate dovute ad esigenze progettuali e di montaggio. I pannelli vengono sostenuti da una struttura di supporto basata su una trave centrale sostenuta all'estremità da due piloni di sostegno che assicurano al suolo l'intero modulo. Alla trave centrale sono collegati oltre ai pannelli, i bracci di sostegno del tubo ricevitore articolati in maniera tale da consentire le considerevoli dilatazioni termiche cui è soggetta la tubazione attraversata dal fluido termovettore. La rotazione del sistema di concentrazione

avviene su un asse passante per il baricentro della parte mobile dei moduli, che si colloca in posizione intermedia tra l'asse di simmetria della trave ed il fuoco della parabola; la trave principale, pertanto, reca alle estremità due piastre per riportare l'appoggio sui piloni di supporto all'altezza dell'asse di rotazione. I piloni costituiscono la parte fissa del sistema di concentrazione ed avranno altezza tale da consentire la rotazione libera della parte mobile entro gli angoli definiti dalle diverse condizioni operative. Mentre i piloni di supporto dei singoli moduli saranno tra loro uguali, il pilone centrale del sistema di concentrazione sarà disegnato in modo da accogliere il sistema di movimentazione dell'intero collettore. Il sistema di movimentazione sarà costituito da una parte di attuazione meccanica in grado di far compiere le rotazioni del concentratore entro il campo definito dalle diverse condizioni operative e con le velocità e la precisione di posizionamento richiesta, un sistema di puntamento autonomo in grado di verificare la posizione relativa del concentratore rispetto alla posizione del sole, un sistema di controllo in grado di pilotare il sistema di attuazione in base alle informazioni provenienti dal sistema di puntamento ed al sistema di gestione centrale dell'impianto.

Supporti tubo ricevitore

Funzione del sistema di supporto dei tubi ricevitori è quello di mantenere in posizione il ricevitore, assecondando le dilatazioni termiche occorrenti nel tubo metallico assorbitore, e sostenendone il peso ed i carichi del vento applicati ad esso. Poiché i tubi ricevitori vengono tra loro giuntati per saldatura, la dilatazione termica si cumula su tutta la lunghezza del ramo del collettore per poi venire compensata dai raccordi idraulici di collegamento con il collettore contiguo o con la rete primaria. Nella Figura è riportato uno schema di principio del sistema di sostegno del tubo ricevitore e del meccanismo di compensazione della dilatazione sulla linea. Il sistema di supporto dovrà essere in grado di compensare dilatazioni della linea realizzata in tubo d'acciaio AISI 316 in un campo di temperatura compreso tra la temperatura ambiente, sperimentata in fase di installazione, e la temperatura massima operativa del tubo ricevitore, pari a 580 °C, senza causare condizioni di stress termo meccanico incompatibili con la funzionalità e la durata del componente. Inoltre, nell'intervallo delle temperature di lavoro (290-550°C), lo spostamento dell'asse del tubo ricevitore dalla sua posizione nominale non dovrà essere superiore a 5 mm, in nessun punto della linea.

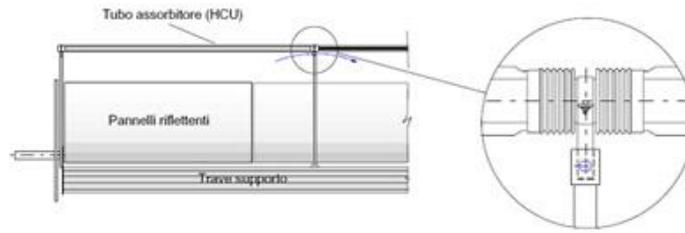


Fig.1.1.2 Giunzione

Sistema ricevitore

Caratteristiche funzionali

Il sistema ricevitore ha la funzione di trasferire l'energia solare, concentrata dal sistema di concentrazione, al fluido che scorre al suo interno, garantendo la costanza delle prestazioni nel tempo e minimizzandole dispersioni di calore verso l'ambiente. Ciò comporta un'adeguata resistenza agli agenti atmosferici e alle escursioni termiche indotte dalla variabilità del flusso solare. Il sistema, come mostrato nello schema di Figura, è composto da:

- Un tubo ricevitore metallico in acciaio inossidabile.
- Coating selettivo di rivestimento applicato alla superficie esterna del tubo.
- Un tubo di vetro (Pirex) con funzione di isolante ad elevata trasmittanza con trattamenti antiriflesso sulla superficie esterna ed interna. Soffietti metallici in grado di assorbire dilatazioni differenziali tra il tubo centrale metallico e il tubo esterno in vetro.

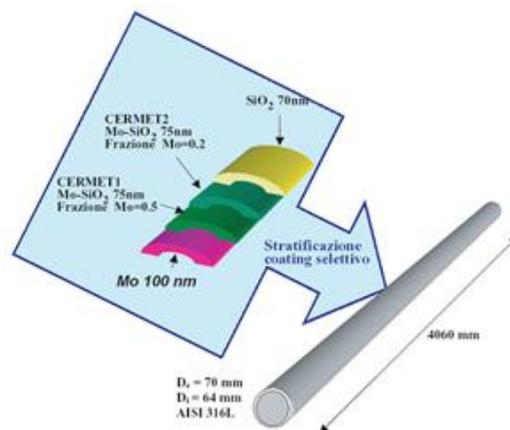


Fig.1.1.3 Struttura del rivestimento selettivo (coating)

I tubi ricevitori sono elementi lunghi circa 4 m, saldati in opera per formare una linea che, nella posizione di riferimento durante l'esercizio, deve essere in asse con la retta focale degli specchi parabolici. La linea di tubi ricevitori è mantenuta in posizione da bracci di sostegno, dotati alle

estremità di cerniere cilindriche, che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio. Il tubo ricevitore deve resistere agli stress di origine meccanica e termica sia statici che dinamici e garantire integrità e tenuta del componente per la vita prevista dell'impianto. Deve essere verificata la compatibilità con il fluido termovettore e l'idoneità a supportare il materiale di rivestimento nel campo delle temperature di esercizio: 290 - 550°C.

La funzione dei tubi ricevitori è quella di trasformare in calore ad alta temperatura e trasferire al fluido termovettore la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente esterno.

Ogni tubo ricevitore è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile sulla cui superficie esterna viene depositato, con tecnologia di sputtering, un rivestimento spettralmente selettivo (coating) di materiale composito metallo-ceramico (CERMET), caratterizzato da una elevata assorbanza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso. Il tubo d'acciaio è incapsulato, sotto vuoto a circa 10^{-2} Pa (circa 10^{-4} torr), in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il coating dal contatto con l'aria, riducendo al minimo lo scambio termico per convezione tra i due tubi.

Sulla superficie del tubo di vetro viene fatto un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa. I collegamenti fra i tubi di vetro e d'acciaio sono realizzati con due soffietti d'acciaio inossidabile (posti alle estremità del tubo di vetro) in grado di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra i due materiali.

Per garantire il vuoto di progetto è necessario inserire nell'intercapedine tra i due tubi un quantitativo opportuno di materiale getter, capace di assorbire la miscela di gas che si potrebbe formare durante il funzionamento del tubo ricevitore.

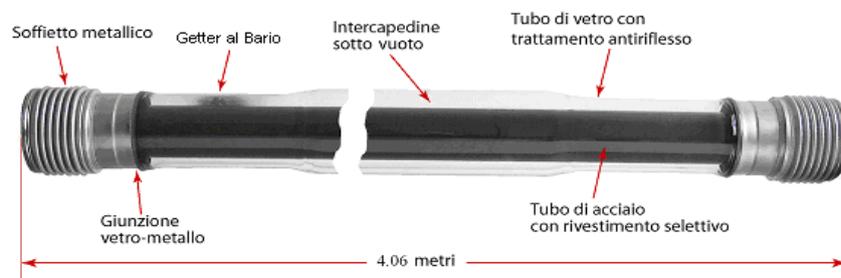


Fig.1.1.4 Tubo ricevitore progettato dai ricercatori ENEA

Un secondo materiale assorbitore, molto reattivo con l'aria (getter al Bario), viene depositato sulla superficie interna del tubo di vetro, formando una macchia di colore metallico di qualche cm². Quando il tubo perde il vuoto e il getter di mantenimento si satura, la macchia diviene di colore bianco, indicando visivamente la perdita dell'efficienza di trasmissione del calore al fluido termovettore.

Per raggiungere un'elevata affidabilità, sono importanti due caratteristiche:

- capacità del CERMET di mantenere pressoché inalterate nel tempo le caratteristiche fototermiche alla massima temperatura di esercizio del coating (580 °C);
- capacità delle giunzioni vetro-metallo di resistere alle sollecitazioni di fatica termomeccanica, originate dalla variabilità dell'irraggiamento solare (la temperatura massima di riferimento nelle prove di caratterizzazione meccanica delle giunzioni è di 400 °C).

Queste caratteristiche, peculiari del progetto ENEA, hanno richiesto lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche, in quanto i tubi ricevitori disponibili sul mercato sono progettati per operare fino ad una temperatura massima del coating di 400 °C.

Linear Fresnel Concentrators/Concentratori lineari di Fresnel

In questa tipologia di concentratore le parabole sono sostituite da più file (da 7 a 15) di specchi piani o leggermente curvi con larghezza di circa 50 cm e lunghezza di circa 100 m, che si trovano sia da un lato che dall'altro del ricevitore, disposti secondo il principio della lente di Fresnel. Le diverse file hanno una differente orientazione (nel loro complesso riprendono in maniera discreta una superficie parabolica) e vengono movimentate indipendentemente l'una dall'altra in maniera tale da concentrare la radiazione solare sul fuoco dove è posizionato il tubo ricevitore con rivestimento selettivo posto alcuni metri al di sopra degli specchi (figura 1.1.5).

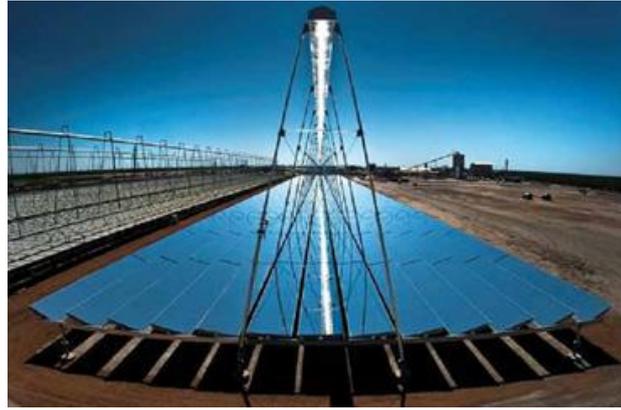


Fig 1.1.5 Concentratore lineare Fresnel

Quindi ogni specchio è inclinato diversamente da quelli vicini essendo montato su un proprio sistema d'inseguimento monoassiale (generalmente Est-Ovest).

Poiché la concentrazione dei raggi solari su una linea non è così accurata come nel caso degli specchi parabolici, spesso è necessario adottare un ricevitore con tubazioni multiple parallele o un'ottica di concentrazione secondaria, costituita da una calotta riflettente posta sopra ed attorno al tubo ricevitore. Normalmente tale tipo di impianti utilizza l'acqua come fluido vettore, con produzione diretta di vapore all'interno del tubo ricevitore.

Rispetto ai sistemi parabolici lineari tali concentratori presentano i seguenti vantaggi:

- Gli specchi utilizzati sono di più facile fabbricazione e risultano più economici e la loro pulizia è più agevole
- La struttura di sostegno è più leggera poiché meno soggetta ai carichi da vento e neve e di più facile assemblaggio
- Il ricevitore non ruota con gli specchi e questo rende più facile la progettazione e l'assemblaggio del sistema
- Le perdite ottiche sono minori così come le rotture degli specchi
- L'ombreggiamento mutuo tra i vari moduli è un problema meno importante rispetto a quanto accade per gli impianti PTC, questo si traduce in una minore occupazione del suolo
- Sono più adatti, rispetto ai PTC, all'integrazione in ambienti costruiti (utilizzo industriale) o all'installazione in località costiere.

L'efficienza di concentrazione del sistema, tuttavia, è minore rispetto al PTC a causa delle perdite dovute alla struttura fissa soprattutto in condizioni di bassa altezza solare (prima mattina e tardo pomeriggio) e del ridotto rendimento ottico.

2.3.2 Sistemi Point-Focusing

I sistemi point-focusing hanno la caratteristica di concentrare la radiazione solare in un unico punto. Se il punto in cui la radiazione solare si concentra (ricevitore o collettore) è unico per tutto l'impianto allora si parla di sistemi a torre solare (Figura 23) e gli specchi concentranti sono detti eliostati. Viceversa, se ogni concentratore dell'impianto possiede un suo ricevitore della radiazione solare allora si parla di impianti a dischi o piatti parabolici (Figura 25), che tipicamente sono accoppiati a motori tipo Stirling per la generazione di energia elettrica. Gli impianti tipo point-focusing sono generalmente dotati di concentratori con inseguimento solare su due assi.

Il Sistema a Torre Centrale: PowerTower

Chiamato anche CRS (Central Receiver System), questo sistema a torre centrale utilizza pannelli riflettenti piani opportunamente inclinati (**eliostati**) che inseguono il sole con un movimento di rotazione su due assi, concentrando la luce solare verso un unico ricevitore; questo è montato sulla sommità di una torre e al suo interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione del calore solare.



Fig.1.1.6 Collettore a torre solare

In questo caso le temperature raggiunte nel ricevitore possono essere molto più elevate a causa dell'elevato fattore di concentrazione, esse sono funzione della tipologia di impianto e di ricevitore, tuttavia possono andare da 250 °C a 1000 °C (3500 °C è la massima temperatura raggiunta nella Fornace Solare di Odeillo, Francia).

L'energia termica che così si rende disponibile può essere sfruttata in vari processi, in particolare per la produzione di energia elettrica.

L'altezza, rispetto al suolo, della torre cresce all'aumentare dell'estensione del campo solare e può superare il centinaio di metri.

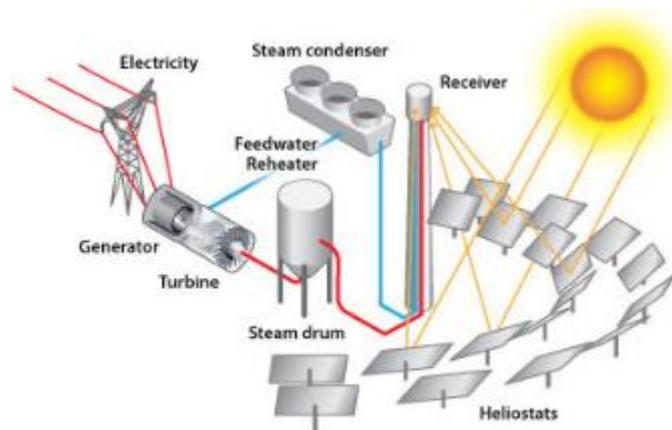


Fig 1.1.7 Schema di un impianto a Torre Centrale

In questo tipo di impianti il fluido termovettore (generalmente vapore o una miscela di sali fusi) può raggiungere alte temperature di esercizio (maggiori di 500 °C), con conseguenti alti rendimenti di trasformazione del calore in energia elettrica, normalmente tramite un ciclo termodinamico acqua-vapore.

Le temperature più alte rispetto a tutte le altre tipologie di impianti assicurano agli impianti a torre solare alcuni vantaggi:

- Possibilità di accumulo termico più agevole, meno voluminoso e quindi più economico
- Possibilità di far lavorare il ciclo termodinamico in cascata a più alta temperatura, aumentando il rendimento, diminuendo quindi il consumo specifico di vapore e la necessità di acqua per il raffreddamento del condensatore.
- Esiste la possibilità di utilizzare questi concentratori per alimentare cicli supercritici. In tale caso l'aspetto decisivo rimane il costo della turbina.

Questo tipo di impianto, ha dimostrato di possedere, in impianti di taglia dell'ordine di 10 MWe, un'efficienza totale, dalla cattura della radiazione solare all'elettricità immessa in rete, tra 8% e il 12%. A medio termine promettono efficienze di conversione superiori e investimenti inferiori.

Alla luce degli impianti in esercizio, tale tecnologia sembra la più promettente nel lungo periodo, cioè quella in grado di fornire il più basso costo del kWh prodotto, tuttavia le esperienze su scala commerciale sono ancora ridotte.

Collettore a Disco parabolico/Parabolicdish

I dischi parabolici utilizzano pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il movimento del sole attraverso la rotazione attorno a due assi ortogonali concentrando la radiazione solare su un ricevitore montato nel punto focale. Il ricevitore è generalmente costituito da un motore di Stirling (più raramente una micro-turbina), raffreddato ad aria che utilizza un fluido (elio o vapore di sodio) al quale viene normalmente trasferito calore ad alta temperatura circa 650°C.



Fig.1.1.8 Concentratore a disco parabolico.

Nel motore (Stirling) viene prodotta direttamente energia grazie al generatore elettrico presente nella zona del ricevitore. La forma ideale del concentratore è un paraboloide di rivoluzione; alcuni concentratori approssimano tale forma geometrica utilizzando un insieme di specchi con profilo sferico montati su una struttura di supporto. Per ragioni tecnico-economiche, la dimensione del concentratore non va oltre i 15 m di diametro, limitando quindi la sua potenza a circa 25-30 kWe. I principali vantaggi della tecnologia Disch-Stirling sono sostanzialmente i seguenti:

- Diminuzione delle perdite, data la piccola distanza tra concentratore e ricevitore;
- Elevata efficienza termodinamica, fino a 35% circa;

-
- Nessuna necessità di raffreddamento ad acqua, poiché il ciclo termodinamico è un ciclo chiuso a gas;
 - Modestissima occupazione del suolo, possono essere installati su terreni in pendenza o accidentati ed è possibile l'installazione su edifici.

In questo tipo di impianto, di solito, il motore impiegato per la produzione di energia elettrica è di tipo **Stirling**.

Ci sono due tipi principalmente di ricevitori che utilizzano motori con ciclo Stirling:

- ricevitori ad illuminazione diretta (DIR)
- ricevitori ad illuminazione indiretta.



Fig.1.1.9 Un motore Stirling

I ricevitori ad illuminazione indiretta utilizzano un liquido intermediario per il trasferimento di calore.

I ricevitori a illuminazione diretta sono tuttavia preferibili dato che, grazie all'alto potere di scambio di calore dell'elio o dell'idrogeno ad alta velocità e pressione, sono capaci di assorbire livelli più elevati di energia termica.

Tra le tecnologie considerate, è quella che presenta attualmente i più alti costi di produzione dell'energia elettrica (stimati intorno ad 1€/kWh), ma è interessante per le prospettive che offre nell'abbattimento di questo costo e per la sua modularità (il campo solare può essere composto anche da un solo collettore).

Il rendimento di questo sistema può raggiungere il 30% (fra i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti) sia perché il concentratore può seguire costantemente il sole con un'incidenza pari a 90° in tutte le condizioni, sia perché il rendimento di Carnot del ciclo termodinamico associato può essere molto elevato. Attualmente però questo tipo di impianto è relativamente costoso e più oneroso da gestire.

2.3.3 Comparazione delle tecnologie

Le differenze tra le varie tipologie di concentratori non sono solo tecnologiche ma coinvolgono aspetti economici, di realizzabilità e di manutenzione.

I sistemi PTC sono i più diffusi commercialmente, tali impianti, così come quelli a torre solare se abbinati ad un opportuno storage possono rappresentare la possibilità più concreta di una fonte rinnovabile prevedibile. L'utilizzo dei sali fusi ad elevata temperatura rappresenta lo sviluppo più immediato. I sistemi a torre solare e concentratori lineari di Fresnel sono ad uno stadio iniziale, con grandi potenziali in termini di riduzione dei costi d'investimento ed incremento delle prestazioni. In particolare i sistemi a torre solare presentano il vantaggio delle temperature più elevate. I sistemi Dish-Stirling, sono ancora all'inizio di una produzione consistente e possono costituire un'alternativa molto efficiente per impianti di piccola scala e per applicazioni di generazione diffusa.

I sistemi con concentratori parabolici hanno occupazione del suolo leggermente superiori agli impianti con concentratori Fresnel ed agli impianti fotovoltaici fissi. Tuttavia, anche in questo caso, nel confronto deve essere considerato che gli impianti fotovoltaici non hanno possibilità di accumulo e che i sistemi LFC, funzionanti generalmente con produzione diretta di vapore, non dispongono di accumuli significativi economicamente sostenibili.

La simulazione di funzionamento o la previsione delle prestazioni di un impianto CSP, che permetterebbe un confronto mirato tra le varie tecnologie, relativo ad un singolo sito d'installazione, è generalmente piuttosto complessa ed affidata a codici di calcolo sviluppati ad hoc dalle aziende produttrici. Essi richiedono infatti la modellazione matematica in regime transitorio di tutte le componenti dell'impianto: captazione dell'energia solare, scambio termico con il fluido di processo, accumulo termico e generazione di potenza elettrica mediante ciclo termodinamico.

Tab 1.1 Tipi di impianti.

Impianto	Parabolic Trough	Linear Fresnel	Solar Tower	Dish Stirling
Collettore	Specchi lineari a sezione parabolica	Specchi lineari a bassa curvatura	Eliostati	Specchi o parabolico mobile
Ricevitore	Tubo (posizionato lungo la linea focale del collettore)	Tubo (posizionato lungo la linea focale del collettore)	Montato in cima ad una torre	Posizionato nel punto focale
Fluido termovettore	Per lo più oli	Vapore	Vapore o Sali fusi (KNO ₃ -NaNO ₃)	Elio o idrogeno
Temperatura operativa [°C]	350-550	390	250-565	350-750
Generatore	Turbogeneratore elettrico	Turbogeneratore elettrico	Turbogeneratore elettrico	Motore Stirling
Potenza tipica [MW]	10-300	10-200	10-200	0.01-0.025
Rendimento di picco [%]	14-20	18	23-35	30
Efficienza netta di conversione [%]	11-16	13	7-20	12-25
Fattore di concentrazione	70-80 soli	>60 soli (in funzione dell'ottica secondaria)	>1000 soli	>1300 soli
Recettore/Assorbitore Radiazione solare	Assorbitore attaccato al collettore, mobile con esso	Superficie esterna fissa non necessita di tubi evacuati	Superficie esterna fissa o cavità ricevente	Assorbitore attaccato al collettore mobile con esso
Sistema di accumulo (TES)	Indiretto a due serbatoi (380°C) Diretto con due serbatoi (550°C)	Vapore in pressione (accumulo di breve durata 10 minuti)	Diretto con due serbatoi (550°C)	Nessuno storage, lo storage termochimico è in via di sviluppo
Ibridazione	Si indiretta	Si diretta (nel generatore di vapore)	Si	No
Grado di stabilità	Medio-Alto (con TES)	Medio (possibile)	Alto (elevato TES)	Basso

dell'energia immessa	<i>o ibridazione)</i>	<i>ibridazione)</i>		
Ciclo termodinamico	<i>Hirn (a vapore surriscaldato)</i>	<i>Rankine (a vapore saturo)</i>	<i>Hirn (a vapore surriscaldato)</i>	<i>Stirling</i>
Temperatura/Pressione vapore [°C/bar]	<i>Da 380 a 550/100</i>	<i>260/50</i>	<i>540/da 100 a 160</i>	
Pendenza massima del campo solare [%]	<i><1-2</i>	<i><4</i>	<i><2-4</i>	<i>10 o più</i>
Consumo d'acqua [mc/MWh]	<i>3 [wetcoating], 0.3 [dry coating]</i>	<i>3 [wetcoating] 0.2 [dry coating]</i>	<i>2-3 [wetcoating] 0.25 [dry coating]</i>	<i>0.05-0.1 (pulizia specchi)</i>
Rischio	<i>Basso</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>
Maturità tecnologica	<i>Scala commerciale</i>	<i>Progetti pilota</i>	<i>Progetti pilota su scala commerciale</i>	<i>Installazioni dimostrative</i>

3 Analisi delle prestazioni ottiche dei sistemi a concentrazione

3.1 Rendimento ottico: definizioni e relative cause di inefficienza

Il collettore solare a concentrazione, in linea generale, è composto dal concentratore e dal ricevitore. La funzione del concentratore solare (a specchi piani o parabolici) è quella di concentrare la radiazione solare sulla superficie dell'assorbitore realizzando un prefissato rapporto di concentrazione C . Ovviamente, a causa delle inevitabili perdite, la potenza termica incidente sulla superficie A_R del ricevitore solare risulta inferiore alla potenza solare incidente sulla superficie A_C del concentratore. Il bilancio energetico del concentratore solare risulta infatti pari a:

$$\dot{Q}_{\text{SOL}} = \dot{Q}_{\text{RIC}} + \dot{Q}_{\text{P,CNC}}$$

E' possibile definire il rendimento del concentratore solare, spesso indicato come rendimento ottico del collettore, attraverso il rapporto fra la potenza trasmessa al ricevitore e la potenza solare disponibile:

$$\eta_{\text{CNC}} = \eta_{\text{OTT}} = \frac{\dot{Q}_{\text{RIC}}}{\dot{Q}_{\text{SOL}}} = 1 - \frac{\dot{Q}_{\text{P,CNC}}}{\dot{Q}_{\text{SOL}}}$$

La potenza termica incidente sul ricevitore solare può essere pertanto calcolata a partire dalla radiazione solare diretta DNI incidente sulla superficie A_C del concentratore e dal corrispondente rendimento ottico:

$$\dot{Q}_{\text{RIC}} = \dot{Q}_{\text{SOL}} \cdot \eta_{\text{OTT}} = A_C \cdot \text{DNI} \cdot \eta_{\text{OTT}}$$

Il **rendimento ottico** η_{OTT} dipende dalle caratteristiche della superficie riflettente e in particolare dal suo *coefficiente di riflessione (o riflettanza)* ρ , che rappresenta la frazione di energia incidente che viene effettivamente riflessa. Idealmente la riflettanza dovrebbe assumere un valore unitario, ma nella realtà i valori che più comunemente si riscontrano negli specchi utilizzati negli impianti CSP sono dell'ordine di 0,90-0,96.

Il rendimento ottico dipende inoltre dalle caratteristiche della superficie del ricevitore solare e in particolare dal suo *coefficiente di assorbimento (assorbanza)* α , che rappresenta la frazione di energia incidente che viene effettivamente assorbita. Idealmente (ovvero nel caso di un corpo

nero) l'assorbanza dovrebbe assumere un valore unitario, ma nella realtà i valori che più comunemente si riscontrano nei ricevitori utilizzati negli impianti CSP sono dell'ordine di 0,92 - 0,98.

Peraltro, in alcuni casi (principalmente nei collettori parabolici lineari) il ricevitore viene posizionato all'interno di un tubo in vetro (nella cui intercapedine viene mantenuto il vuoto per ridurre le perdite termiche), che deve essere attraversato dalla radiazione riflessa dagli specchi prima di raggiungere il ricevitore. In tal senso, il rendimento ottico del concentratore solare dipende anche dalle caratteristiche del vetro, in particolare dal suo *coefficiente di trasmissione (trasmissione)* τ , che rappresenta la frazione di energia che effettivamente attraversa lo strato di vetro.

Idealmente, la trasmissione del vetro dovrebbe assumere un valore unitario, ma nella realtà i valori più comuni sono dell'ordine di 0,94-0,98. Infine, occorre considerare che non tutta la radiazione solare viene effettivamente intercettata a causa degli inevitabili *fenomeni di ombreggiamento* prodotti dal ricevitore e dai suoi supporti, degli *errori di puntamento del sistema di inseguimento della traiettoria solare, delle deformazioni superficiali degli specchi, dei disallineamenti in fase di montaggio, etc.*

Alcune tra queste cause di inefficienza responsabili anche della riduzione della concentrazione "C" vengono trattate con maggior dettaglio di seguito:

Errore speculare \mathcal{I}_{sp}

Per speculare si intende la misura in cui i raggi riflessi obbediscono alla legge della riflessione, dove l'angolo riflesso è uguale all'angolo incidente. L'opposto è un riflettore diffuso che disperde la luce riflessa in un vasto range di direzioni. L'errore speculare \mathcal{I}_{sp} viene definito localmente su di una superficie come la deviazione standard (indice di dispersione delle misure sperimentali cioè una stima della variabilità di un insieme di dati o di una variabile casuale) della distribuzione di angoli di raggio riflesso con angolo incidente specificato.

Tutte le superfici reali hanno un certo grado di errore speculare, derivante dalle proprietà microscopiche della superficie.

Errore di pendenza della superficie \mathcal{I}_{surf}

Su scala leggermente più grande, gli specchi concentratori hanno increspature locali e distorsioni sulla loro superficie ed il grado di aberrazione (alterazione di un'immagine) viene spesso

chiamato errore di pendenza della superficie ϑ_{surf} definita come la deviazione standard degli scostamenti angolari della superficie di vettori normali dalle loro direzioni ideali, campionate sulle superfici dello specchio.

Maggiore è ϑ_{surf} , peggiori saranno le prestazioni ottiche del concentratore, il rapporto di concentrazione massimo diminuisce poiché l'area della superficie ricevente A_R aumenta.

$$C_g = A_C / A_R$$

Errore di forma (shape) ϑ_{sh}

Un concentratore è caratterizzato da sfaccettature e può avere distorsioni della struttura globale a causa di dilatazioni termiche, carichi di vento o rilascio di tensioni residue. Utilizzando specifiche tecniche di misurazioni quali la "fotogrammetria", questi errori possono essere misurati e convertiti in errore di forma ϑ_{sh} che è la deviazione standard degli angoli normali alla superficie derivati da queste varie forme di disallineamento.

Errore di inseguimento (errore di tracking) ϑ_{tr}

Un sistema di tracciamento idealmente dovrebbe far puntare il concentratore verso il sole senza errori. In realtà, i sistemi di monitoraggio non sono perfetti e non fanno puntare sempre il collettore esattamente al sole. Questo offset angolare varia spesso con il tempo, in particolare con un sistema di controllo ad inseguimento tipo "on-off". L'errore angolare viene descritto attraverso ϑ_{tr} l'errore di tracking definito come deviazione standard della distribuzione dell'errore angolare.

Tutte queste ultime cause di inefficienza vengono usualmente conglobate in un unico termine " F_I " denominato *fattore di intercettazione* del collettore solare. Nel complesso, il rendimento ottico di un concentratore solare può essere espresso attraverso la seguente relazione:

$$\eta_{\text{OTT}} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot F_I$$

e assume normalmente valori dell'ordine di 0,75-0,85. Le proprietà ottiche dei materiali, e quindi anche il rendimento ottico del concentratore solare, dipendono *dall'angolo di incidenza* della radiazione solare in quanto i materiali non sono perfettamente isotropi e quindi i valori dei diversi coefficienti ρ , τ , α e η_{OTT} riportati nelle specifiche dei collettori solari, si riferiscono solitamente ad un angolo di incidenza pari a zero (radiazione diretta normalmente alla superficie di captazione).

4 La caratterizzazione della radiazione solare concentrata

4.1 Problematiche inerenti la misura della radiazione solare concentrata

In una situazione reale a causa di inevitabili perdite, la potenza termica incidente sul ricevitore non è uguale ma bensì minore della potenza solare incidente sulla superficie del concentratore.

Le perdite tra solare e ricevitore sono dovute principalmente ai valori di riflessione, assorbimento, trasmissione lontani dai valori ideali.

E' necessario inoltre considerare fenomeni di ombreggiamento prodotti dal ricevitore e dai suoi supporti, gli errori di puntamento del sistema di inseguimento della traiettoria solare, le deformazioni superficiali degli specchi, i disallineamenti in fase di montaggio, etc.

Le perdite sono anche dovute all'angolo di incidenza della radiazione solare in quanto i materiali non sono perfettamente isotropi. Essa dipende dal luogo, ora e giorno essendo correlata all'azimuth e all'altezza solare. Poiché l'angolo di incidenza solare è diverso da zero, si avranno perdite per effetto coseno in cui viene intercettata solo una quota di DNI, perdite per estremità, perdite per ombreggiamento reciproco tra le diverse file di collettore, perdite per la presenza di sporco sulla superficie degli specchi.

Da non dimenticare sono le perdite per scambio termico convettivo e le perdite per irraggiamento tra ricevitore ed ambiente esterno dipendenti dalle proprietà dei fluidi, delle superfici e della temperatura quindi complessivamente difficili da misurare.

Bisogna tener conto anche di un'appropriata superficie di apertura del ricevitore poiché se troppo piccola, non si intercettano i raggi riflessi della superficie parabolica ma se troppo grande aumentano le perdite radiative e convettive.

Inoltre risulta fondamentale considerare anche l'emittanza (idealmente nulla) della superficie ricevente che non sempre è possibile stabilire univocamente poiché dipende dall'angolo di emissione, lunghezza d'onda, finitura superficiale, selettività del materiale.

Per l'analisi e la previsione delle prestazioni energetiche dei collettori solari a concentrazione operanti a media temperatura e quindi per la loro ottimizzazione è stata considerata una modellazione ottica e termo-fluido dinamica. Sono stati confrontati i risultati delle simulazioni

con i risultati sperimentali del fluido termico lineare notando un significativo scarto tra di essi. Lo stesso si è ripetuto per l'efficienza riscontrando nuovamente tale differenza.

La risposta alle discrepanze rilevate tra previsioni teoriche e dati sperimentali non è semplice.

Un motivo potrebbe risiedere nel fatto che non esistono dati specifici per l'emissività del tubo, si tratta di un dato non noto con certezza.

Sappiamo che la vernice selettiva minimizza la “ ϵ ” ma se la vernice risulta essere parzialmente ossidata l'emissività aumenta generando in tal modo un aumento delle perdite ed una diminuzione del flusso termico lineare al crescere della temperatura.

Inoltre si nota dai risultati ottenuti sperimentalmente che il campo termico del tubo ricevitore essendo illuminato solo nella sua parte inferiore, è caratterizzato da una temperatura notevolmente più alta di quella della parte superiore.

Appare evidente la disuniformità del flusso solare concentrato sul tubo ricevitore. Anche dall'analisi del diagramma polare risulta evidente come la totalità della radiazione assorbita sia concentrata sulla faccia inferiore del tubo ricevitore, lasciando la parte superiore esposta alla sola radiazione diretta (DNI) proveniente dal disco solare. Quindi non solo risulta utile ma fondamentale poter capire cosa genera tali discrepanze al fine di ridurre le perdite ed ottimizzare le prestazioni energetiche dei collettori solari a concentrazione. Per fare questo è necessario effettuare la misura diretta della radiazione solare concentrata.

4.2 Tecniche di misura

Gli impianti solari a concentrazione raccolgono la radiazione solare attraverso elementi ottici di riflessione o trasmissione che concentrano la radiazione solare su una regione focale in cui il flusso termico viene direttamente convertito in energia termica. Il ricevitore ad alta temperatura in cui viene raccolta la radiazione solare deve essere progettato per massimizzare l'efficienza termica, definita come il rapporto tra la potenza termica assorbita dal ricevitore e la potenza radiante incidente sull'apertura del ricevitore stesso. Il tutto deve essere realizzato minimizzando le perdite termiche del ricevitore dovute alla conduzione, convezione ed irraggiamento. Nella progettazione di ricevitori per impianti solari a concentrazione, la misura del flusso termico concentrato risulta fondamentale poiché permette di determinarne l'efficienza in condizioni

operative reali. La misura del flusso concentrato viene effettuata per determinare la quantità totale di energia incidente sulla superficie del ricevitore e può risultare utile per esaminare con maggiore dettaglio la distribuzione spaziale del flusso incidente sulla regione focale in modo da poter effettuare una comparazione con quanto viene ottenuto per via teorica attraverso le tecniche di ray-tracing di cui si è discusso prima. Inoltre poter controllare periodicamente il flusso concentrato sul ricevitore serve a valutare eventuali disallineamenti o deformazioni degli specchi che possono produrre drastiche riduzioni nelle performance termiche complessive del concentratore.

La stima delle prestazioni termiche di un collettore a concentrazione si effettua risolvendo le equazioni di bilancio termico e di massa del tubo ricevitore che necessitano a loro volta per essere risolte della densità e della distribuzione angolare di potenza radiante sul tubo ricevitore. Tale dato, non essendo noto a priori dalla misura sperimentale, viene stimato attraverso l'utilizzo di software di analisi ottica mediante tecniche di ray-tracing basate su metodi Montecarlo, consentendo di prevedere la distribuzione e l'intensità della radiazione solare concentrata, note le caratteristiche ottiche e fisiche dei materiali che compongono sia il sistema di concentrazione che il ricevitore. Tali software possono anche considerare una serie di aspetti che influenzano la distribuzione della radiazione solare concentrata quali imperfezioni costruttive, irregolarità delle superfici riflettenti, errori di puntamento, ecc. Nonostante una buona precisione di tali strumenti di analisi ottica, la possibilità di poter misurare direttamente il flusso solare concentrato sul tubo ricevitore rappresenta un obiettivo di importanza rilevante nella messa a punto di metodiche per la stima e l'ottimizzazione delle prestazioni termiche di un collettore a concentrazione.

La misura diretta della radiazione solare concentrata avviene mediante l'utilizzo di dispositivi, detti radiometri, che rilevano il flusso termico che incide su di una particolare zona all'interno della regione focale.

Sono strumenti con risposta elettrica variabile (in generale linearmente) con la radiazione incidente costituita dal flusso solare concentrato. Tali dispositivi rilevano la radiazione utilizzando sia termocoppie sia fotodiodi. La corrente prodotta da un fotodiodo è proporzionale al flusso incidente di fotoni, consentendo la misura diretta del flusso solare sulla superficie del rivelatore. Una termocoppia è invece una giunzione tra due conduttori che converte una differenza di temperatura in una differenza di potenziale attraverso l'effetto termoelettrico. Nelle applicazioni radiometriche, uno dei conduttori è in generale collegato ad un dissipatore di calore

che ne mantiene costante la temperatura, mentre l'altro conduttore riceve la radiazione solare concentrata.

Si illustreranno di seguito delle metodiche di misura della radiazione solare concentrata, unitamente alla descrizione di massima delle principali caratteristiche dei diversi tipi di radiometri attualmente utilizzati per la misura del flusso termico concentrato.

Sulla base della tipologia di strumento utilizzato, le tecniche di misura della radiazione solare concentrata si basa su due sistemi, uno diretto e l'altro indiretto. Il sistema diretto (MDF) utilizza in generale sensori HFM (heatflux micro-sensors, microsensori di flusso di calore), che permettono misure di flusso termico in pochi secondi senza la necessità del raffreddamento ad acqua. In alternativa alla misura diretta, è possibile effettuare la misura indiretta del flusso solare utilizzando telecamere remote e target riflettenti (in generale diffusori di tipo lambertiano) i quali vengono inseriti all'interno della regione focale in modo tale da ottenere immagini dettagliate del profilo di flusso, calibrato a volte attraverso la misura diretta del flusso con radiometri. Il sistema indiretto utilizza il metodo camera-target, con un sensore di flusso di calore raffreddato ad acqua usato come riferimento.

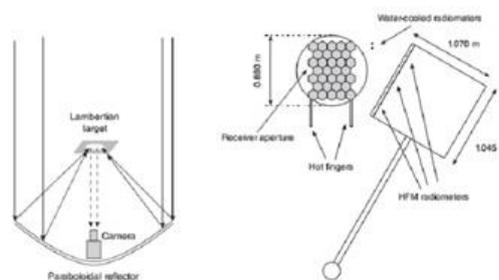


Fig 3.1 Esempi di dispositivi per la misura diretta ed indiretta

4.3 Misurazione diretta del flusso solare concentrato

4.3.1 Sensori di misura

Per quanto riguarda la misura della radiazione concentrata, la scelta è ricaduta su un sensore sottile del tipo a termopila chiamato microsensore del flusso di calore (HFM) con tecnologia a film sottile. Nello specifico il sensore scelto è quello prodotto da una azienda americana (Vatell Corporation), leader nella produzione di micro sensori per la misura dei flussi termici. La conseguente interruzione fisica e perturbazione termica della superficie dovuta alla presenza del

sensores è estremamente bassa. L'utilizzo di termocoppie ad alta temperatura permette temperature di funzionamento del sensore fino agli 800°C per i modelli ad alta temperatura e risultano particolarmente adatti per valori di flusso di calore superiori ad 1KWm⁻² senza alcun limite effettivo superiore. Poiché il sensore ha uno spessore inferiore a 2mm, il tempo di risposta termica è pari a 17µs dando una buona risposta in frequenza di circa 0.6 GHz.

La tabella 3.1 riporta le principali caratteristiche tecniche del sensore scelto.

HFM model	HFM-6D/H
Time Response (µs) uncoated (coated)	17 (300)
Minimum Sensitivity(µV/W/cm²)	10
Max Face Temperature (°C)**	800
Metallurgy	Platinum/ Platinum-Rhodium
Temperature Sensor	Surface RTD
Housing material	Nickel
Cable	Mineral sheath
Calibration Accuracy:	±3%
Repeatability:	2%



Fig. 3.2 Sensore HFM della Vatell Corporation

Il sensore è alloggiato su una sede opportunamente preparata e calettato direttamente ad una ruota dentata coassiale ad uno dei due collari; sarà movimentato mediante un sistema di ruote dentate da un attuatore il cui asse di rotazione è calettato direttamente sulla ruota dentata conduttrice. Per garantire che il dispositivo si muova correttamente nei limiti previsti ed eviti l'impatto con i sistemi di sostegno del tubo, sia in senso longitudinale che in senso radiale, tutti gli attuatori sono corredati di opportuni finecorsa, comandati dai segnali di allerta dei sensori di prossimità e opportunamente gestiti dalla centralina di controllo. Quest'ultima è installata a bordo macchina e permette la gestione e controllo dei motori elettrici in CC, la lettura dei dati provenienti dal sensore di bordo e l'invio dei dati raccolti in modalità wi-fi. L'alimentazione sia della scheda di controllo che dei motori in CC, avviene mediante un alimentatore a batterie ad alte prestazioni, caratterizzato da ingombro e peso contenuto, capacità di accumulo tale da svolgere diverse misurazioni senza l'esigenza di ricaricare, resistenza alle alte temperature. Infine, a causa dell'esposizione ad un elevato flusso termico radiativo, tutte le scatole metalliche

contenenti sia le schede elettroniche che l'alloggiamento del parco batterie sono dotate di feritoie metalliche per permettere un continuo passaggio del flusso di aria in grado di smaltire il calore accumulato. Qualora però il dispositivo raggiungesse temperature ritenute critiche per la parte elettromeccanica, un sensore di temperatura montato all'interno del radiometro, invierà un segnale di "warning" alla centralina di controllo che immediatamente riporterà il radiometro fuori fuoco limitando l'esposizione alla radiazione solare.

4.3.2 Radiometri

Radiometro a collare fisso.

La figura seguente mostra invece il radiometro a collare fisso realizzato dall'Enea di Portici. Tale radiometro ha riscontrato numerosi limiti che impedivano la corretta misura del flusso di calore, come l'utilizzo di un numero discreto di celle solari (25) che non permettevano la completa e quindi corretta mappatura del flusso solare concentrato. Inoltre le celle di misura sono state posizionate solo sul lato esterno non misurando così il flusso perso dal ricevitore.



Fig 3.3 Radiometro a collare fisso.

Radiometro Parascan.

Presso l'Institute of Technical Thermodynamics in Germania, è stato realizzato un radiometro mobile denominato PARASCAN (ParabolicTroughFlux Scanner). Si tratta di un dispositivo con buone potenzialità tanto da poter essere impiegato sul campo in impianti di produzione. Il principio di funzionamento si basa sul movimento del radiometro che trasla lungo un telaio che funge da guida. Esso utilizza superfici trasmissive lambertiane trasparenti ed array di fotodiodi che si trovano davanti e dietro il ricevitore tubolare (Riffelmann et al., 2006). Gli array di

fotodiodi si muovono lungo il ricevitore lineare e registrano la distribuzione del flusso lungo l'intero asse del concentratore. In particolare l'array di fotodiodi che si trova davanti al ricevitore intercetta l'energia totale solare riflessa dall'ottica primaria, mentre la matrice dietro il ricevitore rileva la quantità di luce non intercettata dal ricevitore. Anche il Parascan presenta alcune limitazioni, in particolar modo la misura viene effettuata tramite due semi-corone caratterizzate da un numero discreto di fotodiodi (96) che, anche se posizionati vicini tra loro, non forniscono una mappatura completa della sezione a causa degli spazi che li separano. Inoltre i fotodiodi hanno un output meno accurato di quello che si ottiene da altri rivelatori come ad esempio delle celle fotovoltaiche.

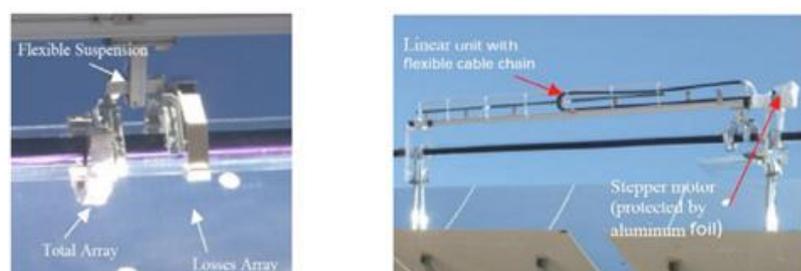


Fig.3.4 Radiometro Parascan montato sul collettore

Radiometro a movimento elicoidale.

Si tratta di un radiometro, realizzato nel centro Enea di Casaccia da Parretta nel 2010, con forma a “collare”, cioè una struttura tubolare da applicare concentricamente al tubo ricevitore. La struttura è divisa in due semi-metà incernierate da un lato per permettere l'apertura ed il montaggio/smontaggio. Per garantire la mappatura di ogni singola porzione di tubo, tale radiometro effettua un moto di tipo elicoidale così da associare la traslazione lungo l'asse del tubo alla rotazione dei sensori posizionati sul corpo del radiometro stesso e anch'essi concentrici al ricevitore. L'appoggio ed il relativo fissaggio del radiometro sulla superficie del tubo in Pirex del ricevitore si ottiene grazie a sei punti di contatto realizzati ognuno con una ruota. Queste ruote sono fissate solidamente alle estremità di 3 alberi (2 condotti e 1 motore) disposti a 120° tra loro, ciascuno parallelo alla superficie del tubo. Il tempo di mappatura della singola porzione è stato stimato di 3-4 minuti per evitare eccessive variazioni della posizione del sole tra inizio e fine misura.

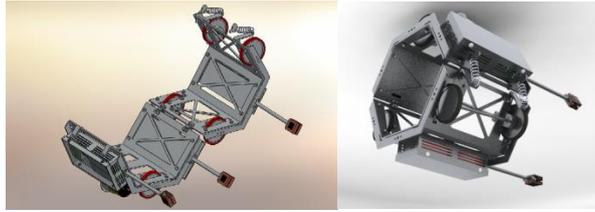


Fig.3.5 Radiometro a movimento elicoidale aperto

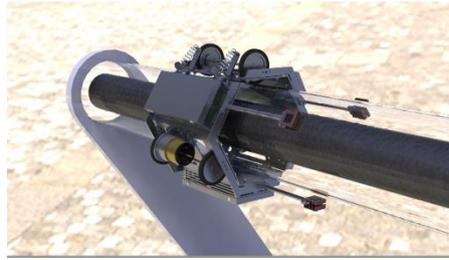


Fig. 3.6 Radiometro a movimento elicoidale montato

5 Attività svolta e risultati ottenuti

5.1 Caratterizzazione del flusso solare concentrato in sistemi line-focusing

L'utilizzo appropriato delle fonti di energia rinnovabile disponibili e l'adozione di sistemi produttivi integrati può consentire di ottenere risultati interessanti in termini di risparmio, efficienza energetica e salvaguardia ambientale. Diverse attività di ricerca e sviluppo tecnologico sono attualmente focalizzate sullo studio di sistemi per la climatizzazione in ambito residenziale basati su tecnologie innovative che utilizzano fonti di energia alternative ed in particolare l'energia solare (sistemi di solar heating&cooling). L'impiego dell'energia solare nella stagione estiva per il condizionamento dell'aria costituisce infatti una soluzione tecnica molto interessante dal punto di vista energetico, vista la coincidenza della domanda di climatizzazione con la disponibilità di energia solare. Inoltre, lo sviluppo di tecnologie innovative di solar heating&cooling, caratterizzate da elevati livelli di produttività ed affidabilità, può consentire l'impiego di tali sistemi non solo in ambito residenziale ma anche in ambito industriale, dove è elevata la richiesta di produzione di calore e/o freddo a bassa e media temperatura eventualmente abbinata alla produzione di energia elettrica. Ne consegue che le tecnologie solari termiche a bassa e media temperatura rappresentano un settore che può contribuire in maniera sostanziale allo sviluppo e diffusione di sistemi combinati per la produzione di calore ed elettricità (CHP-CombinedHeatPower). In quest'ambito, una delle soluzioni tecnologiche più promettenti da indagare e sviluppare è rappresentata da sistemi integrati co- e tri-generativi di piccola taglia alimentati da fonti rinnovabili ed in particolare da energia solare, mediante collettori a concentrazione da abbinare a micro-turbine per la produzione congiunta di calore e/o freddo ed elettricità. La scelta della tecnologia solare a concentrazione più idonea per tale tipologia di applicazione, si baserà sul livello di temperatura di progetto dell'impianto, potranno essere presi in considerazione diverse soluzioni tra quelle disponibili che utilizzano ottiche del tipo parabolico lineare e/o a specchi lineari di Fresnel, per applicazioni a medio-alta temperatura. Per valutare e rendere più performanti tali tecnologie emergenti sono state realizzate presso il Centro Ricerche ENEA di Trisaia alcune facility di prova che consentono di studiare, sperimentare e qualificare tali tipologie di componenti. Per il raggiungimento di tale obiettivo è stata effettuata una modellazione ottica e termo-fluidodinamica su diverse tipologie di concentratori per l'analisi e la previsione delle loro prestazioni energetiche. A tale scopo vengono messe a punto metodiche e tecniche di analisi che tengono conto della particolarità dei componenti da testare soprattutto

per quanto riguarda gli aspetti del sistema ottico di concentrazione (misura della radiazione solare concentrata, analisi delle imperfezioni ottiche, ecc.).

Si è sviluppata una procedura di calcolo basata sul metodo degli elementi finiti e dei volumi finiti che permette la determinazione teorica della curva di efficienza per collettori operanti a media temperatura (da 100 a 250°C), che può essere estesa a tutti i concentratori aventi ricevitore a geometria cilindrica. I risultati complessivi delle simulazioni effettuate sono poi stati confrontati con i risultati sperimentali relativi a un concentratore parabolico lineare testato presso il laboratorio del CR ENEA Trisaia. I risultati ottenuti dai metodi di calcolo utilizzati hanno fornito indicazioni utili per l'ottimizzazione dal punto di vista termo-fluidodinamico dei collettori a concentrazione operanti a media temperatura.

5.1.1 Analisi teorica del flusso solare concentrato in sistemi parabolici lineari di piccola taglia per applicazioni a media temperatura

5.1.1.1 Descrizione del collettore oggetto delle analisi

La modellazione termo-fluidodinamica è stata sviluppata per un concentratore parabolico lineare dotato di un ricevitore tubolare non evacuato. Il sistema è caratterizzato da un riflettore primario costituito da una superficie parabolica lineare sul cui fondo è praticato un taglio in corrispondenza del tubo ricevitore, costituito da un tubo in acciaio, rivestito con una vernice avente determinate caratteristiche ottiche, a sua volta incapsulato in un tubo di vetro all'interno del quale è presente aria a pressione atmosferica. In figura è riportata sia la vista assonometrica di una porzione del concentratore sia la vista in sezione del ricevitore.

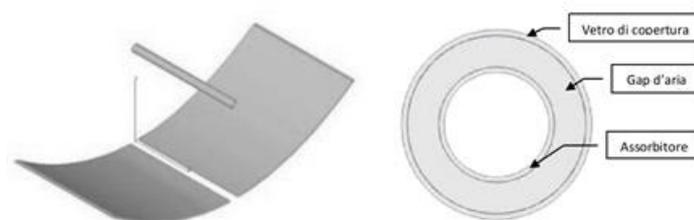


Fig. 4.1 Porzione del concentratore parabolico lineare e dettaglio del ricevitore visto in sezione

Nella seguente tabella sono riassunte le principali caratteristiche geometriche del concentratore

Tabella 1 – Principali caratteristiche geometriche del concentratore

Apertura sistema ottico primario	2.37 m
Lunghezza specchi	6 m
Diametro esterno assorbitore	42.4 mm
Diametro esterno tubo di vetro	70 mm

5.1.1.2 Descrizione dei modelli utilizzati e risultati ottenuti

Il collettore analizzato è indicato per un funzionamento a temperature tra i 100 e i 250 °C; in esso inoltre per scelta del costruttore non è praticato il vuoto nell'intercapedine. Le analisi sono state effettuate utilizzando il software COMSOL che è basato sul metodo degli elementi finiti e il software FLUENT che si basa sul metodo dei volumi finiti. Per quanto riguarda i modelli utilizzati nell'analisi troviamo il modello bidimensionale piano riferito ad una sezione del tubo ortogonale al suo asse, il modello assial-simmetrico che si basa sulla constatazione che la forma geometrica del ricevitore è assial-simmetrica rispetto all'asse z del tubo e si procede assumendo assial-simmetrico il flusso dell'olio diatermico ed infine il modello tridimensionale. Tutti questi modelli sono stati utilizzati per calcolare la curva di efficienza partendo da ipotesi differenti. Tra questi si è deciso di prendere in considerazione il modello bidimensionale piano descrivendo di seguito la procedura utilizzata per ottenere prima per via simulativa poi sperimentale la curva di efficienza del collettore solare a concentrazione.

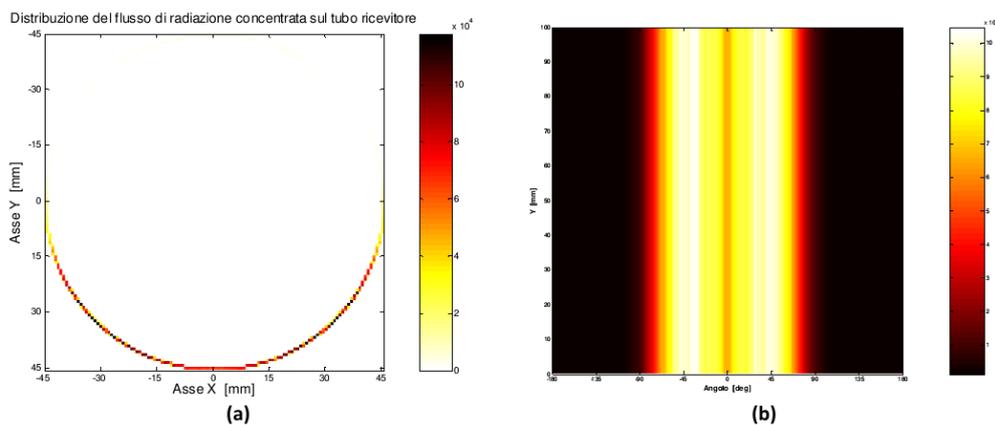
Modello bidimensionale piano

Uno dei modelli utilizzati nell'analisi è bidimensionale ed è riferito a una sezione del tubo (considerato indefinito) ortogonale al suo asse. Ciò permette di introdurre nel modello la disuniformità del flusso radiante. Appare utile introdurre un sistema di coordinate cilindrico, avente l'asse z sovrapposto all'asse del tubo ricevitore e l'asse radiale r e l'ascissa angolare θ contenuti in piani ortogonali all'asse z. In questo modo potremo esprimere, in maniera del tutto generale, le grandezze di interesse quali temperature, velocità, pressioni, densità, etc come funzioni delle tre variabili r, θ , z.

Le simulazioni sono state condotte utilizzando il software agli elementi finiti COMSOL, facendo riferimento allo stato stazionario relativo a condizioni al contorno costanti nel tempo. Le condizioni al contorno utilizzate (uguali per tutte le simulazioni) sono state le seguenti:

- Temperatura ambiente: 20 °C
- Radianza sul piano di apertura con sole allo zenit :1000 W/m²
- Portata dell'olio diatermico: 0.441 kg/s
- Temperatura media di massa dell'olio diatermico in ingresso: 100 – 150 – 200 – 250 °C
- Temperatura apparente del cielo: 10 °C

Con tecniche di ray- tracing, a partire dalla radianza sul piano di apertura, si è calcolata la potenza radiante incidente sul tubo ricevitore il cui valor medio è risultato pari a 12.97 kW/m². La simulazione ottica permette di fornire in input alla simulazione fluidodinamica la distribuzione del flusso radiante sul tubo ricevitore rendendo così possibile la determinazione del campo termico e fluido -dinamico di esso. I grafici seguenti mostrano gli esiti delle analisi ottiche eseguite con il software di ray-tracing TRACEPRO, i cui risultati sono stati successivamente rielaborati mediante un apposito script di Matlab per estrapolare i dati di interesse per le successive analisi termo-fluidodinamiche. In particolare, le figure seguenti mostrano la distribuzione della radiazione solare concentrata (espressa in W/m²) su una sezione del tubo ricevitore e l'andamento della stessa lungo un tratto di tubo della lunghezza di qualche cm. Dai tre grafici riportati in figura appare evidente la disuniformità del flusso solare concentrato sul tubo ricevitore. Sempre nella stessa figura è riportata anche la distribuzione angolare del flusso solare concentrato assorbito dal tubo ricevitore per unità di lunghezza. Dall'analisi del diagramma polare risulta evidente come la totalità della radiazione assorbita sia concentrata sulla faccia inferiore del tubo ricevitore, lasciando la parte superiore esposta alla sola radiazione diretta (DNI) proveniente dal disco solare.



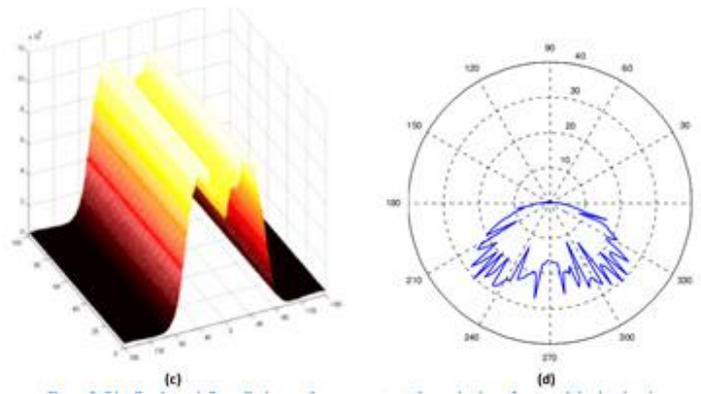


Fig.4.2 Distribuzione della radiazione solare concentrata lungo la circonferenza del tubo ricevitore

I dati principali introdotti nella simulazione sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 2 – Parametri della simulazione

Parametro	Valore
Tipologia di fluido	Olio diatermico – Therminol® 66
Portata del fluido termo-vettore	0.441kg/s
Temperatura del fluido termo-vettore	Variabile tra 100 e 250°C
Temperatura ambiente	20°C
Velocità del vento in prossimità del ricevitore	2.5 m/s
Emissività teorica del coating selettivo	$\epsilon = 0.15$
Emissività vetro	$\epsilon = 0.89$
Conducibilità tubo assorbitore	$k = 14.8 + 0.0153 T_{abs}$ W/m°K
Conducibilità vetro	$k = 1.38$ W/m°K

Nella figura seguente si illustrano i risultati della simulazione nel caso di modello bidimensionale piano in particolare la figura rappresenta il campo termico del tubo ricevitore, dove si nota che essendo il tubo illuminato solo nella sua parte inferiore, la relativa temperatura è notevolmente più alta della temperatura della parte superiore.

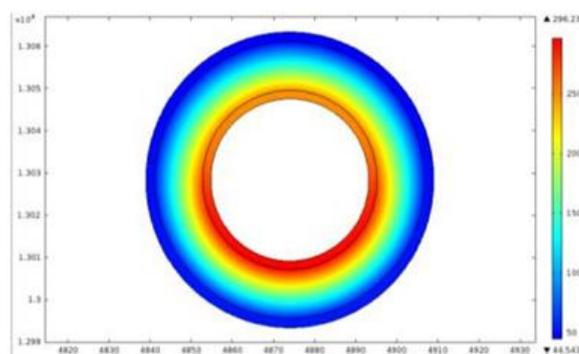


Fig. 4.3 Mappa delle temperature del tubo ricevitore

5.1.1.3 Attività sperimentale

Setup sperimentale e descrizione dei componenti solari utilizzati nella sperimentazione

Le foto seguenti illustrano il setup sperimentale che ha permesso di analizzare e mettere a punto le metodiche di stima delle prestazioni energetiche di un collettore a concentrazione mediante l'utilizzo di software per l'analisi ottica e termo-fluidodinamica.



Fig 4.4 Foto collettore parabolico lineare in fase di sperimentazione

Per tale collettore è stata determinata la curva di efficienza con il metodo in stazionario descritto nella norma UNI_EN12975-2:2006 ed utilizzando il circuito ad olio diatermico che ha permesso la caratterizzazione energetica del componente esaminato in un range di temperatura compreso tra 100 e 250°C.

Condizioni di test

La tabella seguente riassume le condizioni medie di test registrate durante le prove in campo effettuate sul concentratore oggetto delle analisi teorico-sperimentali.

Sito	Centro ENEA Trisaia
Latitudine	40°09' N
Longitudine	16°38' E
Inclinazione ed azimuth	Sistema ad inseguimento mono-assiale con asse di rotazione orientato nella direzione E-W
Tipo di fluido utilizzato	Olio diatermico – Therminol 66
Portata media di test	0.032 kg/s m ²
DNI media	910 W/m ²
Temperatura ambiente media	22.9 °C

Tab 4.3 Condizioni di test

5.1.2 Sviluppo e progettazione preliminare di un radiometro per la misura della radiazione concentrata in sistemi parabolici lineari

5.1.2.1 Principali caratteristiche

Il dispositivo di misura che si intende realizzare per effettuare la mappatura sperimentale del flusso solare concentrato in collettori a media temperatura, è un radiometro con tecnologia MDF (mappatura diretta del flusso di calore) che utilizza un sensore del tipo HFM (HeatFlux Micro-sensors). L'ideazione e progettazione di tale strumento deve ovviare a tutti i difetti evidenziati nei precedenti radiometri e porsi come strumento di riferimento del settore, con possibile adozione in impianti commerciali. La figura seguente illustra in maniera molto schematica il sistema di monitoraggio della radiazione solare concentrata che si intende realizzare.

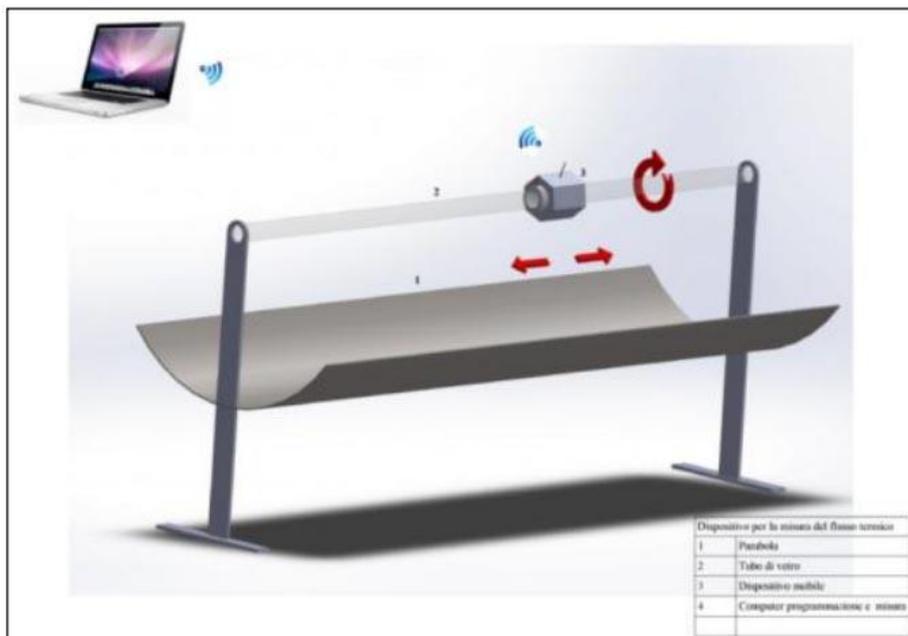


Fig 4.5 Rappresentazione schematica del dispositivo di monitoraggio della radiazione solare concentrata in fase di progetto.

Il dispositivo in figura ha il compito di monitorare ed acquisire la radiazione solare concentrata che raggiunge direttamente la superficie del ricevitore solare. E' in grado di mappare la distribuzione di flusso mediante un micro-sensore per la misura del flusso termico il quale scannerizza angularmente e longitudinalmente una definita porzione di tubo assorbitore; nello specifico una serie di semi-corone circolari che si estendono per un angolo massimo di 180° lungo una porzione definita di tubo ricevitore. Per eseguire la scansione, il dispositivo esegue

dapprima un movimento circolare e successivamente un movimento di traslazione longitudinale lungo l'asse del tubo. L'acquisizione avviene simultaneamente al movimento di rotazione e solo dopo che è stata mappata tutta la semi corona circolare del tubo ricevitore esposta alla radiazione solare concentrata, il dispositivo esegue il movimento di traslazione che avviene per step di lunghezza variabile e definita dal sistema di programmazione e controllo. Fatto ciò, il dispositivo riprende nuovamente l'acquisizione durante il successivo movimento di rotazione su una nuova sezione di semi corona circolare del tubo ricevitore. Un'opportuna elettronica di bordo gestisce le varie fasi di movimentazione ed acquisizione dei dati di flusso solare concentrato. Un sistema di comunicazione wi-fi invia in tempo reale tutte le informazioni ad un sistema di acquisizione remoto. La programmazione relativa alle diverse fasi di acquisizione e gestione della movimentazione del dispositivo può essere eseguita sia da un interfaccia remota collegata al dispositivo mediante il segnale wi-fi oppure direttamente a bordo macchina.

5.1.2.2 Layout del dispositivo e caratteristiche funzionali

La figura seguente, mostra il layout di massima del dispositivo in fase di realizzazione.

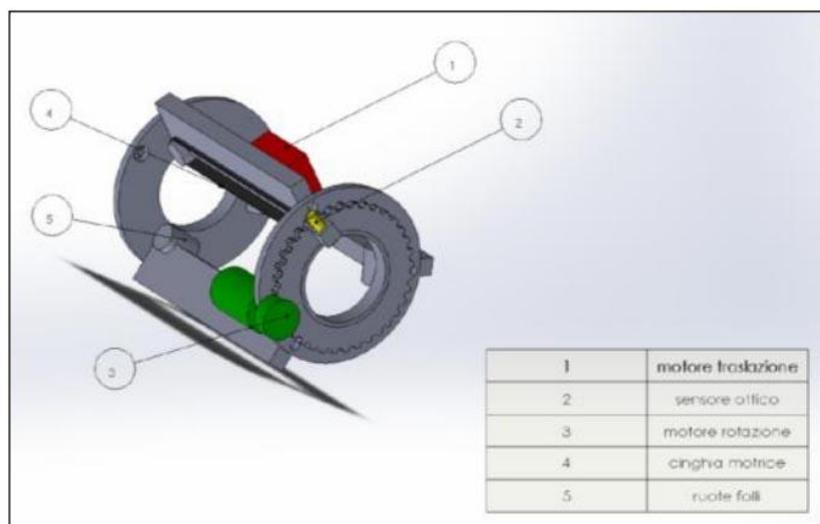


Fig 4.6 Schema di massima del misuratore di radiazione concentrata in fase di sviluppo.

Vediamo nel dettaglio i principali punti di sviluppo analizzati per la realizzazione della parte elettronica:

-
- *GESTIONE E CONTROLLO DEL RADIOMETRO: CENTRALINA*
 - Gestione e controllo del motore elettrico DC;
 - Gestione periferica Bluetooth;
 - Lettura dei dati provenienti dal sensore di bordo;
 - Invio dei dati raccolti;
 - Programmabilità per l'implementazione di codice idoneo al corretto funzionamento contemporaneo e sincronizzato di tutte le attività precedenti;
 - *TRASMETTITORE BLUETOOTH*
 - Permette il collegamento wireless con computer remoto per l'acquisizione dei dati;
 - Monitoraggio radiometro;
 - Avvio/arresto radiometro;
 - Esigenze -Trasmissione a distanza dei dati (pochi metri);
 - Banda di trasmissione tale per cui si abbia trasferimento in tempo reale dei dati raccolti;
 - Possibilità di connessione alla centralina tramite porta seriale;
 - *SENSORE HFM (VATELL CORPORATION)*
 - Capta la radiazione luminosa incidente sul tubo ricevitore e restituisce in uscita una piccola tensione di termocoppia proporzionale al flusso di calore con un tempo di risposta di pochi μ sec;
 - *VOLTMETRO*
 - Legge direttamente la tensione;
 - *MISURA DELLA TEMPERATURA INTERNA: SENSORE TERMICO*
 - L'output di tale sensore non necessita di trasmissione al computer remoto ma viene utilizzato dalla centralina per la supervisione della temperatura di funzionamento interno (scheda elettronica) e solo in caso tale parametro sia rilevato eccessivo si incaricherà di mandare un segnale di "warning" al computer remoto.
 - *RILEVAMENTO FINE CORSA: SENSORE DI PROSSIMITA'*
 - Evita l'impatto con i braccetti di sostegno del tubo ricevitore;
 - Tramite il suo output avvisa la centralina della prossimità dell'ostacolo;
 - Posizione di riferimento da valutare in fase di test;

-
- *ALLOGGIAMENTO CIRCUITERIA ACCESSORIA: SCHEDA AUSILIARIA*
 - Tutte le componenti verranno posizionate su di una scheda ausiliaria;
 - *MOVIMENTAZIONE DEL RADIOMETRO: MOTORE ELETTRICO REQUISITI:*
 - Coppia motrice sufficiente a vincere gli attriti;
 - Buon controllo della velocità e potenza da parte della centralina quindi necessità di un ENCODER (sensore in grado di rilevare e trasmettere alla centralina la velocità istantanea del motore);
 - Segnale ENCODER utile anche per generare, attraverso apposito algoritmo implementato alla centralina, la lunghezza della posizione del tubo già mappata;
 - Pilotato con segnale PWM (pulsewidthmodulation) tramite centralina;
 - *ALIMENTAZIONE E CONTROLLO DEL MOTORE ELETTRICO: MOTOR DRIVER*
 - Scheda “motor driver” frapposta tra centralina e motore elettrico costituita da un circuito denominato “ponte H” in grado di interpretare il segnale PWM della centralina e pilotare con esso il motore fornendogli contemporaneamente tutta l’energia di cui ha bisogno;
 - *ALIMENTAZIONE DELL’ELETTRONICA (di tutte le componenti): BATTERIA ESIGENZE:*
 - Ingombro contenuto;
 - Peso contenuto;
 - Capacità di accumulazione tale da svolgere diverse misurazioni senza l’esigenza di ricaricare;
 - Resistenza alle alte temperature;
 - *SCATOLE ELETTRICHE* fissate con colla epossidica, internamente sul fondo e nel coperchio di chiusura un sottile strato isolante termico.
Feritoie ai lati delle scatole per il passaggio del flusso d’aria.
 - *BILANCIAMENTO*

Per quanto riguarda i componenti strutturali sono state fatte le seguenti considerazioni:

- Velocità di transizione più idonea affinché si effettui una misura in cui vi sia poca variazione della posizione del sole;
- Problemi di attrito (scongiurare slittamento che rischia di falsare la misura);
- Peso massimo ammissibile del radiometro;

-
- Dimensionamento dei componenti;
 - Materiale dei componenti adatti a sopportare alte temperature;
 - Riferimento fisso rispetto al quale indirizzare le misurazioni;
 - Cingolato in gomma che non lasci tracce, residui, graffi sulla superficie in Pirex;
 - Cerniere per il montaggio/smontaggio facili e veloci da usare;
 - Posizione del sensore idonea al fine di evitare zone d'ombra o riflettività del radiometro;
 - Scatole elettriche incollate con colla epossidica, sul fondo e sul coperchio isolante termico, con feritoie per il flusso dell'aria;
 - Bilanciamento dei pesi;

Si considerano le esigenze di carattere pratico-realizzativo, in quanto con tale progetto si intende definire una linea guida per la realizzazione concreta di un primo prototipo. Ecco che tali esigenze si concretizzano nei seguenti requisiti:

- Facile reperibilità in commercio;
- Buona lavorabilità;
- Resistenza alle condizioni d'impiego;
- Costo abbordabile;

Per i rivestimenti in gomma delle ruote l'individuazione del materiale più idoneo ha richiesto il soddisfacimento di diversi requisiti:

- Buon coefficiente di attrito statico sulla superficie di Pirex per evitare slittamento;
- Resistenza alle temperature di impiego;
- Capacità di non lasciare residui, tracce o graffi sulla superficie in Pirex;
- Buona formabilità;
- Possibilità di incollaggio su alluminio;

Tale materiale è stato individuato nella gomma siliconica di tipo RTV. Trattasi di un elastomero composto da molecole formate da catene di atomi di silicio e ossigeno alternati (Si-O), cui si collegano gruppi alchilici laterali. Possiedono notevoli caratteristiche di elasticità, antiaderenza, resistenza alle alte temperature e alla lacerazione, nonché di semplice reperibilità.

Tab. 4.4 Principali caratteristiche della gomma siliconica:

Densità [kg/m ³]	Modulo elastico [MPa]	Coefficiente di Poisson	Temperatura d'impiego [°C]
1000	6,1	0,49	Oltre 220

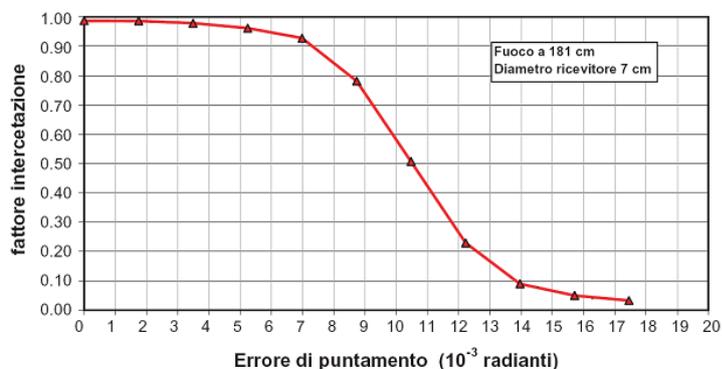
La gomma ingenerale presenta un ottimo coefficiente di attrito su vetro, prossimo o superiore ad 1.

Coefficiente di attrito statico su vetro "μ _s "
0,5

Calcolo dei carichi

Considerazioni preliminari

Lo strumento progettato ha come scopo principale quello di effettuare una misurazione. Tanto maggiore sarà l'accuratezza e l'attendibilità di tale misurazione, tanto maggiore sarà la bontà del progetto. Partendo da tale presupposto, uno dei vincoli progettuali è il contenimento dei pesi: tale vincolo si rende necessario al fine di evitare una deformazione eccessiva del tubo in Pirex che svolge il ruolo di sostegno e guida del radiometro nel suo funzionamento, in quanto comporterebbe uno spostamento dello strumento rispetto al fuoco degli specchi parabolici e di conseguenza una rilevazione non veritiera di quanto realmente incidente sul ricevitore. Da studi e test effettuati direttamente sull'impianto dall'ENEA di Casaccia (Roma), è emerso che l'efficienza di intercettazione del flusso concentrato sul ricevitore rimane su livelli elevati fino ad un errore di puntamento dello specchio di 7 [mrad]. Oltre tale valore l'intercettazione decade rapidamente.



Per la stima del massimo peso ammissibile si è quindi utilizzato tale parametro, in modo tale che lo strumento, nel punto di maggior deformazione del tubo (mezzeria), generi una deformazione (spostamento) pari o inferiore allo spostamento equivalente al disallineamento del fuoco della parabola rispetto al ricevitore dato da una rotazione “R” di 7 [mrad] dello specchio.

Tale spostamento “S”, essendo il fuoco “F” posto a 1810 [mm] dalla parabola, è così calcolabile:

$$S = F \times R = 1810 \text{ [mm]} \times 0,007 \text{ [rad]} = 12,67 \text{ [mm]}$$

Avendo il tubo in pirex le seguenti caratteristiche:

Lunghezza “l” [mm]	Spessore “s” [mm]	Diametro esterno “De” [mm]	Modulo elastico “E” del materiale [MPa]	Densità “D” [kg/m ³]
3896	3	125	64000 – 75000	2,5 × 10 ⁻⁶

Esso è assimilabile ad una trave incastrata agli estremi di sezione circolare cava, e presenterà un peso “P” pari a:

$$P = \frac{\pi \times (De^2 - Di^2)}{4} \times l \times D = \frac{\pi \times (125^2 - 119^2)}{4} \times 3896 \times 2,5 \times 10^{-6} \cong 11,2 \text{ [kg]} = 109,83 \text{ [N]}$$

Il momento d’inerzia “I” della corona circolare (geometria della sezione della trave) vale:

$$I = \frac{\pi}{64} (De^4 - Di^4) = \frac{\pi}{64} (125^4 - 119^4) \cong 2140539,1 \text{ [mm}^4\text{]}$$

La deformazione “F” (Δ_{\max}) data da un carico concentrato (nello specifico dal peso “P” del radiometro) nella mezzeria di una trave incastrata agli estremi vale:

$$F = \frac{1}{48} \times \frac{P \times l^3}{E \times I}$$

E la deformazione “Fd” (Δ_{\max}) data dal carico distribuito “w” dovuto al peso della trave stessa, ed espresso in [N/mm], considerato uniformemente distribuito, vale nella mezzeria:

$$Fd = \frac{5}{384} \times \frac{w \times l^4}{E \times I} = \frac{5}{384} \times \frac{\left(\frac{109,83}{3896}\right) \times 3896^4}{64000 \times 2140539,1} \cong 0,62 \text{ [mm]}$$

Ne consegue, per il principio di sovrapposizione degli effetti, che il radiometro potrà avere un peso massimo tale da generare una flessione che sommata a quella autoprodotta dal peso della trave stessa, dovrà essere minore o uguale allo spostamento massimo ammissibile. Il peso massimo sarà:

$$P = \frac{(F - Fd) \times E \times I \times 48}{L^3} = \frac{(12,67 - 0,62) \times 64000 \times 2140539,1 \times 48}{3896^3} \cong 1340,2 \text{ [N]} = 136,7 \text{ [kg]}$$

Tale valore risulta essere abbondantemente superiore a quanto realmente ammissibile dal tubo, ovvero 5 [kg]. Tale valore è frutto di test sul campo, ed è dovuto al fatto che tra tubo in Pirex e ricevitore viene creato il vuoto (per motivi di isolamento): un peso maggiore causerebbe una rotazione alle estremità del tubo in grado di generare un distacco dal soffiutto di collegamento e la conseguente perdita del vuoto.

Carichi agenti sullo strumento

Per il dimensionamento e verifica delle varie parti progettate è necessario conoscere i carichi cui sarà sottoposto il radiometro. Poiché tali carichi saranno anche funzione del peso stesso del radiometro, per la loro valutazione preliminare si utilizzerà la massa attesa che si prevede avrà lo strumento. Poiché per alcuni componenti dal peso piuttosto rilevante si conosce in partenza l'ordine di grandezza di tale parametro, e le dimensioni del telaio sono facilmente intuibili dagli ingombri dell'elettronica, si stima che l'apparecchio avrà una massa in ordine di marcia di circa 1-2 [kg]. Tale parametro risulta utile per valutare l'inerzia da vincere in fase di partenza e arresto.

Risultato raggiunto

I componenti strutturali sono stati progettati in lega metallica leggera in grado di garantire peso specifico ridotto, elevata rigidità torsionale, elevata resistenza meccanica all'usura superficiale ed alta resistenza ed indeformabilità alle alte temperature. Il movimento rotazionale del sensore è fornito da un motore in corrente continua, montato sulla parte posteriore del radiometro e collegato meccanicamente mediante un sistema di ruote dentate, tali da garantire il movimento rotazionale per un arco di circonferenza di 180°. Per far sì che il sensore acquisisca correttamente la radiazione solare concentrata nei tempi previsti, l'attuatore utilizzato per la

movimentazione angolare è caratterizzato da una velocità di rotazione pari a 2 rad/sec ed una precisione angolare di 0.02 gradi. Tali parametri sono stati scelti in maniera tale che i tempi di risposta del sensore (17 μ s) permettano, durante ogni step di movimento rotazionale, acquisizioni multiple del segnale di tensione proveniente dal sensore di misura. Relativamente allo spostamento del dispositivo lungo l'asse longitudinale del tubo, il radiometro è corredato di un sistema di trasmissione con cinghia dentata che utilizza due ruote, di cui una folle e l'altra motrice direttamente calettata sull'asse di un motorino in corrente continua, in grado di trasferire il moto al dispositivo per effetto della coppia di trascinamento esercitata dall'asse del motore ed il forte attrito che si instaura tra la cinghia dentata e la superficie del tubo di vetro su cui il dispositivo scorre. Per garantire durante lo spostamento longitudinale una traiettoria corretta, all'interno del sistema a cinghia dentata sono inserite ulteriori ruote folli messe in tensione mediante molle in grado di rendere costante, durante lo spostamento, il contatto tra la cinghia dentata e la superficie del vetro. L'attuatore è dimensionato per garantire un movimento del tipo a step programmabili di almeno 8 mm con passo minimo di 1 mm e con precisione pari o superiore a 0.2 mm.

Il tubo ricevitore, vista la sua lunghezza (circa 6 [m] per ogni collettore, da collegare in serie per formarne array) è composto da diverse "campate", realizzate mediante braccetti di sostegno distanziati di 2[m] tra loro allo scopo di mantenere il ricevitore sul fuoco della parabola contenendo gli effetti di deformazione dovuti al proprio peso. Tali braccetti purtroppo costituiscono nei loro punti di giunzione al tubo ostacoli "insormontabili". Tale limitazione costringe alla mappatura di una singola porzione di ricevitore pari a 2 [m] per volta. Vi sarà quindi la necessità di montare e smontare il radiometro tante volte quante saranno le porzioni da mappare. In tale ottica per rendere lo strumento versatile ed adattabile alle diverse casistiche di studio, si è deciso di progettare un sistema di aggancio rapido che permette allo strumento di potersi adattare a svariate tipologie di tubazioni utilizzate dalle aziende produttrici di concentratori a media temperatura. Pertanto la parte di aggancio del dispositivo al tubo è realizzata mediante due collari dotati di cerniere con dispositivo di sgancio rapido in grado di garantire, mediante un sistema di 6 ruote folli (3 per ogni collare) di essere installato su tubi aventi diametri variabili in un range da 70 mm a 150 mm. Per poter garantire la dovuta aderenza tra la base delle ruote folli, poste a diretto contatto con il tubo, e la base di fissaggio delle stesse con il collare, le ruote folli sono posizionate ad una distanza angolare di 120° tra loro e sono dotate di un sistema di molle che conferiscono stabilità sia nel movimento traslazionale sia nel movimento rotazionale.

5.2 Caratterizzazione del flusso solare concentrato in sistemi point-focusing

5.2.1 Analisi teorica del flusso solare concentrato in sistemi Dish/Stirling di piccola taglia

5.2.1.1 Descrizione dei modelli utilizzati e risultati ottenuti

Sono stati indagati gli effetti che influenzano l'effettiva distribuzione del flusso di radiazione concentrata sul ricevitore. Essi sono riassumibili nei seguenti fattori principali:

- Le dimensioni finite del disco solare che sottende una regione di cielo di ampiezza angolare finita ed approssimativamente pari a 0.5° (4.65 mrad) e presenta una luminosità che è al centro più marcata che ai bordi (effetti della radiazione circumsolare). Le condizioni meteorologiche, l'inquinamento atmosferico e la presenza di particolato atmosferico, ne influenzano il profilo angolare che a sua volta influenza il comportamento ottico del sistema di concentrazione.
- Le superfici riflettenti del sistema parabolico non sono perfette poiché profilo, forma e contorni degli specchi deviano dalla idealità geometrica.
- L'allineamento e il posizionamento delle singole componenti ottiche del sistema (spicchi parabolici, ricevitore, braccio di sostegno del ricevitore, ecc.) non è perfetto e può essere realizzato solo entro certi limiti di tolleranza. Tali tolleranze si ripercuotono inevitabilmente sulla distribuzione di flusso radiativo sul ricevitore.
- L'inseguimento solare è soggetto ad errori di puntamento.

Tutte le precedenti cause di errore sono evidentemente inevitabili ed una progettazione accettabile di una sistema di concentrazione solare non può che tener conto adeguatamente di tali fattori. Essi devono essere attentamente valutati e tenuti in considerazione nella fase di progettazione ed ottimizzazione ottica del sistema.

L'approccio metodologico utilizzato è stato quindi quello di analizzare come il livello di precisione costruttiva e gli effetti indotti dalle caratteristiche climatiche del sito, influenzino le prestazioni ottiche dell'intero sistema. Tale analisi è stata eseguita introducendo progressivamente le diverse sorgenti di errore che si traducono in un incremento della divergenza angolare da assegnare ai raggi solari incidenti sul sistema ottico di concentrazione, a parità di potenza per unità di superficie che raggiunge l'area di apertura del concentratore.

Di seguito vengono brevemente descritte le modalità con le quali è stata approcciata la problematica dell'analisi degli effetti dovuti alle imperfezioni costruttive del sistema Dish/Stirling.

5.2.1.2 Caratteristiche del flusso solare concentrato sul ricevitore

I raggi intercettati da una superficie piana posta ortogonalmente alla direzione di osservazione del disco solare risultano provenire da un regione di cielo di ampiezza angolare pari tipicamente a 4.65 mrad; essi non sono cioè paralleli ma caratterizzati da un profilo di distribuzione angolare che generalmente dipende anche delle condizioni atmosferiche del sito di osservazione (effetti della radiazione circumsolare). Il grafico di figura 1 riporta un tipico profilo angolare della radianza solare (espressa in $W/m^2 sr$) nel caso di una giornata di cielo terso. In particolare, il grafico riporta la funzione di distribuzione di probabilità relativa a tale radianza che, come già detto, è caratterizzata da una ampiezza angolare pari a circa 4.65 mrad.

Si è soliti, allo scopo di semplificare i calcoli, considerare invece della distribuzione di probabilità riportata in figura una funzione di distribuzione Gaussiana che abbia la stessa varianza. Sempre in figura 1 alla curva relativa al profilo solare effettivo (“actualsunshape”) è sovrapposta una funzione di distribuzione normale con la stessa varianza. Tale approssimazione Gaussiana risulta particolarmente efficace soprattutto nelle condizioni esposte di seguito.

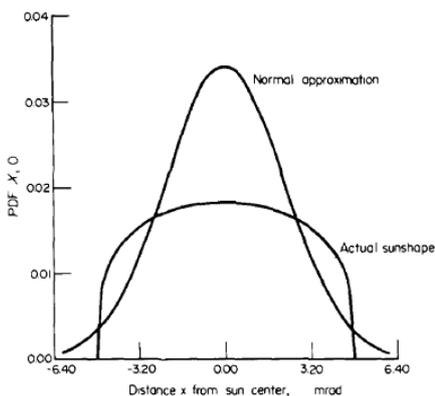


Figura 4.7 Tipico andamento angolare del profilo solare (“Actualsunshape”). Nel grafico è sovrapposto un profilo angolare gaussiano caratterizzato dalla medesima varianza del profilo effettivo

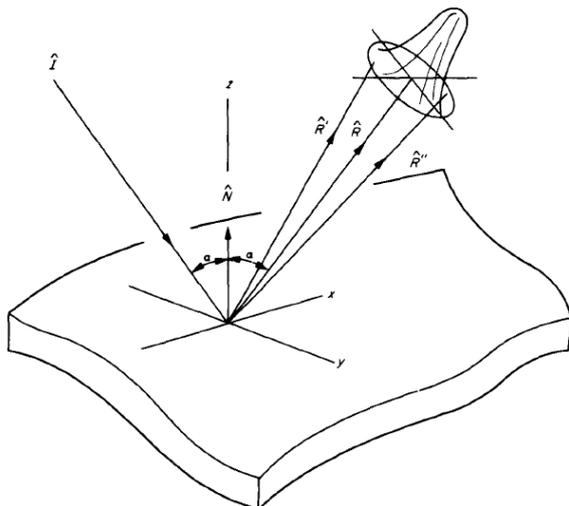


Figura 4.8 Le irregolarità superficiali vengono solitamente considerate casualmente distribuite: la distribuzione delle direzioni di riflessione risulterà allora normalmente distribuita attorno alla direzione di riferimento.

Con riferimento alla figura 2, le imperfezioni ed irregolarità di una superficie riflettente generica possono essere considerate casuali e quindi normalmente distribuite, così come di conseguenza normalmente distribuiti risulteranno i raggi riflessi da tali superfici. Infatti, è ragionevole assumere che la normale alla superficie in ciascun punto devia dalla normale di riferimento, definita dall'asse z in figura, secondo una distribuzione normale bi-variata, simmetrica (circolare), centrata attorno alla direzione R di riferimento coincidente con la direzione di riflessione speculare ideale. In pratica, dal punto di vista del ricevitore, o di un qualunque punto a valle della superficie riflettente, non è in effetti possibile distinguere fra una deviazione nella riflessione di un raggio a seguito di una imperfezione superficiale ed un allargamento dell'immagine direttamente imputabile alla sorgente solare.

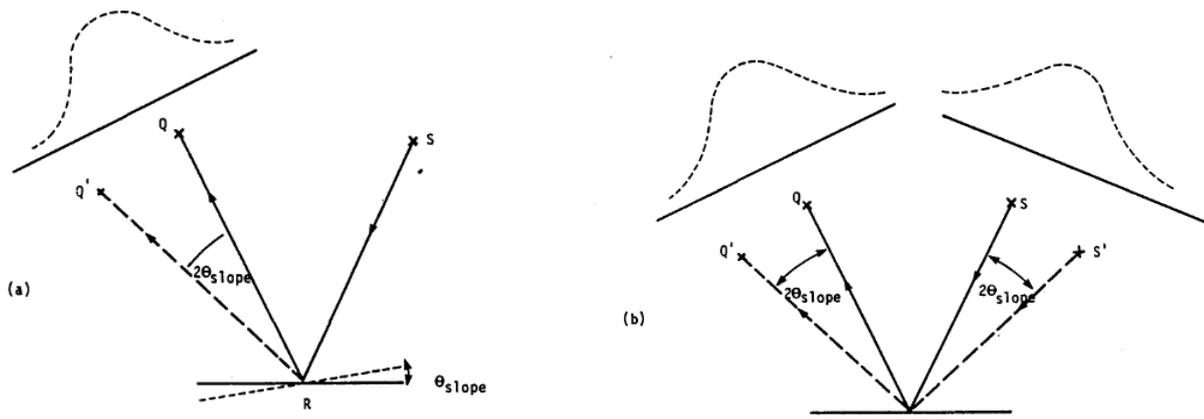


Figura 4.9. a) Una deviazione della inclinazione di una superficie rispetto al valore atteso di un angolo θ_{slope} comporta una variazione dell'angolo di riflessione rispetto a quello teorico di $2 \theta_{slope}$. b) L'effetto è indistinguibile da quello ottenuto con un errore di emissione della sorgente pari proprio a $2 \theta_{slope}$.

Come si può facilmente vedere dalla figura 4.9, l'unico elemento di distinzione tra un'imperfezione superficiale e un allargamento del fascio solare sta nel fatto che la prima, definita come inclinazione di un angolo θ_{slope} rispetto al piano teorico, determina una deviazione angolare pari a $2 \theta_{slope}$ del raggio riflesso rispetto alla direzione teorica (legge di Snell). Per questo motivo, se l'angolo θ_{slope} ha distribuzione gaussiana con deviazione standard σ_{slope} , la direzione del raggio riflesso avrà distribuzione anch'essa gaussiana con deviazione standard pari a $2 \sigma_{slope}$.

In generale ogni possibile sorgente di errore che influenza la direzione del raggio riflesso può essere con ottima approssimazione assunta Gaussiana. Per cui, ripetendo per ciascuna sorgente d'errore quanto detto sopra, l'effetto complessivo degli errori ottici sarà dato dalla convoluzione dei singoli effetti a cui di conseguenza potrà essere associata una distribuzione cumulativa ancora di tipo Gaussiano, la cui varianza sarà data dalla somma in quadratura delle singole varianze, ossia:

$$\sigma_{tot}^2 = (2 \cdot \sigma_{slope 1})^2 + (2 \cdot \sigma_{slope 2})^2 + \dots + (2 \cdot \sigma_{slope n})^2$$

Come già detto inizialmente è comune considerare anche il profilo angolare della radiazione solare diretta (DNI) caratterizzato da una distribuzione Gaussiana circolare di deviazione standard pari a $\sigma_s = 2.8 \text{ mrad}$ (valore corrispondente ad una condizione di cielo terso) o ad un valore maggiore qualora si vogliano tenere in considerazione le caratteristiche climatiche del sito

di installazione. Da ciò segue che la distribuzione del flusso solare in presenza di aberrazioni del sistema ottico di concentrazione avrà in generale un'espressione del tipo:

$$I(\theta) = \frac{I_0}{2\pi\sigma^2} \exp\left(-\frac{\theta^2}{2\sigma^2}\right)$$

dove $\sigma^2 = \sigma_s^2 + \sigma_{tot}^2$ è la varianza angolare complessiva (dimensioni finite del disco solare + imperfezioni del sistema ottico di concentrazione) ed I_0 il flusso intercettato per unità di superficie (espresso in W/m²).

L'equazione riportata sopra è quella che è stata effettivamente utilizzata per simulare la sorgente solare nelle analisi ottiche riportate nei paragrafi successivi. Questo perché in un modello ottico che descriva realisticamente le caratteristiche di un concentratore è difficile introdurre fisicamente questi errori e quindi per poterne analizzare gli effetti sul ricevitore si è deciso di utilizzare un modello ideale (ossia caratterizzato da assenza di errore di tracking, da superfici riflettenti ideali e da componenti ottiche disposte in modo perfetto) con un fascio di luce incidente con distribuzione angolare gaussiana tale da tener conto delle caratteristiche intrinseche dei raggi solari e delle imprecisioni del sistema ottico di concentrazione.

5.2.1.3 Condizioni di calcolo

Le analisi ottiche sono state effettuate utilizzando tecniche di ray-tracing che, a partire da un dato valore di radianza sulla superficie di apertura della parabola segmentata che costituisce l'ottica primaria del sistema Dish/Stirling, hanno permesso di calcolare la distribuzione di radiazione concentrata sulla superficie del ricevitore.

Si è considerato un sistema di concentrazione caratterizzato da elementi ottici aventi forma geometrica e proprietà ottiche non ideali. In particolare sono stati tenuti in considerazione gli effetti dovuti:

- alle imperfezioni costruttive e meccaniche degli specchi primari (deviazioni dalla forma ideale delle superfici riflettenti);
- agli errori di fissaggio meccanico e di posizionamento dei vari componenti ottici del sistema di concentrazione (deformazioni delle strutture di sostegno);

- agli errori di riflessione speculare dovuti alle imperfezioni delle superfici riflettenti;
- alla precisione del sistema di inseguimento (errori di tracking).

La tabella seguente riassume le condizioni di calcolo impostate per l'analisi ottica.

Tabella 4.5 – Condizioni di calcolo adottate per l'analisi ottica

Parametro	Valore
Irradianza solare (DNI)	1000 W/m ²
Direzione del fascio di raggi solari	On-axis
Distribuzione angolare del flusso solare	Gaussiana
Divergenza angolare del fascio solare	Variabile da un minimo di 2.8mrad fino ad un massimo di 11 mrad
Riflettanza specchi primari	$\rho = 0.95$

5.2.1.4 Risultati delle analisi

Si riportano gli esiti delle analisi eseguite sul sistema ottico di concentrazione nelle condizioni riportate al paragrafo precedente. In ciascuna scheda sono riportati:

- i grafici della distribuzione della radiazione concentrata sia sul target, costituito dalla base maggiore del tronco di cono rovesciato che forma la *solar cup*, sia sulla corona esterna della *hot chamber*. In ciascuna delle immagini che illustrano la distribuzione della radiazione concentrata (espressa in W/m²) sono evidenziati i limiti del target e della corona esterna per meglio evidenziare gli effetti sul ricevitore.
- una tabella che riporta i seguenti dati numerici:
 - flusso solare complessivo che raggiunge il target (o eventualmente il bordo della corona esterna);
 - irradianza media, ottenuta integrando la distribuzione di radiazione concentrata sulla superficie investita dal fascio;

-
- il fattore di concentrazione ottico ottenuto (C_{opt}) dal rapporto tra l'irradianza media sul target e l'irradianza sull'area di apertura;
 - il rapporto tra l'irradianza di picco e quella media, che consente di valutare l'uniformità di flusso sulla superficie del ricevitore o della corona esterna.

5.2.1.5 Schede riassuntive delle analisi ottiche effettuate

Al fine di effettuare un confronto tra la situazione ideale e quelle reali ottenute in presenza di imperfezioni via via crescenti del sistema ottico di concentrazione, è stata riportata l'analisi in condizioni di cielo terso che rappresenta il limite superiore ottenibile con la configurazione ottica considerata.

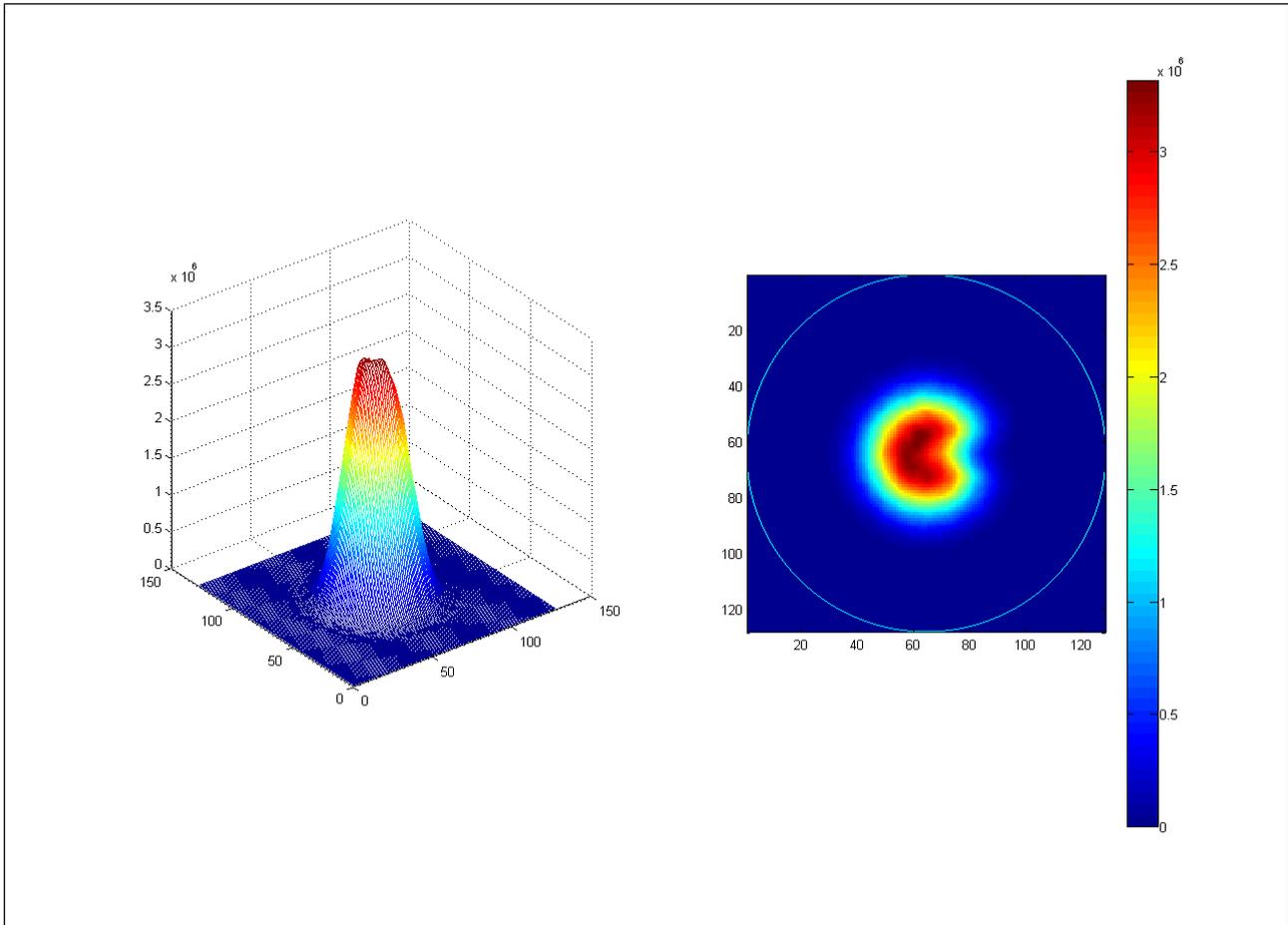
CASO 1

Fascio on-axis.

Distribuzione angolare del flusso solare: Gaussiana con divergenza di 2.8 mrad.

Irradianza: 1000 W/m²

Riflettanza specchi: 95%



Distribuzione della radiazione concentrata sul target (valori espressi in W/m²)

	Target	Bordo
Flusso totale	9218 W	-
Irradianza media	230.5 kW/m ²	-
Fattore di concentrazione ottico	230 soli	-
Irradianza al picco / Irradianza media	14.4	-

Commenti:

Nella situazione ideale (ossia in condizioni di cielo terso e in assenza di imperfezioni del sistema ottico di concentrazione) tutta la radiazione solare viene concentrata all'interno del target. Lo spot è concentrato in un'area circolare di diametro pari all'incirca a 100 mm, ampiamente all'interno del foro presente sulla *hot chamber* del ricevitore Stirling.

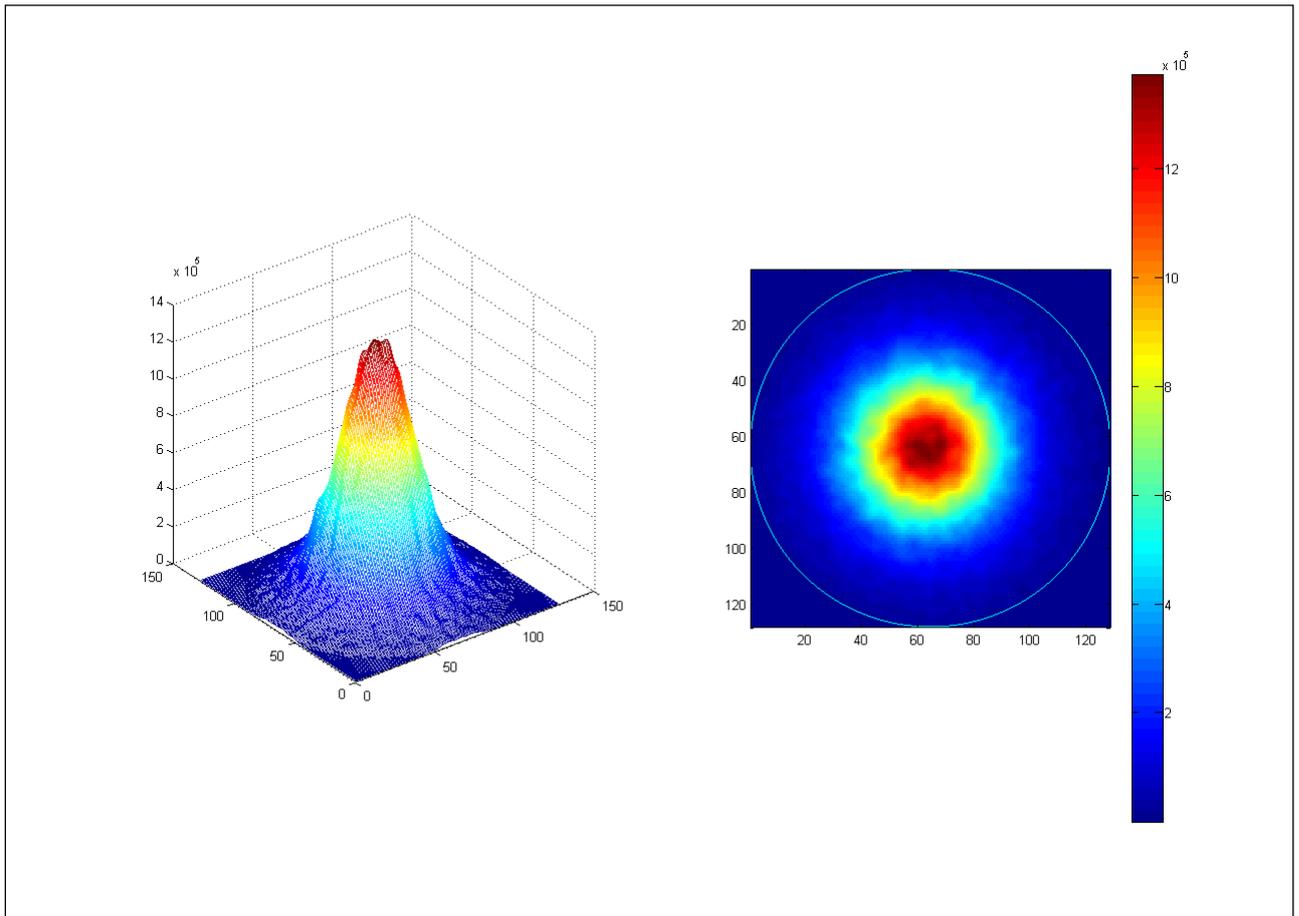
CASO 2

Fascio on-axis.

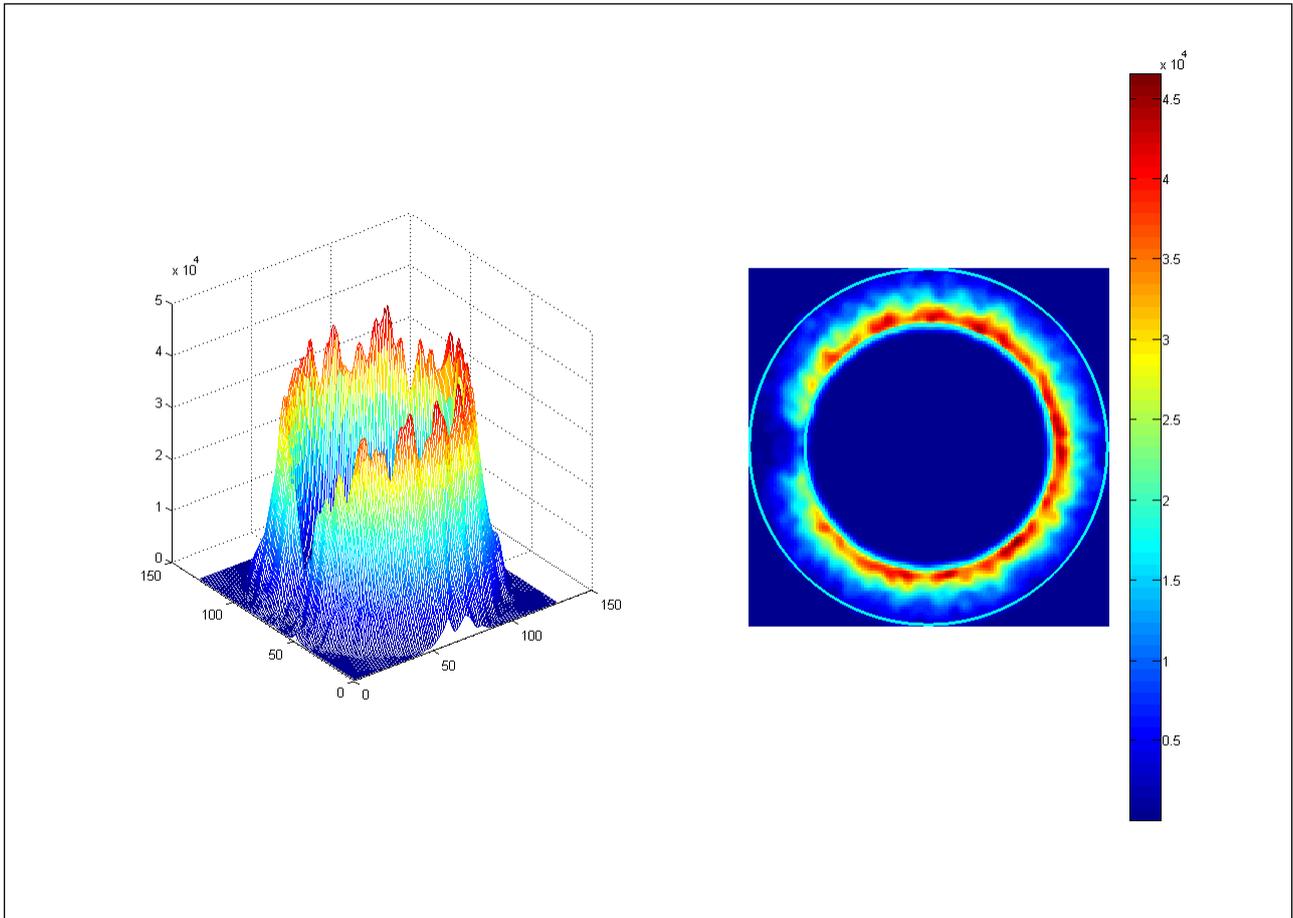
Distribuzione angolare del flusso solare: Gaussiana con divergenza di 11 mrad.

Irradianza: 1000 W/m²

Riflettanza specchi: 95%



Distribuzione della radiazione concentrata sul target (valori espressi in W/m²)



Distribuzione della radiazione concentrata sulla corona esterna (valori in W/m²)

	Target	Bordo
Flusso totale	8281 W	582 W
Irradianza media	207.1 kW/m ²	6849 W/m ²
Fattore di concentrazione ottico	207 soli	-
Irradianza al picco / Irradianza media	6.6	6.8

Commenti:

Ad 11 mrad di allargamento del fascio solare, le perdite ottiche complessive si attestano intorno al 14%, come meglio evidenziato nell'immagine che descrive la distribuzione di flusso concentrato sulla corona esterna del ricevitore. Nel contempo la radiazione intercettata dal target si è ridotta del 10% circa rispetto al valore limite in assenza di imperfezioni costruttive del sistema ottico di concentrazione.

5.2.1.6 Riepilogo dei principali risultati ottenuti

Le tabelle seguenti riepilogano i dati principali ottenuti a seguito delle analisi ottiche effettuate.

Tabella 2 – Dati sui flussi di radiazione solare

Divergenza fascio solare	Flusso solare sul target	Flusso solare sulla corona	Flusso solare totale	Flusso solare perso
	[W]	[W]	[W]	[W]
2.8 mrad	9218	0	9218	0
3 mrad	9215	0	9215	-3
5 mrad	9165	29	9194	-24
7 mrad	9009	143	9152	-66
9 mrad	8713	344	9057	-161
11 mrad	8281	582	8863	-355

In particolare in tabella 2 sono riportati: il flusso solare assorbito dal target (ossia la radiazione che raggiunge effettivamente la testa calda del motore Stirling), il flusso solare eventualmente intercettato dalla corona esterna della *hot chamber* (che rappresenta a tutti gli effetti una perdita ottica), il flusso solare complessivamente intercettato dal ricevitore (ottenuto dalla somma dei due termini precedenti) ed infine il flusso solare perso a causa di riflessioni con angoli tali da non consentire ai raggi riflessi di raggiungere il ricevitore. Quest'ultimo valore è stato ottenuto dalla differenza tra il valore limite corrispondente alla situazione ideale ($\sigma = 2.8$ mrad) ed il flusso solare totale intercettato dal ricevitore.

Imperfezioni costruttive che comportano errori angolari nel raggio riflesso superiori a 4 mrad, introducono perdite ottiche via via crescenti, come meglio evidenziato nel grafico di figura 4 che riporta gli andamenti dei flussi solari assorbiti in funzione dell'allargamento angolare del fascio solare incidente. Tali perdite sono dovute in parte al fatto che, allargandosi l'immagine del disco solare, una frazione di radiazione concentrata non raggiunge il target venendo intercettata dalla corona esterna della *hot chamber*; per la restante parte le perdite ottiche sono dovute al fatto che gli errori angolari indotti dalle imperfezioni del sistema ottico producono raggi riflessi che non riescono a raggiungere il ricevitore.

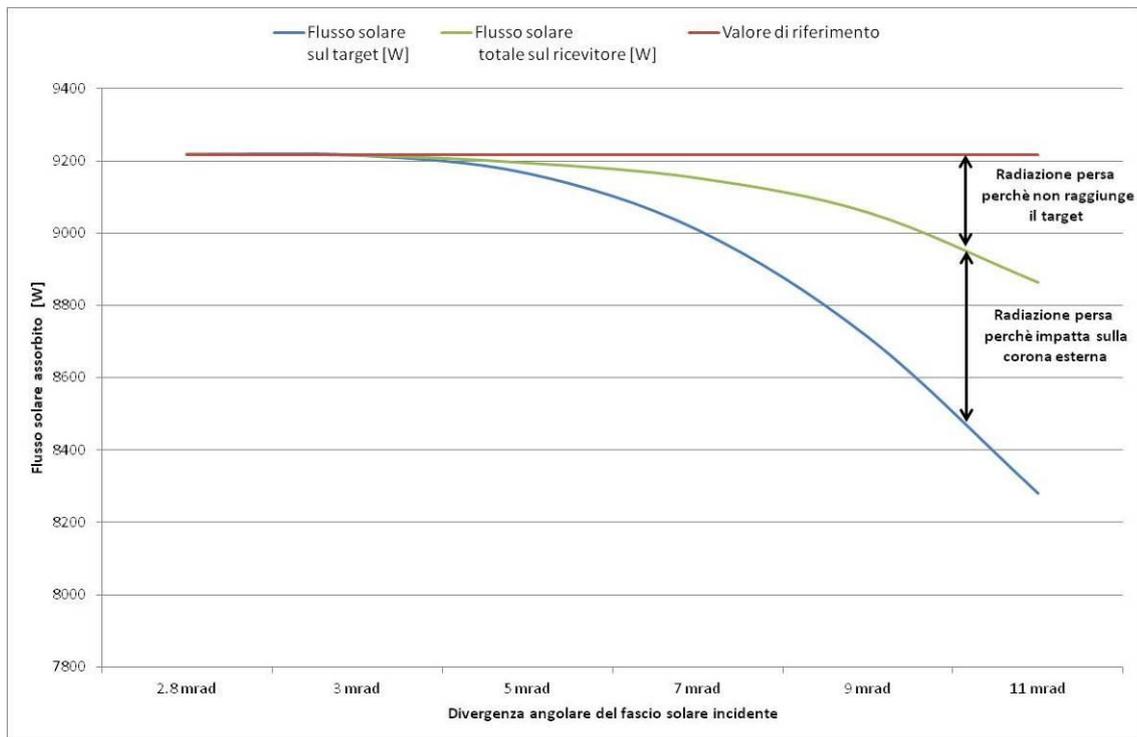


Figura 4.1.1 Andamento dei flussi solari assorbiti in funzione dell'allargamento angolare del fascio solare incidente

A titolo esemplificativo si riportano alcune foto del sistema in funzione con evidenziato il dettaglio del ricevitore investito dalla radiazione concentrata. Dalle foto appare evidente come una parte non indifferente della radiazione concentrata non raggiunge il target ma si distribuisce sulla corona esterna; circostanza questa che conferma, se pur in maniera qualitativa, la presenza di imperfezioni non trascurabili del sistema ottico di concentrazione.



*Fig 4.1.2 (a) Foto del sistema
Dish/Stirling*



(b) Dettaglio del ricevitore

Figura 5. Foto del sistema Dish/Stirling durante le prove condotte presso il C.R. ENEA Trisaia

5.2.2 Caratterizzazione sperimentale del sensore di misura utilizzato

Il SOLARBOX 1500e è un moderno apparecchio di prova per esposizione alla luce prodotta da una lampada allo Xeno opportunamente filtrata che simula realisticamente le condizioni di sole durante il giorno per prove accelerate di resistenza alla luce a cui i prodotti sono esposti. Le grandi dimensioni della camera di prova del SOLARBOX possono accogliere oggetti tridimensionali e prodotti industriali finiti. L'energia radiante nel SOLARBOX è fornita da una singola Lampada allo Xeno, raffreddata ad aria, che riproduce l'intero spettro solare e non solo i raggi UV a lunghezza d'onda corta, come succede usando lampade fluorescenti UVA o UVB, e genera un livello di radiazione fino a due volte più alto di quello del sole. Il SOLARBOX offre misurazioni continue e controlla l'irraggiamento durante la prova, compensando l'invecchiamento della lampada e del filtro UV tramite un sistema di controllo con sensore d'irraggiamento UV. Filtri facilmente intercambiabili tagliano la luce emessa dalla lampada allo

Xeno per riprodurre lo spettro del sole nelle reali condizioni ambientali in cui i prodotti si troveranno. L'uniformità e perpendicolarità dell'irraggiamento sono garantite da un riflettore a CPC (Compound Parabolic Concentrator) costituito da una camera con due pareti opposte a sezione parabolica e con la Lampada Xenon posta nell'apertura superiore.

Tab. 4.6 Dati tecnici

Modello SOLARBOX	1500	1500e	3000	3000e
Alimentazione elettrica				
Tensione, frequenza	230 Vac 10%, 50/60 Hz.			
Alimentazione	1/N/PE			
Corrente	16 A (max.)			
Ingombro e peso				
Dimensioni	1500	1500e	3000	3000e
Area di esposizione (porta campione orizzontale)	280 x 200 mm.		420 x 200 mm.	
Peso	30 Kg.		32 Kg.	
Numero di campioni formato (15 x 30 mm.)	più di 120		più di 180	
Caratteristiche				
Lampada allo Xenon raffreddata ad aria	X	X	X	X
Regolazione e controllo livello di irraggiamento	X	X	X	X
Visualizzazione del livello di irraggiamento		X		X
Irraggiamento: da 250 a 1.100 W/m ² nel campo spettrale tra 290 – 800 nm.	X	X	X	X
BST: controllo della temperatura: fino a 100°C		X		X
BST: visualizzazione della temperatura		X		X
Temporizzatore per impostare fino a 999 ore di test e conta-ore totalizzatore	X	X	X	X
Controllo del microprocessore		X		X
Display LCD a 4 righe da 20 caratteri		X		X
Rapporto completo delle reali condizioni di prova da interfaccia seriale RS 232		X		X
Memorizzazione di 15 condizioni di test, programmazione libera		X		X
Programma di ri-calibrazione dei sensori		X		X
Opzioni e accessori				
Filtro UV in vetro soda-lime che simula esposizione all'esterno	X	X	X	X
Filtro UV in vetro soda-lime che simula esposizione dietro vetro-finestra	X	X	X	X
Filtro UV in vetro soda-lime che simula esposizione all'esterno con trattamento I.R.	X	X	X	X
Filtro UV in vetro soda-lime che simula esposizione dietro vetro-finestra con trattamento I.R.	X	X	X	X
Filtri UV SPECIALI su richiesta	X	X	X	X
Sistema programmabile di immersione ciclica dei campioni per simulare cicli pioggia-sole		X		X
Visualizzazione umidità e temperatura camera di prova	X	X	X	X
Porta campioni raffreddato ad acqua per abbassare la temperatura dei provini		X		X
Agitatore magnetico per miscelazione di campioni liquidi durante la prova	X	X	X	X
XEN 32 REPORT LEVEL software per trasferire i dati di prova a PC		X		X
XEN 32 MAINTENANCE LEVEL software per il trasferimento dei dati di prova a PC e la calibrazione tramite il nostro radiometro		X		X
Frigorifero ad aria per ridurre la temperatura della prova	X	X	X	X
Radiometro e termometro con sensori:				
Sensore 295-400 nm, banda larga	X	X	X	X
Sensore 340 nm, banda stretta	X	X	X	X
Sensore 420 nm, banda stretta	X	X	X	X
Sensore di illuminanza fondo scala 2MLux nel visibile	X	X	X	X
Sensore BST di temperatura del corpo nero	X	X	X	X

La camera di prova è accessibile aprendo uno sportello laterale. Tutta la luce emessa dalla lampada allo Xenon viene filtrata dal filtro UV installato ed uniformemente distribuita dal riflettore parabolico e dalle pareti altamente riflettenti e opportunamente sagomate. L'intensità di

irraggiamento dipende dal valore impostato nel programma in esecuzione e viene continuamente misurata e stabilizzata per mezzo del sensore posto sulla parete destra della camera di prova.

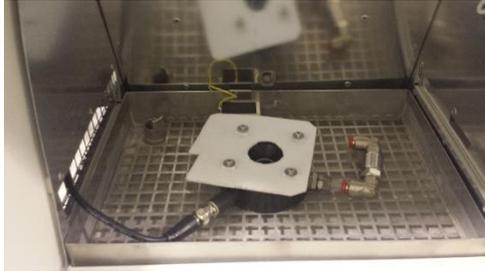


Fig. 4.1.3 Sensore nel SolarBox



Fig. 4.1.4 Misure con il SolarBox nel campo di funzionamento del sensore

Il sensore utilizzato per la misura della radiazione concentrata sul ricevitore presenta le seguenti dimensioni e caratteristiche:



Fig 4.1.5 Sensore di temperatura usato in fase di sperimentazione

In particolare, trattasi di un sensore della OPHIR - mod. 1000W-BB - raffreddato ad acqua e tipicamente utilizzato in applicazioni laser per la misura della potenza termica in un range compreso tra 5W a 1000W ed un energia compresa tra 400mJ a 300J.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche così come estrapolate dal relativo datasheet.

Aperture	Ø30mm
SpectralRange	0.19-20µm
PowerRange	5W-1000W
Energy Range	400mJ-300J
MaxPulse Energy	300J
MaxAveragePowerDensity	6kW/cm ²
Response Time	2.5 s
Max Energy Density	(for <100ns) 0.3J/cm ²
Max Energy Density	(for 2ms) 10J/cm ²
MaxAveragePower	1000W

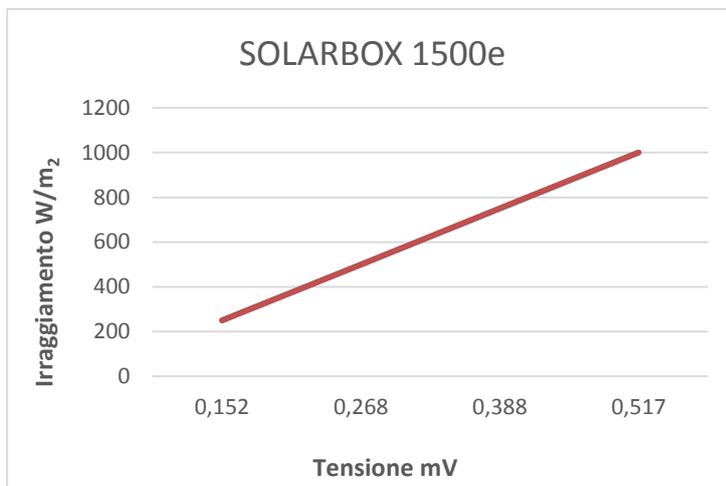
Come da indicazioni dello stesso costruttore, i modelli OPHIR vengono calibrati utilizzando una potenza relativamente bassa (dell'ordine di ~ 200-300W/m²). Utilizzando tali sorgenti di bassa potenza per calibrare lo strumento contro l'elevata potenza a cui viene normalmente utilizzato solleva la questione dell'attendibilità della calibrazione a valori più elevati rispetto a quelli utilizzati durante il processo di calibrazione. Ciò nonostante, sulla base di quanto illustrato di seguito, questa tipologia di sensori risulta avere una risposta pressoché lineare in tutto il campo di misura con una accuratezza dell'ordine di $\pm 5\%$.

Infatti, il sensore utilizzato funziona in base al principio della termopila, dove il flusso di calore radiale nel disco assorbitore causa una differenza di temperatura tra le giunzioni calde e fredde della termopila, che, a sua volta, provoca una differenza di tensione ai capi della termopila stessa. Poiché tale tipologia di sensore (basato su un generatore di tensione a termopila) ha una risposta tipicamente lineare, se si dimostra essere lineare per potenze che sono una frazione significativa della potenza massima misurabile, esso sarà necessariamente lineare per potenze molto basse e, di conseguenza, se la calibrazione risulta essere corretta alle basse potenze, questa rimarrà corretta anche alle alte potenze. Misure effettuate dall'azienda produttrice, con il supporto di laboratori standardizzati, hanno mostrato che il sensore OPHIR da noi utilizzato rientra nei limiti dichiarati di linearità.

Ciò premesso, nelle attività di calibrazione preliminari del sensore si è tenuto conto di tale aspetto e i risultati ottenuti a bassi flussi con l'ausilio della SolarBox sono stati ritenuti validi anche a potenze più elevate nel limite degli errori di linearità garantiti dal costruttore.

Posizionando il sensore all'interno della SolarBox ed impostando valori di irraggiamento [W/m²] crescenti, sono stati ottenuti tramite il multimetro Agilent - mod. 34401A, i corrispondenti valori di tensione misurati in mV.

Irraggiamento W/m ²	Tensione mV
250	0.152
500	0.268
750	0.388
1000	0.517



Attraverso tali risultati è stato possibile ricavare la curva della caratteristica del sensore nel suo campo di funzionamento.

$$\Phi_{\text{Flusso}}[\text{W}/\text{m}^2] = 2056.4 \text{ V} [\text{mV}] - 56.183$$

$$R^2 = 0.9994$$

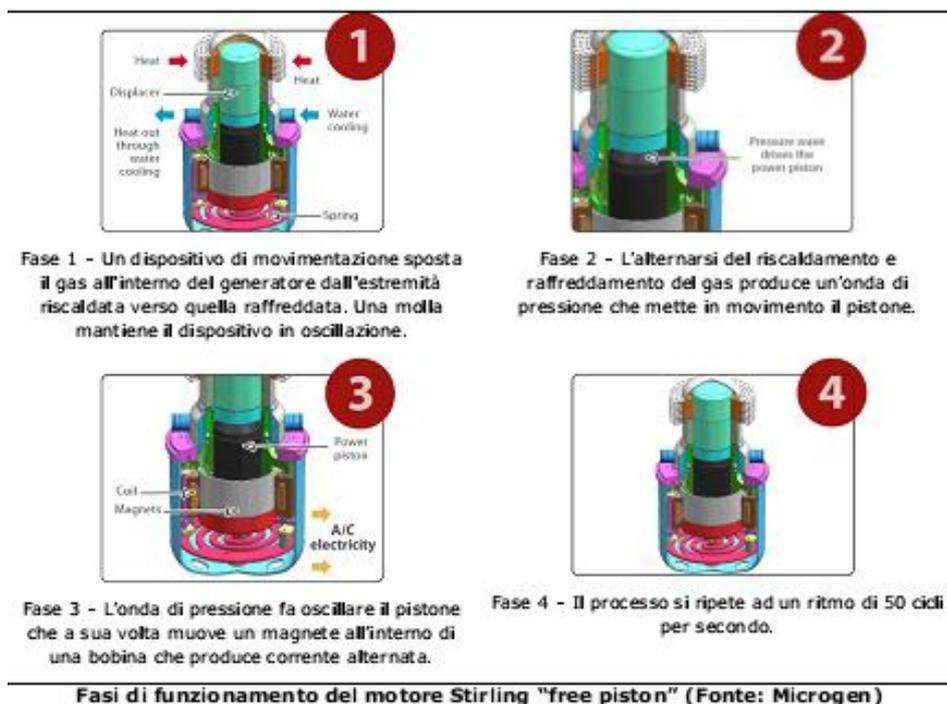
Sulla base di quanto detto prima, tale caratteristica, ottenuta a bassi flussi, è stata estesa anche ad alti flussi nel limite del 5% come indicato dal costruttore.

5.2.3 Layout sperimentale e risultati ottenuti

Per quanto riguarda la misura teorica del flusso di radiazione incidente sul ricevitore del collettore solare Dish/Stirling è stato utilizzato il software di simulazione TRACEPRO, il quale utilizza tecniche di ray-tracing, basate su metodo Monte Carlo, per calcolare la radiazione concentrata. Per il confronto con i dati sperimentali

Per la misura sperimentale è stato utilizzato oltre al sensore descritto nel paragrafo precedente, il pireliometro per la misura della radiazione solare diretta (DNI).

Nel dettaglio il sistema Dish/Stirling utilizzato è stato realizzato da INNOVA ed opera in assetto cogenerativo generando contemporaneamente 1 kW di energia elettrica a 230 Vace 3 kW di energia termica a temperature massime dell'ordine di circa 60-70°C. Il sistema utilizza un motore Stirling del tipo "free piston" di piccola taglia per la cogenerazione di energia elettrica e termica da fonte solare. Il motore è un adattamento del motore realizzato dalla Microgen Engine Corporation e funziona a ciclo chiuso utilizzando un gas come fluido termodinamico (solitamente aria, azoto oppure elio o idrogeno nelle versioni ad alto rendimento). La differenza di temperatura, che si realizza tra la testa del motore Stirling e la zona raffreddata da un flusso d'acqua a portata controllata, innesca una pulsazione ciclica, ovvero un moto alternato del pistone del motore, che perdura fin quando si continua a fornire calore, producendo energia elettrica e termica. La figura seguente illustra le varie fasi del processo.



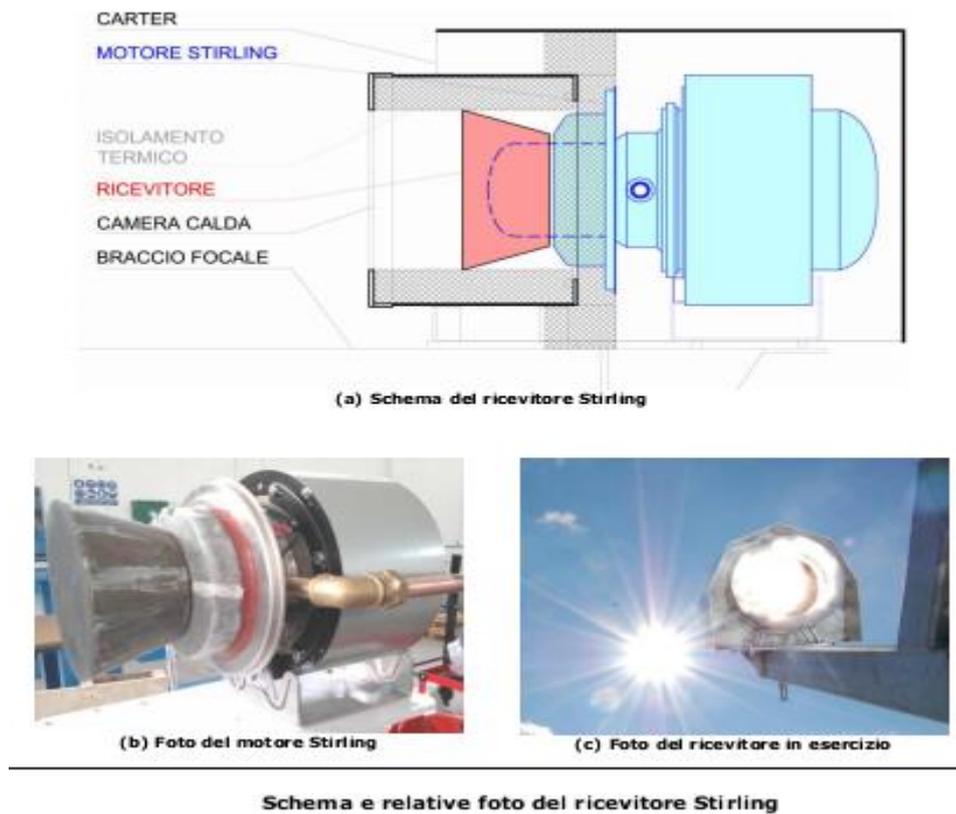


Fig. 4.1.4 Motore Stirling

Per l'esecuzione delle prove sperimentali finalizzate alla misura della radiazione concentrata è stato approntato un dispositivo che ha avuto la funzione sia di alloggiare il sensore sia di proteggerlo dagli alti flussi di radiazione concentrata.

Infatti il sensore è stato fissato attraverso 4 bulloni dietro un foro, avente dimensione del diametro pari a quello dello stesso sensore (30mm), praticato su di una lastra di acciaio lunga 34cm e larga 25cm. La lastra ha il compito di proteggere l'involucro esterno del sensore e le parti esposte del circuito di raffreddamento ad acqua ad esso collegato mediante opportuni tubicini di raccordo.

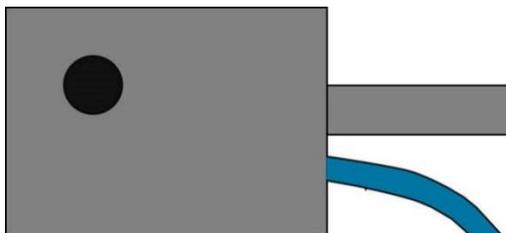


Fig.4.1.6 lastra d'acciaio con il sensore posizionato sul retro

Tra il sensore e la lastra di acciaio è stato posizionato uno strato di teflon spesso 1cm per proteggere ulteriormente il sensore dalle elevate temperature evitando in tal modo di modificare le caratteristiche del sensore di misura garantendo risultati prossimi a quelli reali.

La lastra è stata spostata manualmente attraverso un tubo d'acciaio saldato direttamente alla stessa lastra seguendo una guida fissata sul braccio del collettore a disco ad una distanza di circa 15cm dal ricevitore.

Tale guida è stata realizzata in acciaio, è lunga 34cm e su di essa sono state fissate 9 tacche distanti circa 1.5cm l'una dall'altra.

Per completare la sperimentazione è stato necessario avvalersi di un altro strumento di misura, il pireliometro il quale insegue con estrema precisione lo spostamento del sole fornendo in maniera dettagliata il valore della radiazione solare diretta (DNI).

L'idea è stata quella di far muovere lungo la guida metallica la lastra di acciaio, con il sensore fissato dietro di essa, di tacca in tacca andando a misurare ogni volta il valore di tensione in mV corrispondente a quella determinata posizione.

Il tutto è stato fatto prendendo nota del minuto esatto in cui si è effettuata la misura per un totale di misure non superiore ai 10 minuti in modo da poter essere sicuri di ottenere una radiazione solare normale diretta quanto più costante possibile.

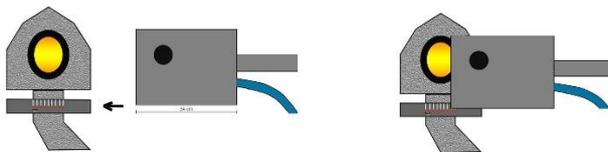


Fig 4.1.7 Movimento di traslazione longitudinale della lastra d'acciaio.

Le foto seguenti mostrano il sistema in funzione durante le fasi iniziali di sperimentazione e caratterizzazione del dispositivo.



(a) Setup sperimentale



(c) Dettaglio del punto di monitoraggio delle temperature dell'acqua di raffreddamento in ingresso ed uscita dal motore Stirling



(d) Foto dell'inseguitore solare utilizzato per il monitoraggio della radiazione solare diretta

Foto del sistema in prova durante il periodo di monitoraggio

I risultati di seguito illustrati si riferiscono a misure effettuate giovedì 15 gennaio 2015 dalle ore 11.45 alle ore 12.15 in condizioni di cielo terso ed ad una temperatura ambiente di circa 17°C presso il centro Enea Trisaia (Rotondella).

Il grafico seguente illustra l'andamento della radiazione solare diretta durante i 30 minuti di prove eseguite per la caratterizzazione del profilo di radiazione concentrata. Durante tale periodo

di prova la DNI si è mantenuta costante attorno al valore di 815 W/m^2 con fluttuazioni di ampiezza massima di $\pm 10 \text{ W/m}^2$.

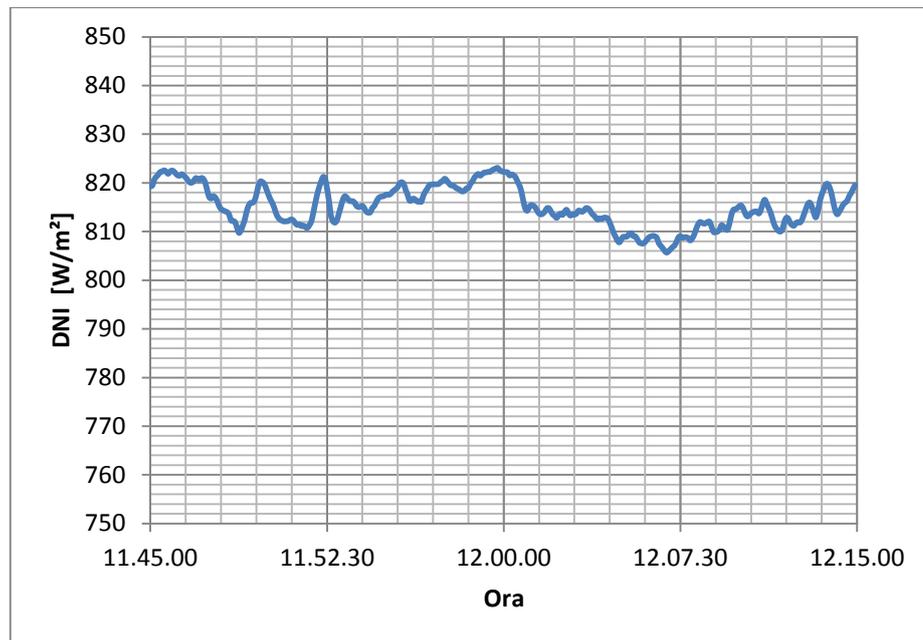


Fig 4.1.8 Radiazione solare diretta incidente sul collettore solare a disco misurata dal pireliometro

Il grafico seguente mette a confronto la distribuzione di flusso solare concentrato sul ricevitore e i dati sperimentali ottenuti con il sistema di misura descritto precedentemente.

In particolare i contenuti del grafico sono di seguito riassunti::

- la curva di colore blu mostra l'andamento della radiazione solare concentrata su una sezione orizzontale del ricevitore Stirling in corrispondenza sul foro di apertura, così come ottenuta a seguito delle simulazioni ottiche eseguite con il software di ray-tracing, in corrispondenza delle condizioni effettive di funzionamento nel giorno delle misure, ossia: $\text{DNI} = 815 \text{ W/m}^2$ e divergenza angolare del fascio solare di 11 mrad .
- la curva di colore rosso riporta invece la distribuzione teorica del flusso solare concentrato sulla corona esterna del ricevitore.
- poiché non è stato possibile effettuare le misure sperimentali in corrispondenza del piano focale considerato per le analisi teoriche (corrispondente alla posizione del foro di ingresso del ricevitore Stirling), a causa sia degli ingombri del sensore sia della localizzazione della guida di supporto per il dispositivo di misura, i valori di radiazione concentrata sono stati ricalcolati in corrispondenza del piano di misura effettivo, posto a

circa 30cm dal piano focale (testa del motore Stirling) e 15 cm dal piano del foro di ingresso del ricevitore.

- la curva di colore verde riporta tale andamento che risulta essere circa il 50% del valore ottenuto sul foro di apertura del ricevitore.
- I punti di colore viola corrispondono ai dati sperimentali, ottenute mediante 9 rilevazioni simmetriche rispetto al centro del ricevitore ed equi-spaziate di circa 15 mm l'una dall'altra.

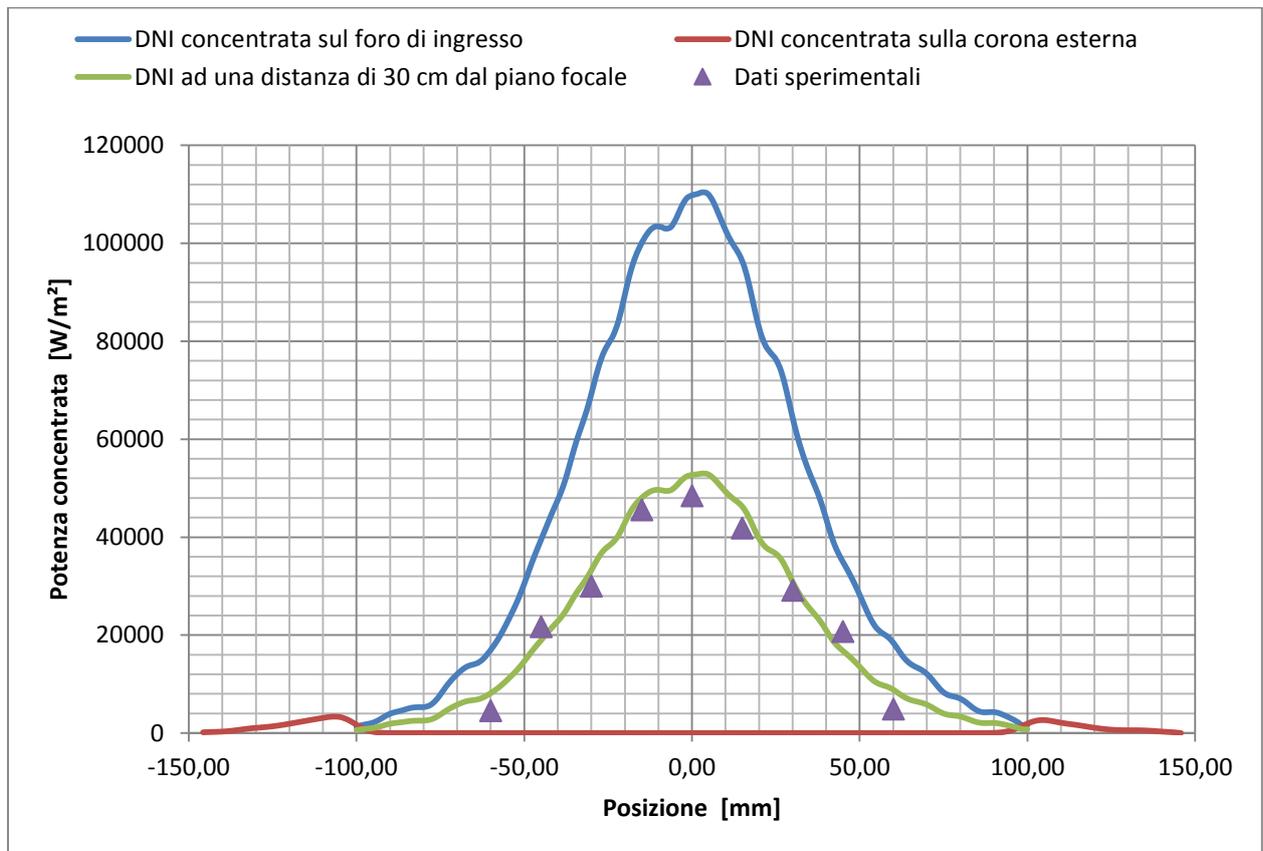


Fig 4.1.9 Confronto tra dati teorici e sperimentali

La tabella riporta i valori sperimentali ottenuti, con indicati i livelli di tensione in uscita dal sensore di misura che sono stati successivamente convertiti in flusso solare concentrato attraverso la caratteristica del sensore ottenuta attraverso la sua caratterizzazione con la SolarBox.

Pos [mm]	Val [mV]	Val Sperim [W/m2]
-60	2.3	4591
-45	10.6	21742
-30	14.6	29967
-15	22.2	45596
0	23.6	48475
15	20.4	41894
30	14.2	29145
45	10.1	20713
60	2.4	4879

Il grafico seguente mostra invece la variazione di flusso concentrato in funzione della distanza dal piano focale, a cui idealmente corrisponderebbe una concentrazione in finita in assenza di imperfezioni ottiche e con una sorgente di raggi solari a divergenza nulla.

Essa è stata determinata in prima approssimazione mediante la seguente relazione che lega il flusso medio ad una qualsiasi distanza intermedia tra il piano focale e il piano di apertura del sistema ottico primario:

$$P = P_0 \left(\frac{L}{x} \right)^2$$

dove P_0 è il flusso indicente sul piano di apertura (nel nostro caso 815 W/m^2), L è la distanza focale e x è la coordinata che rappresenta la distanza dal piano focale nella direzione dell'asse del paraboloide.

Dal grafico emerge subito che le variazioni più consistenti si hanno nei primi 20-30 cm di distanziamento dal piano focale ideale.

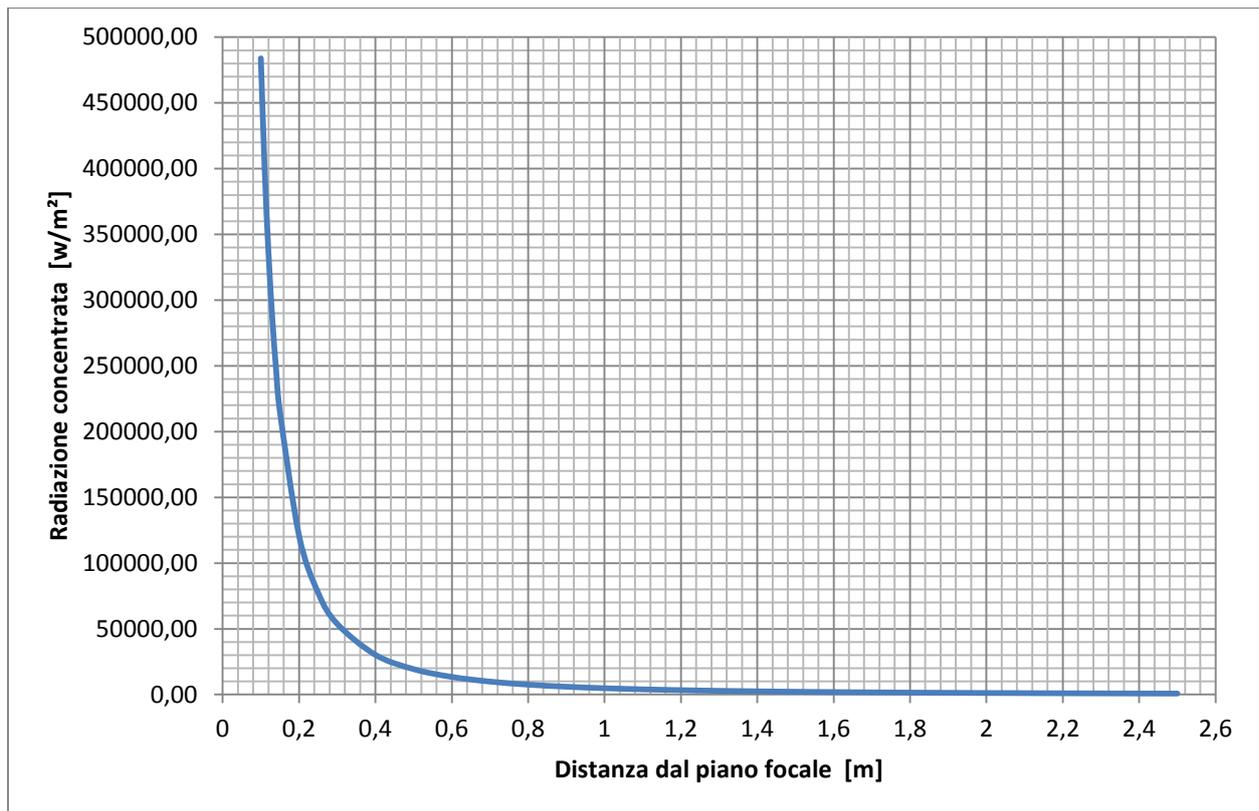


Fig 4.1.10 Andamento del flusso concentrato in funzione del distanza dal piano focale ideale

Dal confronto tra i dati ottenuti mediante le simulazioni ottiche e i dati sperimentali rilevati durante la giornata di prova, emerge un sostanziale accordo a favore della validità dell'approccio sperimentale messo in piedi che ha permesso di mettere a punto una tecnica che consente di misurare la radiazione solare concentrata sul ricevitore di un sistema del tipo Dish/Stirling di piccola taglia. Tale tecnica ha permesso di verificare, nei limiti delle approssimazioni del metodo di test utilizzato, che le assunzioni effettuate per via teorica sulla distribuzione di flusso concentrato si sono rivelate molto vicine al caso reale, confermando le stime modellistiche della producibilità elettrica e termica per tale tipologia di sistemi cogenerativi destinati ad applicazioni distribuite di piccola taglia per il settore residenziale.

6 Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi sono state affrontate le tematiche della misura della radiazione solare concentrata in sistemi solari a concentrazione per applicazioni a media temperatura nei settori sia residenziale per la produzione di calore per la climatizzazione estiva degli edifici sia industriale per la produzione di calore di processo a temperature fino a 250°C, calore utile in molti processi dell'industria manifatturiera, agro-alimentare, chimica, ecc.

La misura del flusso solare concentrato è di primaria importanza qualora si voglia risolvere le equazioni di bilancio energetico in corrispondenza del ricevitore solare. Attualmente per poter scrivere tali equazioni di bilancio di massa ed energia è necessario stimare il flusso solare concentrato attraverso modelli di calcolo che, sebbene molto sofisticati e capaci di tenere presente tutti gli aspetti che caratterizzano il fenomeno ottico che si realizza sul concentratore solare, non danno la certezza della correttezza delle valutazioni effettuate. Per superare tale ostacolo e disporre di dati sperimentali che consentano sia di scrivere equazioni di bilancio energetico realistiche sia di validare i diversi strumenti di calcolo ottico disponibili sul mercato sia come software commerciali ma anche come software open-source, sono stati messi a punto diversi strumenti detti radiometri per la misura diretta ed indiretta della radiazione solare concentrata.

Nel presente lavoro di tesi sono state in particolare analizzate le problematiche della misura della radiazione concentrata sia in sistemi a concentrazione del tipo Linear-Focusing (ossia sistemi parabolici lineari o sistemi a specchi lineari sdi Fresnel) sia in sistemi del tipo Point-Focusing (ossia sistemi adisco di piccole dimensioni per applicazioni solo termiche o ibride).

Riguardo ai sistemi Linear-Focusing sono state analizzate e definite le specifiche tecniche per la messa a punto di un radiometro totalmente automatizzato per la misura della radiazione concentrata su sistemi parabolici lineari con ricevitore a geometria cilindrica. Tale sistema consentirà di mappare radialmente e longitudinalmente la distribuzione del flusso concentrato su tali tipologie di sistemi a concentrazione.

Relativamente ai sistemi Point-Focusing è stato messo a punto un sistema prototipale di misura della radiazione solare concentrata basato su un sensore a termopila in grado di misurare gli elevati flussi di radiazione ottenibili in concentratori quali i sistemi Dish/Stirling nei quali è possibile raggiungere flussi sul fuoco dell'ordine di alcune centinaia di kW per m². Questo sistema è stato dapprima caratterizzato in laboratorio per determinare la caratteristica di

calibrazione che consente di determinare il flusso concentrato a partire dalla misura della tensione generata dalla termopila. Tale caratteristica è stata utilizzata per determinare il flusso solare concentrato durante la campagna di misure sperimentali a partire dai valori di tensione restituiti dal sensore durante le misure.

Dal confronto tra dati sperimentali e dati teorici, determinati attraverso un software di ray-tracing, è emerso un sostanziale accordo tra di essi che ha permesso di validare, nel limite degli errori sperimentali caratteristici del processo di misura, i dati simulati.

Tale tecnica ha quindi permesso di verificare che le assunzioni effettuate per via teorica sulla distribuzione di flusso concentrato si sono rivelate molto vicine al caso reale, confermando le stime modellistiche della producibilità elettrica e termica per tale tipologia di sistemi cogenerativi destinati ad applicazioni distribuite di piccola taglia per il settore residenziale.

7 Bibliografia

- *Progetto μ PERLA– Sistemi solari termodinamici - Sviluppo testa Stirling per riscaldamento da energia solare concentrata - Realizzazione e test del sistema pilota (V. Sabatelli, D. Marano, A. Bruno, C. Copeta ENEA Centro Ricerche Trisaia – Unità Tecnica UTTRI)*
- *Progetto μ PERLA- Sviluppo e ottimizzazione ottiche di concentrazione Ottimizzazione dell'accoppiamento concentratore / ricevitore Stirling: analisi degli effetti dovuti alle imperfezioni costruttive G. Contento*, V. Sabatelli**, D. Marano*** ENEA Centro Ricerche Brindisi – Unità Tecnica UTMATB** ENEA Centro Ricerche Trisaia – Unità Tecnica UTTRI*
- *SVILUPPO E VALIDAZIONE SPERIMENTALE DI METODICHE PER LA CARATTERIZZAZIONE OTTICA E TERMICA DI CONCENTRATORI A MEDIA TEMPERATURA V. Sabatelli, D. Marano, A. Ebolese, A. Bruno, C. Copeta*
- *Concentrating solar power HANS MÜLLER-STEINHAGEN, FRENG AND FRANZ TRIEB INSTITUTE OF TECHNICAL THERMODYNAMICS, GERMAN AEROSPACE CENTRE, STUTTGART, GERMANY*
- *Heat flux and temperature measurement technologies for concentrating solar power (Concentrating Solar Power Technology Principles, Developments and Applications A volume in Woodhead Publishing Series in Energy 2012, Pages 68–90, e1–e2)*
- *SunShot Vision Study February 2012 Concentrating Solar Power: Technologies and Performance*
- *Progetto di un prototipo di radiometro mobile per collettori solari termodinamici cilindrici (Andrea Moretti, Antonio Parretta, Paolo Colombani)*

Figure

Fig 1.1 Fonte: IEA (International Energy Agency)

Fig.1.2 schema di un impianto termodinamico

Fig 1.3 Misure della radiazione solare diretta e globale in una giornata invernale ed estiva nella stessa località pag 13

Fig. 1.4 Radiazione solare diretta captata da sistemi di inseguimento.

Fig.1.5 Piranometro con sensore a termopila.

Fig. 1.6 Pireliometro con sensore a termopila.

Fig.1.7 Impianto PCS per prova componenti solari

Fig.1.8 Schema di un impianto solare termodinamico basato sull'utilizzo di collettori parabolici lineari ed integrato con un impianto a vapore.

Fig. 1.9 Radiazione solare diretta incidente sul collettore parabolico lineare.

Fig. 1.1.1 Layout del collettore.

Fig.1.1.2 Giunzione

Fig.1.1.3 Struttura del rivestimento selettivo (coating)

Fig.1.1.4 Tubo ricevitore progettato dai ricercatori ENEA

Fig 1.1.5 Concentratore lineare Fresnel

Fig.1.1.6 Collettore a torre solare

Fig 1.1.7 Schema di un impianto a Torre Centrale

Fig.1.1.8 Concentratore a disco parabolico.

Fig. 1.1.9 Un motore Stirling

Fig 3.1 Esempi di dispositivi per la misura diretta ed indiretta

Fig. 3.2 Sensore HFM della Vatell Corporation

Fig.3.4 Radiometro Parascan montato sul collettore

Fig.3.5 Radiometro a movimento elicoidale aperto

Fig. 3.6 Radiometro a movimento elicoidale montato

Fig. 4.1 Porzione del concentratore parabolico lineare e dettaglio del ricevitore visto in sezione

Fig.4.2 Distribuzione della radiazione solare concentrata lungo la circonferenza del tubo ricevitore

Fig. 4.3 Mappa delle temperature del tubo ricevitore

Fig 4.4 Foto collettore parabolico lineare in fase di sperimentazione

Fig 4.5 Rappresentazione schematica del dispositivo di monitoraggio della radiazione solare concentrata in fase di progetto.

Fig 4.6 Schema di massima del misuratore di radiazione concentrata in fase di sviluppo.

Figura 4.7 Tipico andamento angolare del profilo solare ("Actualsunshape"). Nel grafico è sovrapposto un profilo angolare gaussiano caratterizzato dalla medesima varianza del profilo effettivo

Figura 4.8 Le irregolarità superficiali vengono solitamente considerate casualmente distribuite: la distribuzione delle direzioni di riflessione risulterà allora normalmente distribuita attorno alla direzione di riferimento.

Figura 4.9. a) Una deviazione della inclinazione di una superficie rispetto al valore atteso di un angolo θ_{slope} comporta una variazione dell'angolo di riflessione rispetto a quello teorico di $2 \theta_{slope}$. b) L'effetto è indistinguibile da quello ottenuto con un errore di emissione della sorgente pari proprio a $2 \theta_{slope}$.

Figura 4.1.1 Andamento dei flussi solari assorbiti in funzione dell'allargamento angolare del fascio solare incidente

Fig 4.1.2 (a) Foto del sistema Dish/Stirling

Fig. 4.1.3 Sensore nel SolarBox

Fig. 4.1.4 Motore Stirling

Fig 4.1.5 Sensore di temperatura usato in fase di sperimentazione

Fig.4.1.6 lastra d'acciaio con il sensore posizionato sul retro

Fig 4.1.7 Movimento di traslazione longitudinale della lastra d'acciaio.

Fig 4.1.8 Radiazione solare diretta incidente sul collettore solare a disco misurata dal pireliometro

Tabelle

Tab 1.1 Tipi di impianti.

Tab3.1 principali caratteristiche tecniche del sensore HFM Vatell corporation

Tab 4.1 Principali caratteristiche geometriche del ricevitore

Tab 4.2 Parametri della simulazione

Tab 4.3 Condizioni di test

Tab. 4.4 Principali caratteristiche della gomma siliconica:

Tab 4.5 – Condizioni di calcolo adottate per l'analisi ottica

Tab. 4.6 Dati tecnici