



**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

**Confronto tra collettori solari e l'uso dei nanofluidi
come mezzo per ottimizzarne l'efficienza**

Relatore:

prof. Pietro Asinari

Correlatore:

Matteo Morciano

Candidato

Franc Hila

Anno Accademico 2017/2018

Indice

1	Abstract	5
2	Introduzione	7
2.1	Il sole come fonte di energia	7
2.2	Solare termico in Europa	9
2.3	Solare termico e collettori solari	12
2.3.1	Tipologie di collettori	12
3	Collettori solari e stato dell'arte	13
3.1	Collettori solari tradizionali	13
3.2	Collettori solari a tubi sottovuoto	15
3.2.1	Principio di funzionamento e componentistica	15
3.3	Collettori solari termici a concentrazione	17
3.3.1	Collettori a parabole lineari	18
3.3.2	Collettori CPC (Compound Parabolic Concentrator)	18
3.3.3	Collettori a disco parabolico	18
3.3.4	Collettori a lenti Fresnel	19
3.3.5	Collettori a torre a concentrazione centrale	19
3.4	Posizione del sole sulla volta celeste ed equazioni caratteristiche	21
3.4.1	Definizioni ed equazioni caratteristiche	22
3.5	Bilancio energetico di un collettore solare	25
3.5.1	Efficienza di un collettore solare	26
3.6	Caso di studio e confronto di collettori solari	32
4	Confronto collettori solari e risultati	37
4.1	Confronto caratteristiche tecniche e curva di rendimento	37
4.2	Fabbisogno termico ed f-chart	39
4.3	Analisi economica e fattibilità di un'installazione (confronto tra case costruttrici)	44
5	Collettori solari e nanofluidi	53
5.1	Storia dei nanofluidi	53
5.2	Introduzione ai nanofluidi	56
5.2.1	Composizione di un nanofluido	56
5.2.2	Preparazione del nanofluido	57
5.3	Proprietà dei nanofluidi	58
5.4	Ottica dei nanofluidi	59
5.5	Ricevitori solari con nanofluidi	65
5.5.1	Superficie selettiva in TiNOX	66
5.5.2	Nanofluido utilizzato	67
5.6	Set-up e campagne sperimentali	71
5.7	Risultati delle prove sperimentali	75
5.8	Modello di calcolo delle dispersioni termiche	82

6	Conclusioni e prospettive di studio future	87
7	Ringraziamenti	92

1 Abstract

Nel seguente elaborato verrà trattato un tema, quello legato alle fonti rinnovabili che ormai è sempre più comune nelle nostre vite. La tesi si sviluppa sullo studio comparato di diversi tipi di tecnologia di collettori solari. Un collettore solare è sistema in grado di captare la radiazione solare, convertendola in calore.

L'efficienza di questo tipo di applicazione è uno dei punti cruciali di questa tecnologia e si è in continua ricerca di scelte tecnologiche innovative che permettano di incrementarla.

Lo studio del nanofluido come possibile fluido termovettore può essere una possibile soluzione per il problema di incremento dell'efficienza poiché dalla letteratura si evince che questa nuova applicazione ha enormi potenzialità. Questo quindi potrebbe portare ad un miglior conversione della radiazione solare sfruttando le proprietà ottiche particolari di questa sospensione di nanoparticelle.

L'obiettivo della tesi è quello di mettere in luce quelle che sono le varie tipologie di collettori solari confrontando le loro prestazioni e di dimostrare l'efficienza superiore dei collettori solari con ricevitore volumetrico a tecnologia con nano-fluido, rispetto ai ricevitori solari superficiali tradizionali.

E' stato eseguito uno studio sperimentale su prototipi stampati in 3D che simulano in maniera soddisfacente i casi reali di studio su cui vogliamo provare il miglioramento dell'efficienza dovuta all' utilizzo di nano-particelle.

Lo scopo della trattazione è quello di verificare il modello teorico che sta alla base di questa tecnologia e vedere se i risultati sperimentali coincidano con quanto visto in potenzialità.

E' stata fatta una ricerca in letteratura sulle varie case costruttrici di collettori solari per capire i parametri comuni e le prestazioni che si promettono, per fare quindi un paragone in parallelo. Sono state fatte inoltre diverse campagne sperimentali in campo (giugno e luglio) ed in laboratorio con un simulatore solare provando diversi set up, per testare il nanofluido e vedere quale fosse la miglior configurazione che rendesse visibile l'effetto che avevamo ipotizzato di ottenere.

I dati si basano sulla lettura delle varie temperature e sulla loro acquisizione tramite un sistema Daq board in modo da poterli elaborare in un momento successivo. Inoltre l'irradianza solare è stata acquisita tramite un piranometro tarato prima di essere utilizzato.

La prima parte della tesi verte sulla descrizione generale di un collettore solare tradizionale, delle relative equazioni di bilancio e dei vari campi applicativi e commerciali. La seconda parte invece si concentra sulla comparazione dei diversi tipi di collettori a livello prestazionale e sul set up sperimentale e sull'elaborazione delle prove in parallelo di collettore superficiale e volumetrico. Nell'ultima parte vengono trattate le conclusioni e vi sono i possibili scenari futuri di studio e di miglioramento dei prototipi per migliorare l'acquisizione di dati sulle campagne sperimentali future.

2 Introduzione

La corsa allo sviluppo tecnologico moderno ha portato ad un'evoluzione della cultura, della società e dell'economia molto forti. Questo ha inciso in maniera decisiva sullo stile di vita delle persone, sulle loro abitudini sui loro consumi e sul loro modo di socializzare.

L'energia gioca in questo processo un ruolo fondamentale. Studiando forme migliori e sempre più efficienti di energie si sono scoperte frontiere non immaginabili fino a pochi anni fa. Il crescente fabbisogno energetico procapite dovuto ad uno stile di vita sempre più esigente ed il lento ed inevitabile consumo delle fonti non rinnovabili di energia quali i combustibili di origine fossile, ha portato l'uomo a ricercare nuove fonti di energia. Queste devono avere la caratteristica di essere rinnovabili in un ciclo di vita.

Una fonte di energia rinnovabile viene definita come una risorsa che si può riutilizzare nell'arco di 10^2 anni. Come si può intuire le fonti rinnovabili di energia saranno il futuro dell'energia stessa e ci si concentrerà su innovazioni che porteranno ad un uso ottimale e razionale di queste risorse per garantire il fabbisogno attuale e futuro in termini di energia per l'intera "macchina globale".

L'energia da fonte rinnovabile si divide principalmente in 5 grandi categorie:

- Solare
- Idroelettrico
- Geotermico
- Eolico
- Biomasse

A loro volta queste grandi categorie possono essere suddivise in sotto-categorie. Ad esempio possiamo dire che il solare può essere di tipo termico (input irradianza, output calore), oppure di tipo fotovoltaico (input irradianza, output energia elettrica).

Per quanto riguarda le altre fonti citate si può suddividere l'idroelettrico in onshore (dighe su fiumi e/o laghi e corsi d'acqua) ed in offshore (impianti che convertono l'energia marina delle onde in energia elettrica).

L'eolico a sua volta può, come per il precedente caso dell'idroelettrico, essere suddiviso in impianti onshore ed offshore.

Noi ci occuperemo del solare ed in particolare della sua applicazione termica.

2.1 Il sole come fonte di energia

Il sole si può considerare come un corpo nero la cui temperatura superficiale emette radiazioni a 5800 K. La radiazione emessa è caratterizzata da uno

spettro che è compreso tra 0.2 e 3 μm e si stima che l'energia irraggiata dal sole sia pari a $3.88 * 10^{26}$ W [1].

Alla distanza media tra la Terra ed il Sole l'irradianza solare extra-atmosferica (o costante solare) è pari a circa $1361 \frac{W}{m^2}$. La frazione di radiazione solare che giunge alla superficie terrestre non è altro che una frazione del potenziale iniziale. Questo avviene perchè parte della radiazione viene riemessa nello spazio dall'atmosfera e parte viene assorbita dalle nubi, risultando di fatto la frazione di radiazione solare che arriva direttamente ad essere assorbita dalla superficie terrestre di circa la metà di quella potenziale, come si vede in Figura 1.

Questi numeri servono per darci un'idea di base su quanto sia elevato il potenziale energetico che ogni giorno è reso disponibile dal nostro sole. Il passo successivo, però, è quello di creare impianti efficienti ed efficaci tali da sfruttare parte di questo potenziale energetico per le attività indispensabili che richiedano l'utilizzo di tale risorsa energetica.

L'energia solare può essere sfruttata in due modi principali: fotovoltaico, e termico. Noi ci interesseremo di quest'ultimo modo, del solare termico, che si basa sull'idea di convertire l'energia sotto forma di irradianza [$\frac{W}{m^2}$] in potenza termica [W] tramite una superficie captante [m^2] che si trova a contatto generalmente con un fluido (chiamato generalmente "termovettore") che avrà il compito di trasportare il calore generato [2].

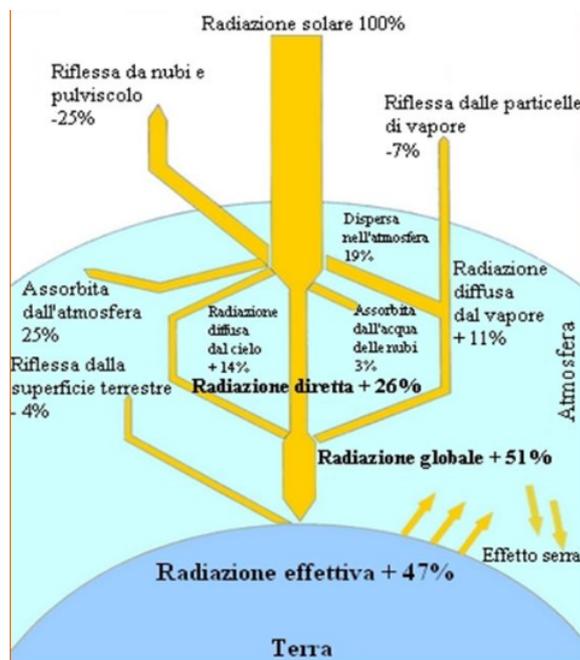


Figura 1: Suddivisione semplificata dei flussi energetici Sole-Terra. [6]

2.2 Solare termico in Europa

Per entrare in profondità nell'analisi dei collettori solari e della loro attuale tecnologia è bene identificare la baseline del mercato in cui stiamo muovendo. In particolare è necessario fare una fotografia di quella che è lo stato attuale del solare termico in Europa, almeno per avere un sistema di riferimento dei numeri che tratteremo.

Dal sito dell' European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) si possono consultare database sul solare termico molto interessanti che tengono conto delle varie capacità installate degli impianti presenti e del mercato del solare termico e della sua evoluzione.

Ci soffermiamo in primo luogo ad analizzare il primo grafico [4] sottostante che indica la capacità installata di solare termico in attività in Europa, pro 1000 capita. L'unità di misura dell'energia in questo caso sono i kWh termici riferiti ai relativi m^2 installati di collettori.

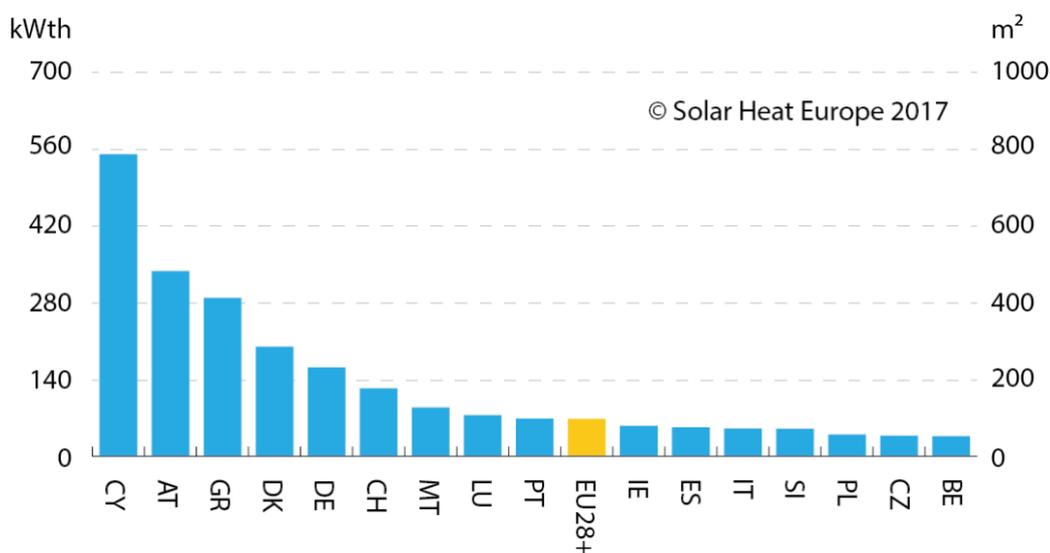


Figura 2: Solare termico-capacità installata operativa (ogni mille persone) [5].

Come si può notare dal grafico Cipro, Austria, Grecia e Danimarca sono i paesi che hanno più capacità installata di kW termici da solare termico, rispetto a tutti gli altri paesi europei. Questo dato dev'essere contestualizzato rispetto alle persone su cui è normalizzato e perciò diventa significativo incrociandolo con la popolazione del paese analizzato.

Facendo ciò si vede che i paesi su cui il solare termico sta avendo un forte sviluppo sono in particolare Danimarca, Grecia e Germania.

Un altro grafico significativo da riportare ed analizzare è quello della capacità

installata di nuovi impianti che, come si vede in Figura 3, denota una grande influenza da parte di Germania e Danimarca che da sole detengono quasi la metà della fetta di mercato europeo del solare termico.

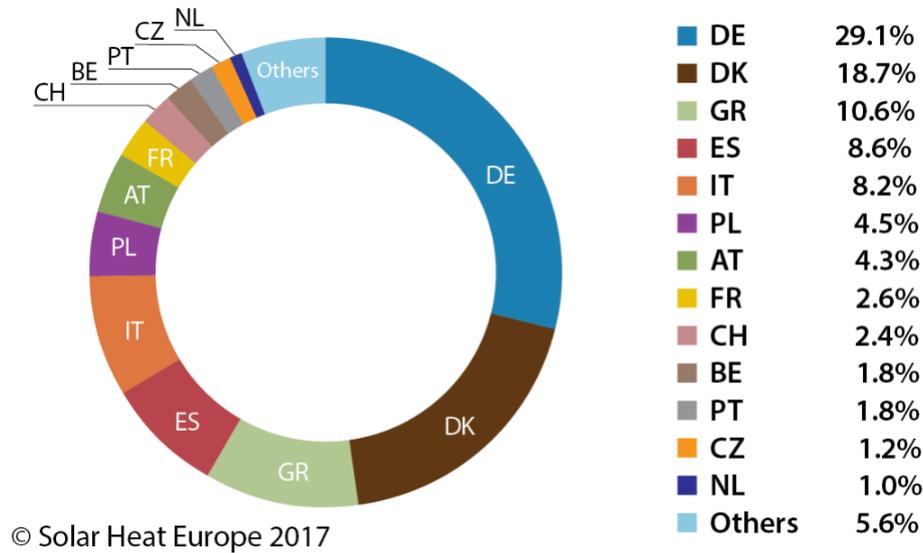


Figura 3: Mercato europeo del solare termico-nuova capacità installata. [5]

Significativo è inoltre analizzare dal punto di vista temporale l'evoluzione della capacità installata in Europa e dal grafico in Figura 4 si vede chiaramente come la capacità degli impianti totale sia aumentata (ed ancora lo sta facendo) di molto negli ultimi 15 anni, nonostante il ritmo a cui stia ora incrementando ha avuto un flessa negativo nel 2008-2009. Questo sicuramente è dovuto principalmente alla grande crisi economica mondiale che ha colpito in modo massiccio l'economia Europea ponendo un grande freno di fatto allo sviluppo del solare termico in molti paesi, tra i quali in primis l'Italia. La politica europea del 20-20-20 [3] sicuramente sta dando i suoi frutti, in quanto tutti i paesi dell'Unione si stanno impegnando per cercare di raggiungere quegli standard che si sono prefissati, e questi numeri lo dimostrano, visto che molto si è investito sulle fonti di energie rinnovabili e molto si sta investendo ancora. L'obiettivo infatti è quello di cercare di ridurre la dipendenza energetica dalle fonti fossili, privilegiando tecnologie che utilizzino energie sempre più pulite ed efficienti.

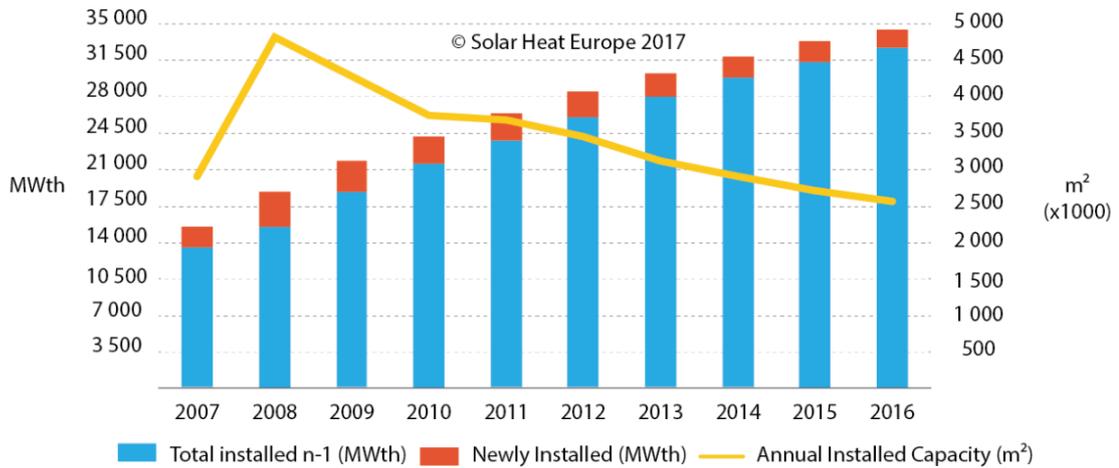


Figura 4: Capacità installata in Europa-evoluzione temporale. [5]

Il solare termico è ad oggi una delle fonti energetiche a cui si punta di più in Danimarca che recentemente si è prefissata l'ambizioso obiettivo di diventare "Carbon-free" entro il 2050. Infatti, come si può vedere dal grafico seguente negli ultimi anni in Europa è stato il paese che ha investito di più sul solare termico, seguita da Grecia e Germania.

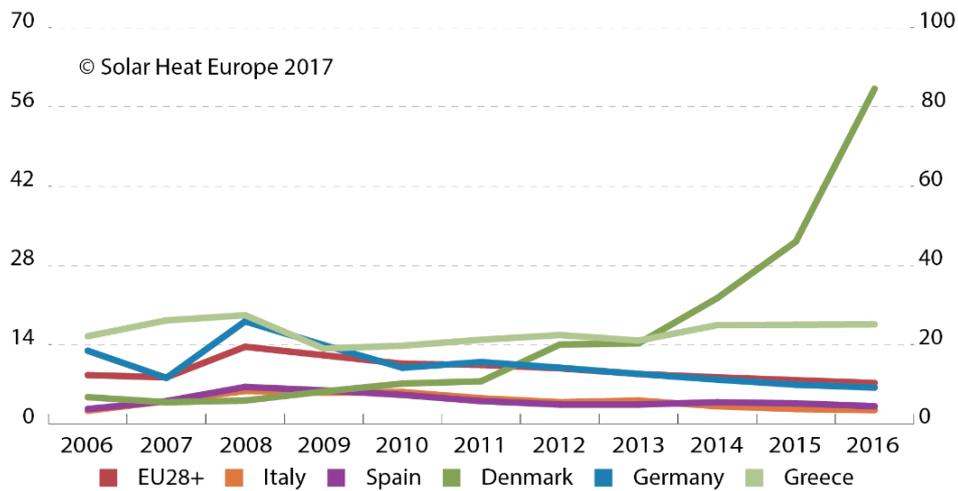


Figura 5: Sviluppo del mercato da solare termico-nuove capacità installate. [5]

2.3 Solare termico e collettori solari

2.3.1 Tipologie di collettori

Un collettore solare è tipicamente un impianto composto da più componenti il cui scopo è quello di convertire l'energia solare in calore per diversi tipi di utilizzo. A seconda della temperatura operativa cui lavorano possiamo distinguerli in tre diverse famiglie.

- Collettori solari a bassa temperatura (siamo nel range di 20-60°C);
- Collettori solari a media temperatura (60-100°C);
- Collettori solari ad alta temperatura (100°C+);

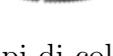
General Configuration	Description	Concentration Ratio	Indicative Operating Temp. (°C)
	Non-Convecting Solar Pond	1	30-70
	Unglazed Flat Plate Absorber	1	0-40
	Flat Plate Collector (High Efficiency)	1 (1)	0-70 (60-120)
	Fixed Concentrator	3-5	100-150
	Evacuated Tube	1	50-180
	Compound Parabolic (With 1 Axis Tracking)	1-5 (5-15)	70-240 (70-290)
	Parabolic Trough	10-50	150-350
	Fresnel Refractor	10-40	70-270
	Spherical Dish Reflector	100-300	70-730
	Parabolic Dish Reflector	200-500	250-700
	Central Receiver	500-3000	3 500->1000

Figura 6: Diversi tipi di collettori solari e loro range di applicazione. [16]

Come si può vedere esistono moltissime tipologie di collettori che utilizzano fluidi termovettori (HTF) diversi, con temperature operative diverse e con differenti fattori di concentrazione. Dove il fattore di concentrazione "C" non è altro che un coefficiente di moltiplicazione che indica in $[\frac{W}{m^2}]$ come viene sfruttata l'irradianza solare.

3 Collettori solari e stato dell'arte

In questo capitolo esamineremo lo stato dell'arte dei collettori solari termici andando ad osservare ed analizzare quelle che sono le case produttrici principali di collettori solari (escludendo le tecnologie che operano sul solare a concentrazione) confrontandone i dati di targa ed i rispettivi parametri di progetto e di installazione.

3.1 Collettori solari tradizionali

I collettori solari tradizionali sono del tipo "flat plate", ovvero a piastra piana e sono progettati per essere installati sopra le coperture degli edifici.

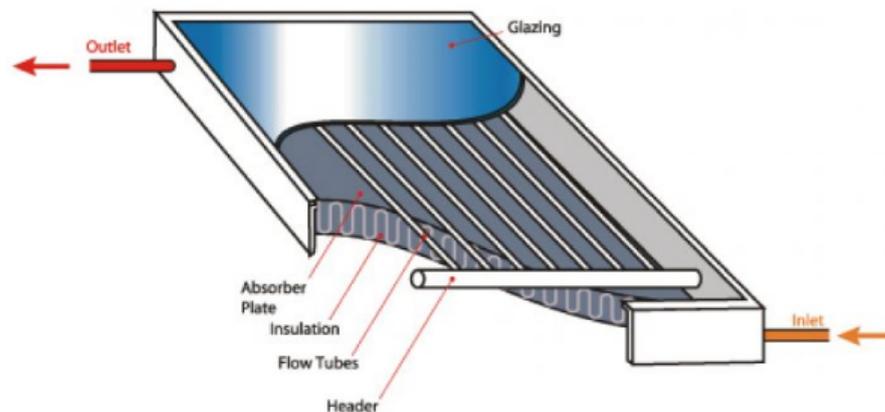


Figura 7: Esempio di collettore solare con le varie componenti. [16]

Un collettore solare solitamente è composto dalle seguenti parti fondamentali:

- Copertura in vetro; solitamente si utilizza un vetro altamente trasparente e basso-emissivo, tale che sia trasparente per la radiazione solare incidente ed opaco per la radiazione emessa dalla piastra verso l'esterno (minimizzando così perdite per convezione e radiazione).
- Condotti, nei quali passa il fluido termo-vettore. Solitamente si tratta di una tubatura che fa da serpentina, in modo che la piastra scambi calore in modo ottimale con il fluido.
- Isolante, che viene messo ai contorni del collettore, soprattutto sul fondo, in modo da minimizzare le perdite termiche per conduzione e convezione.
- Telaio, che è la parte di supporto del collettore che ha la peculiarità di dover essere resistente in modo tale da proteggere le parti interne del collettore stesso.

- Piastra superficiale; di solito si utilizza una superficie selettiva¹ basso emissiva ed altamente assorbente, in modo che la maggior parte della radiazione venga sfruttata, e convertita in modo efficiente in calore.

Il collettore solare piano tradizionale, sfruttando la radiazione incidente del sole, per avere alto rendimento deve essere installato con orientamento diretto verso l'equatore, in particolare a sud nel caso dell'emisfero settentrionale e a nord nel qual caso ci trovassimo nelle zone dell'emisfero australe. L'angolo d'inclinazione ottimale, invece dev'essere uguale alla latitudine del luogo in cui stiamo analizzando l'installazione futura dell'impianto, con delle variazioni di 10-15 gradi a seconda delle diverse condizioni.

¹La superficie selettiva deve essere considerata in modo tale da assorbire in modo efficiente per lunghezze d'onda comprese tra l'ultra-violetto ed il visibile e deve essere basso emissiva nell'infrarosso con un elevato coefficiente di riflessione per tali lunghezze d'onda.

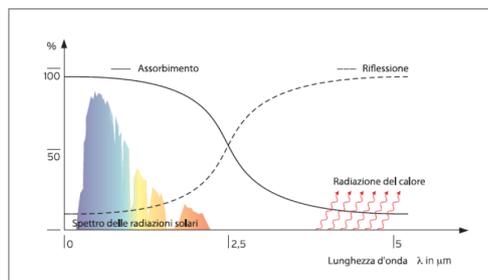


Figura 8: Grafico del confronto di assorbimento e riflessione di una superficie selettiva ideale [Preso da brochure Vaillant].

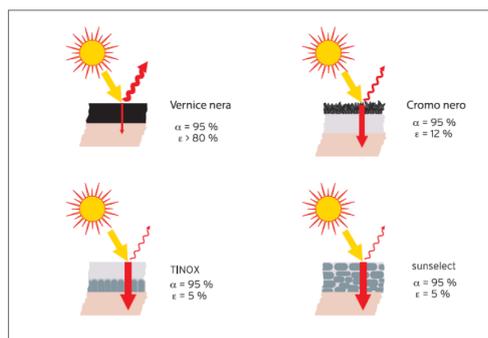


Figura 9: Confronto tra alcuni tipi di tecnologia di rivestimento superficiale di un collettore piano [Preso da brochure Vaillant].

3.2 Collettori solari a tubi sottovuoto

I collettori solari a tubi sotto vuoto sono una tipologia di collettori solari termici che riescono a garantire un effetto utile maggiore rispetto ai collettori tradizionali piani soprattutto in regime di bassa irradianza (e quindi nei mesi autunno-invernali), nonchè nei mesi estivi.



Figura 10: Esempio di collettori heat-pipe installati ad uso privato. [8]

3.2.1 Principio di funzionamento e componentistica

I collettori termici "vacuum tube" sono composti da:

- Tubi all'interno del quale viene creato il vuoto (generalmente sono tubi fatti in vetro basso emissivo come il borosilicato che ha ottime proprietà ottiche e fisiche);
- Heat-pipe posto all'interno dei tubi di vetro;
- Superficie selettiva posta anch'essa all'interno dei tubi sottovuoto;
- Collettore in rame;
- Struttura di supporto o telaio.

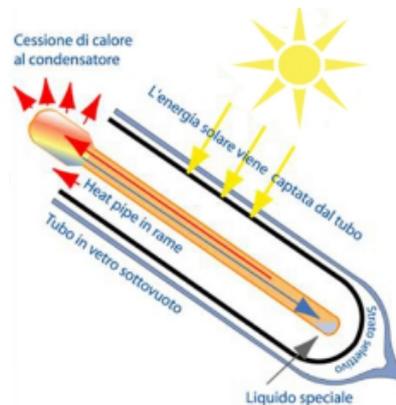


Figura 11: Schema di funzionamento della fisica di un vacuum tube. [9]

La descrizione della fisica del fenomeno inizia nell'assorbitore che è caratterizzato da una superficie alto-selettiva. Questo assorbitore ha il compito di captare la radiazione solare e, come in modo analogo per i pannelli tradizionali, di convertirla in calore nel modo più efficiente possibile.

In tutto questo l'heat pipe che sta all'interno del vacuum tube viene irradiato dal calore ed il fluido termovettore (che è a contatto con l'heat-pipe) si scalda e si sposta verso il lato del condensatore dove i criteri di progettazione studiano questa zona in modo tale da rendere il più efficiente possibile lo scambio di calore a fronte della condensazione del fluido termovettore. Di fatto lo scambio termico avviene tramite il cambiamento di fase da liquido a vapore del fluido termovettore. In genere si utilizza il metanolo nell'heat pipe che compie in continuazione cicli di evaporazione-condensazione. Lo scambio di calore avviene nella zona del condensatore che è a contatto, come detto prima, con il fluido termovettore che "asporta" il calore così ottenuto. Quello di fatto è il nostro effetto utile.

Il vuoto all'interno del tubo permette di eliminare le perdite per convezione che sono tra le più critiche in un sistema del genere, trovando di fatto un'ottimizzazione (incremento dell'efficienza) dell'effetto utile finale rispetto ad una tecnologia come quella dei collettori tradizionali piani.

Inoltre siccome non è possibile durante la transizione di fase che avvengano evaporazioni o condensazioni del fluido, la soluzione dei tubi evacuati offre una soluzione ideale ai problemi di congelamento ed eccessivo surriscaldamento.

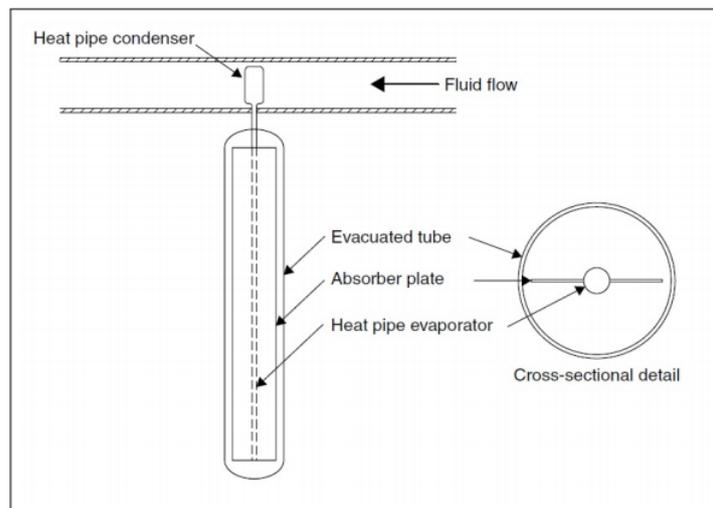


Figura 12: Schema di un collettore a tubi evacuati. [10]

In Fig.10 viene meglio visualizzato lo schema di funzionamento di un collettore a tubi sottovuoto, in quanto si può osservare come il fluido che ha il compito di trasportare il calore bagna la parte dell' heat pipe all'interno del quale il fluido operativo condensa e ciò crea l'effetto utile $\dot{m}C_p\Delta T$ che

possiamo confrontare, a parità di irradianza, con i diversi tipi di tecnologia di collettori per capire quale sia la più conveniente da installare nel caso preso in esame.

3.3 Collettori solari termici a concentrazione

L'energia solare, nonostante sia considerata a tutti gli effetti una fonte rinnovabile inesauribile e pulita, nonostante abbia moltissimi altri pro (che abbiamo elencato in precedenza), ha per contrasto un'enorme lacuna. Infatti l'irradianza solare è caratterizzata da una bassa densità di energia e per sfruttarla al meglio occorrerebbe aumentarla con opportune tecniche di concentrazione tramite concentratori solari. Questi sono alla base dello sviluppo delle varie tecnologie di collettori termici a concentrazione. La caratteristica principale di questi impianti, infatti, è l'elevata densità di energia (se paragonata ad esempio ai collettori tradizionali), che permette elevate temperature e quindi energia qualitativamente migliore.

L'elemento fondamentale dei questi collettori è l'assorbitore che è anche la causa delle dispersioni termiche maggiori. Nel caso dei collettori piani tradizionali infatti la piastra captante è la causa di perdite per convezione e radiazione, poichè proprio in prossimità della sua superficie di contatto con il fluido termovettore si forma la resistenza termica maggiore, mentre tutte le altre parti del collettore sono ben coibentate.

Analizzando questo tipo di tecnologia, è necessario definire ciò che caratterizza la logica del funzionamento degli impianti a concentrazione solare: il rapporto tra superficie captante (Superficie del collettore su cui sbatte la radiazione incidente del sole) e superficie del ricevitore.

Questo rapporto viene definito "di concentrazione" e si indica con la seguente equazione:

$$C = \frac{A_{captante}}{A_{ricevitore}} \quad (1)$$

dove C può variare molto: $1 < C < 1000$. In generale il collettore a concentrazione è costituito da superfici captanti di diverse forme geometriche tali per cui è possibile riflettere e convogliare con precisione il flusso di irradianza sul ricevitore al cui interno passa il fluido termo-vettore che si scalda.

Il solare a concentrazione si può a sua volta suddividere in 5 grandi famiglie a seconda del tipo di impianto che viene progettato e del rispettivo utilizzo delle diverse tipologie di collettori:

- Collettori a parabole lineari;
- Collettori CPC;
- Collettori a disco parabolico;
- Collettori a lenti Fresnel;
- Collettori a torre a concentrazione.

3.3.1 Collettori a parabole lineari

I collettori a parabole lineari sono dotati di specchi parabolici che sfruttano la convergenza della radiazione solare nel fuoco della parabola, che coincide con il ricevitore. Qui vi passa il fluido termovettore. Parliamo di temperature che si aggirano nell'ordine di un range molto ampio di 50-400°C. Qualora fossimo in un campo elevato di temperature la scelta del fluido termovettore vira su un tipico utilizzo di sali fusi che meglio si adattano per densità energetiche elevate di questo tipo.

Un tipico esempio applicativo di questa tecnologia è la centrale ciclo combinato di Archimede a Priolo Gargallo (Sicilia), avente una superficie captante di circa 30000 m^2 ed una produzione attesa annua di 9.2 GWh [11].

3.3.2 Collettori CPC (Compound Parabolic Concentrator)

I collettori CPC (Compound Parabolic Concentrator) sfruttano il meccanismo di concentrazione dell'irradianza solare tramite due specchi parabolici contrapposti, che convergono i raggi sui due fuochi, in prossimità dei quali viene fatto passare il fluido termovettore.

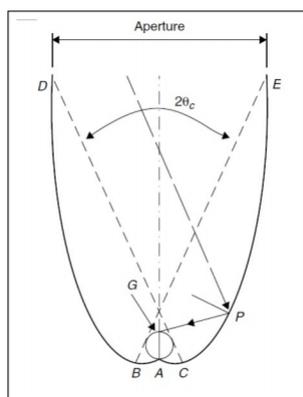


Figura 13: Schema semplificato di un ricevitore CPC. [10]

3.3.3 Collettori a disco parabolico

I collettori a disco parabolico sono tra gli impianti a concentrazione con fattore di concentrazione più elevato, possono raggiungere temperature elevatissime (parliamo di oltre 1500°C) ed hanno la caratteristica fondamentale che seguono la luce del sole tramite sistemi di inseguimento solare. Il funzionamento di questo tipo di impianti è simile a quello dei sopraccitati impianti a concentrazione, con l'unica differenza che la radiazione viene riflessa in un unico punto detto fuoco, dove la superficie del ricevitore è molto piccola rispetto a quella captante, permettendo fattori di concentrazione elevatissimi.



Figura 14: Fotografia di un parabolic dish solar concentrator in funzione [12].

3.3.4 Collettori a lenti Fresnel

I ricevitori a lenti Fresnel, con un meccanismo del tutto analogo ai ricevitori a disco parabolico inseguono il sole, ma in modo monoassiale e con specchi piani, concentrando i raggi riflessi lungo una linea in cui passa il fluido termovettore. Per quanto riguarda il range di temperature siamo nell'ordine dei 200-400°C. Il grosso limite di questo tipo di collettori è l'ombreggiamento che avviene tra specchi adiacenti che abbassa notevolmente il rendimento dell'impianto. Una soluzione che si adotta solitamente è quella di aumentare la distanza dal suolo dei questi specchi, ma aumentano i costi di impianto, perciò è necessario trovare il giusto trade off. Nella figura sottostante viene presentato uno schema semplificato di un possibile impianto di concentrazione solare a lenti Fresnel.

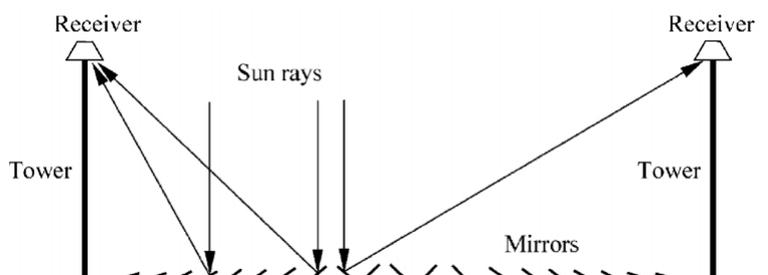


Figura 15: Case study di impianto a lenti Fresnel [13].

3.3.5 Collettori a torre a concentrazione centrale

Infine abbiamo gli impianti a torre a concentrazione che consistono in grandi installazioni di specchi piani (chiamati eliostati) su un'area di terreno, a seconda dei casi, addirittura superiore a 100000 m^2 , progettati in modo da seguire il movimento del sole durante il giorno. I raggi captati vengono riflessi verso un punto di convergenza unico che si trova su una torre centrale. In questo punto passa il fluido termovettore che può essere aria, acqua, oppure

una miscela di sali fusi. Le temperature di esercizio che si raggiungono in questo tipo di impianti sono molto elevate e sono nell'ordine dei 600-700°C. Uno degli aspetti più limitanti per questo tipo di impianti è di tipo pratico, ovvero vi è la necessità di una vastissima area nella quale installare le superfici piane e spesso questo porta a privilegiare zone desertiche per l'installazione di impianti del genere.



Figura 16: Centrale solare a torre centrale di Gemasolar (Spagna) [14].

A titolo di esempio viene qui sopra riportata l'immagine di uno degli impianti più grandi in Europa della tipologia solare a concentrazione a torre centrale. La centrale, situata a Fuentes de Andalucía, nei pressi di Siviglia (Spagna), è stata realizzata da Torresol Energy ed è stata inaugurata nel maggio del 2010. La centrale può contare su 2650 enormi specchi installati a terra che catturano i raggi del sole e li concentrano sulla torre centrale che immagazzina l'energia tramite un fluido termovettore a base di sale fuso che può arrivare a temperature vicine ai 500°C. L'impianto è in grado di generare 19,9 MWe (elettrici) ed è progettato per avere un'autonomia solare di circa 15 ore consecutive, tale che si riesca a garantire un apporto utile energetico anche nelle ore notturne.

3.4 Posizione del sole sulla volta celeste ed equazioni caratteristiche

Per determinare i parametri di progettazione di un collettore solare è necessario introdurre alcuni concetti di base sulla posizione del sole rispetto alla terra e sugli angoli caratteristici che servono per localizzare correttamente il sole.

Innanzitutto la Terra ruota attorno al Sole compiendo una rivoluzione descrivendo un'orbita di tipo ellittico. Il periodo di tale orbita, ovvero il tempo che sussiste tra l'inizio e la fine della rivoluzione, è della durata di circa 365 giorni. L'asse di rotazione terrestre è inclinato rispetto al piano di proiezione

della traiettoria descritta dall'ellittica di $66^{\circ}33'$ e questo fa sì che il piano dell'equatore sia anch'esso inclinato di $23^{\circ}27'$ rispetto al piano dell'ellittica.

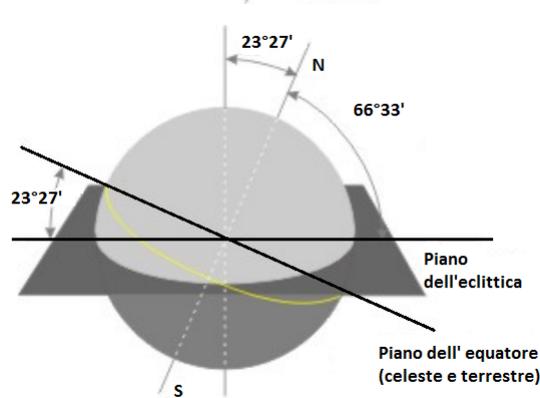


Figura 17: Rappresentazione grafica dell'asse d'inclinazione terrestre. [15]

La distanza media Terra-Sole è pari a circa $1.510^8 km$ con un picco di 152.1 milioni di km in prossimità dell'Afelio, che corrisponde alla massima distanza Terra-Sole ed un minimo di 147.1 milioni di km, detto Perielio. Questo viene ben schematizzato nella figura sottostante dove viene disegnata l'orbita ellittica della Terra attorno al Sole con i vari punti di riferimento quali gli equinozi ed i solstizi, la linea degli apsidi e la linea degli equinozi

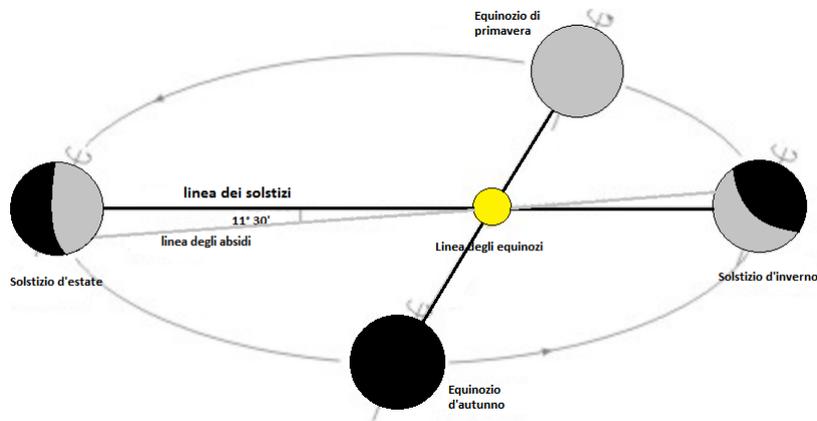


Figura 18: Rappresentazione della rivoluzione terrestre attorno al Sole. [15]

Questa introduzione ci serve per definire il sistema di riferimento su cui stiamo lavorando e per capire il significato fisico dei parametri che andremo ad introdurre. Andremo infatti ora a definire latitudine (L), longitudine (φ), angolo orario (ω), declinazione (δ), altezza solare (α) ed azimut (γ).

3.4.1 Definizioni ed equazioni caratteristiche

La **latitudine** è per definizione la misura angolare dell'arco di meridiano compreso tra equatore e qualsiasi altro parallelo passante per il punto per cui vogliamo misurare tale valore. Essa è compresa tra $+90^\circ$ e 0° per l'emisfero boreale e tra 0° e -90° per l'emisfero australe dove 0° è il valore di riferimento del parallelo principale, detto equatore.

La **longitudine** (φ) è la coordinata polare che indica la porzione di arco del parallelo preso in questione che copre la distanza tra il meridiano principale di Greenwich ed un qualsiasi altro meridiano. Il range di valori che possiamo avere in questo caso varia tra 0° e $+180^\circ$ se andiamo in direzione Est, mentre è tra 0° e -180° se ci muoviamo verso Ovest.

La **declinazione** è l'angolo sulla volta celeste che si forma dalla proiezione dei raggi solari a mezzogiorno con l'equatore. Essa si calcola con l'equazione di Cooper:

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \left(\frac{N + 284}{365} \right) \right] \quad (2)$$

dove N è il relativo giorno dell'anno, supposto che il giorno 1 gennaio corrisponda ad $N = 1$.

Il significato fisico della declinazione lo si spiega in modo chiaro andando ad osservare per esempio come nell'emisfero australe (prendendo ad esempio come riferimento un paese della fascia temperata, come l'Italia), nella stagione estiva il Sole sia più alto nella volta celeste rispetto alla stagione invernale e questo, provoca una sua permanenza per tempi più elevati allungando di fatto le giornate.

Nei poli invece assistiamo al fenomeno estremo, ovvero il Sole scenderà quasi sulla linea dell'orizzonte senza mai sparire del tutto per tutta la durata della stagione invernale e viceversa a seconda di quale emisfero prendiamo in considerazione.

Per convenzione si considerano valori positivi di δ quando la proiezione dei raggi solari sta al di sopra del piano equatoriale, mentre abbiamo valori negativi nel caso opposto, in cui siamo al di sotto del piano equatoriale.

L'**angolo orario** per definizione è la porzione angolare che delimita la distanza tra la posizione del sole allo zenit e la sua posizione attuale proiettata sulla traiettoria. Il significato fisico è di fatto l'angolo per cui abbiamo il sole sopra il meridiano locale tramite una rotazione di tale angolo della Terra. Di solito l'unità di misura per tale grandezza è l'ora [h], poichè la rotazione della Terra di tale angolo è intesa come tempo che essa impiega affinché avvenga ciò.

L'angolo orario si calcola con la seguente equazione:

$$\omega = 180 - 15H_{sol} \quad (3)$$

dove 15 sono i gradi di cui ruota la Terra in un'ora e H_{sol} rappresenta, rispetto alla posizione dell'osservatore, la sua ora solare rispetto al relativo meridiano principale.

H_{sol} si può calcolare come:

$$H_{sol} = H_{conv} + \frac{E - 4(\varphi_{rif} - \varphi_{oss})}{60} \quad (4)$$

dove H_{conv} non è altro che l'ora convenzionale del luogo che vogliamo analizzare, mentre φ_{rif} e φ_{oss} sono le coordinate longitudinali rispettivamente del luogo di riferimento e dell'osservatore ed E è un fattore di correzione legato all'equazione del tempo.

Generalmente E viene calcolata con l'equazione:

$$E = -10.1 \sin\left(360 \frac{2N + 31}{366}\right) - 6.9 \sin\left(360 \frac{N}{366}\right) \quad (5)$$

L'**altezza solare** è l'angolo delimitato dalla proiezione dei raggi solari sull'orizzonte e si calcola con la seguente equazione:

$$\alpha = \arcsin(\sin\delta \sin L + \cos\delta \cos\varphi \cos L) \quad (6)$$

dove L è la latitudine ed il range di applicabilità della suddetta (6) è valido per $-66.5 \leq L \leq 66.5$.

Le espressioni dei parametri appena descritti vengono utilizzate da programmi di calcolo implementati ad hoc in modo da monitorare la posizione del sole nella volta celeste. Questo trova applicazione in tecnologie come gli inseguitori solari descritti in precedenza nel capitolo descrittivo dei vari collettori solari. Un sistema di controllo integrato interagisce con il movimento meccanico dell'inseguitore gestito da una centralina elettronica che prende in input i dati reali satellitari e fornisce in output il movimento all'inseguitore in modo da posizionarlo ad inclinazione ottimale tale da avere l'effetto utile migliore possibile (ad esempio la tecnologia dei collettori solari a torre centrale a concentrazione utilizzano questo tipo di inseguitori).

Nel nostro caso tenere conto dei parametri geometrici solari è utile per capire l'inclinazione ottimale del collettore solare che vogliamo analizzare e la sua eventuale locazione.

I collettori solari tradizionali sono progettati per rivestire la copertura a tetto degli edifici per cui vengono richiesti e quindi non è possibile nella maggior parte dei casi avere un tipo di impianto che inseguia il sole e quindi è necessario fissare dei dati di progetto ottimali per cui possiamo avere l'efficienza migliore possibile del nostro sistema. A titolo di esempio basti considerare che le installazioni in una città come Torino vengono fatte sulla parete sud grazie alla quale si ottiene la miglior efficienza di apporto utile dovuto all'irradianza solare tenuto conto dell'altezza del sole sull'orizzonte.

Generalmente l'irradianza solare colpisce il nostro paese, facendo una media annuale, tra i $1200 \frac{kWh}{m^2}$ ed i $1700 \frac{kWh}{m^2}$ per superficie di metro quadro investito da tale radiazione. Come si può vedere dal grafico sottostante le zone più privilegiate sono quelle del sud, a scapito delle regioni settentrionali che dispongono di meno energia solare da poter sfruttare e convertire.

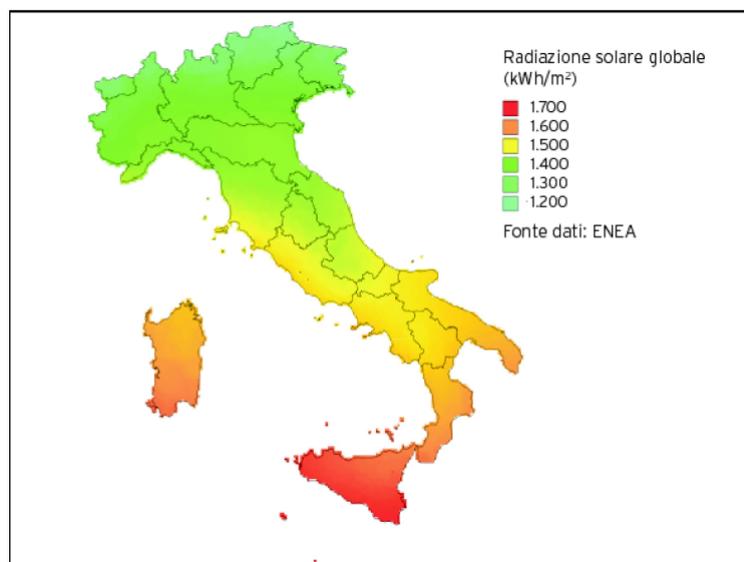


Figura 19: Grafico della distribuzione media annua della radiazione solare. [9]

3.5 Bilancio energetico di un collettore solare

Fisicamente un collettore solare è un sistema che converte l'energia solare in calore. Possiamo suddividerne i principali flussi energetici in 3 termini: \dot{Q}_{sol} , \dot{Q}_{gain} , \dot{Q}_{Loss} . Nella figura sottostante viene rappresentato un collettore solare piano con la schematizzazione di tutti i termini che intervengono nella descrizione del fenomeno fisico di conversione dell'energia solare in potenza termica.

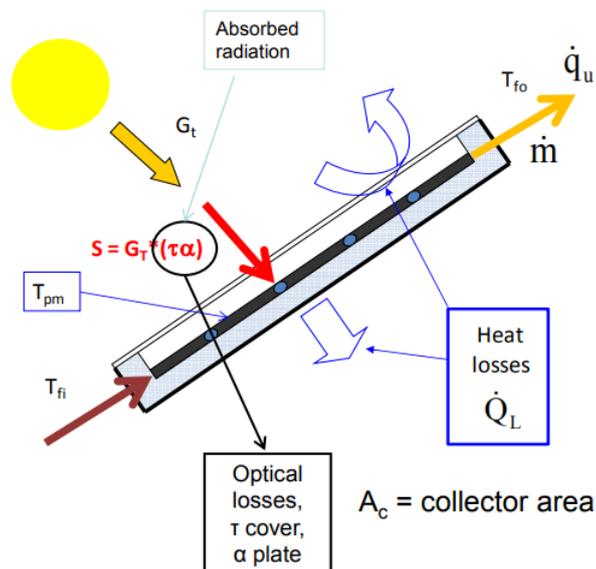


Figura 20: Schema del bilancio energetico di un collettore solare. [16]

Dal bilancio energetico fatto in condizioni stazionarie (a regime) si ricava l'equazione fondamentale che descrive in quale modo i vari flussi energetici interagiscono fra loro:

$$\dot{Q}_{sol} = \dot{Q}_{gain} + \dot{Q}_{Loss} \quad (7)$$

\dot{Q}_{sol} è la potenza termica proveniente dai raggi del sole che vanno a sbattere sulla piastra captante e si calcola come

$$\dot{Q}_{sol} = A_c G_t \quad (8)$$

Dove A_c è l'area captante del collettore e G_t è l'irradianza solare misurata in $[\frac{W}{m^2}]$.

\dot{Q}_{gain} è il termine di effetto utile che si ha sul collettore dato dalla differenza di entalpia della portata di fluido termovettore tra ingresso ed uscita e si calcola come:

$$\dot{Q}_{gain} = \dot{m} C_p \Delta T \quad (9)$$

Dove \dot{m} è la portata specifica del fluido termovettore che passa nella serpentina a contatto con la superficie captante e ΔT è la differenza di temperatura che si crea tra ingresso ed uscita. Come vedremo in seguito, per il bilancio dell'equazione precedente (7) avremo che più è alta la portata e minore sarà il salto di temperatura disponibile e viceversa.

\dot{Q}_{Loss} è il coefficiente che raggruppa le perdite, sia quelle ottiche, sia quelle termiche che a loro volta si possono dividere in conduttive, convettive e radiative.

Si calcola come:

$$\dot{Q}_{Loss} = A_c G_t (1 - \tau\alpha) + A_c U_L (T_{pm} - T_a) \quad (10)$$

Dove $A_c G_t (1 - \tau\alpha)$ descrive le perdite ottiche dovute alle caratteristiche del vetro e del materiale assorbente della piastra, mentre $U_L (T_{pm} - T_a)$ identifica le dispersioni termiche totali in cui U_L è il termine di trasmittanza globale del sistema, che come vedremo successivamente non è altro che l'inverso delle varie resistenze termiche di conduzione, convezione e radiazione. T_{pm} è invece la temperatura media della piastra che nei collettori tradizionali piani corrisponde alla temperatura media superficiale della piastra e T_a è semplicemente la temperatura ambiente del sistema.

3.5.1 Efficienza di un collettore solare

Il concetto di efficienza energetica di un collettore assume il compito di definire quanto può fisicamente lavorare "bene" un collettore, ovvero quanto più alto possibile sia il suo rapporto di effetto utile su flusso entrante.

L'efficienza di un collettore si può calcolare in diversi modi, ma quello che ne fisicamente spiega meglio il concetto è riassunto nella seguente equazione:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{gain}}{\dot{Q}_{sol}} \quad (11)$$

$$\eta = \frac{\dot{m}C_p(T_{f,out} - T_{f,in})}{A_c G_t} \quad (12)$$

A numeratore abbiamo l'effetto utile del collettore che, come prima descritto, viene definito come differenza tra uscita ed ingresso della potenza termica che viene asportata dal fluido termovettore, mentre a denominatore abbiamo il flusso entrante, ovvero l'irradianza incidente sulla superficie captante. Quanto più è elevato questo parametro, migliore sarà il fattore di conversione dell'energia solare in energia termica utile.

Per capire meglio come l'efficienza venga influenzata da fattori quali il materiale utilizzato per la superficie selettiva od il tipo di vetro come copertura superiore o le diverse tipologie di isolanti utilizzati per coibentare il collettore, è necessario fare un paio di passaggi matematici grazie ai quali arriveremo a descrivere l'equazione caratteristica di efficienza di un collettore solare termico.

Combinando l'equazione di bilancio energetico (7) e quella del rendimento (12) si ricava l'equazione lineare del rendimento del collettore.

$$\eta = \tau\alpha - U_L \frac{(T_{pm} - T_a)}{G_t} = \eta_0 - a_1 x \quad (13)$$

Dove η_0 è il rendimento ottico che troveremo già come parametro in molte delle schede tecniche dei collettori delle diverse case costruttrici, a_1 è il coefficiente di perdite lineare e si esprime dimensionalmente in $\frac{W}{mK}$, mentre x è il coefficiente che viene espresso con la seguente:

$$x = \frac{(T_{pm} - T_a)}{G_t} \quad (14)$$

Andando ad analizzare graficamente l'espressione del rendimento per un collettore piano si ottiene un risultato che definisce in modo immediato al variare di x come si comporta l'efficienza del collettore. Per collettori dalle caratteristiche diverse avremo curve di rendimento diverse ed è quello che andremo ad analizzare poi per le diverse marche di impianti solari.

Come si può vedere (Fig. 18) più è elevato il rapporto fra la differenza di temperature e l'irradianza e più il rendimento scende. Ciò viene spiegato dal fatto che all'aumentare della temperatura, considerate delle condizioni ambientali approssimativamente stazionarie, le perdite termiche aumentano. Si può facilmente intuire che il termine di dispersione termica a maggior peso e che quindi comporta ad un peggioramento più grande del rendimento ad elevate temperature sia quello di tipo radiativo-convettivo.

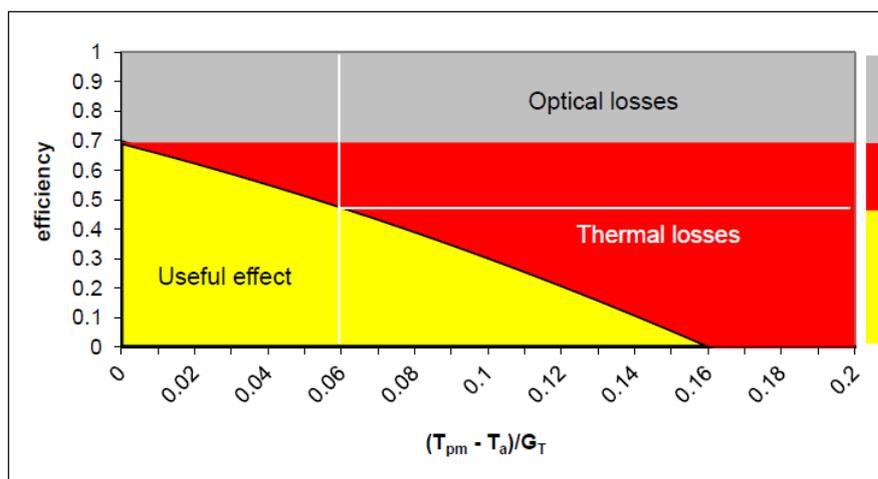


Figura 21: Efficienza di un collettore solare piano.[16]

Si può determinare l'efficienza in un altro modo, utilizzando il metodo della temperatura media (**metodo EU**) del fluido. Si calcola infatti l'efficienza istantanea di un collettore facendo riferimento ad una dipendenza dalle perdite termiche non più lineare. Infatti per temperature elevate abbiamo elevate dispersioni termiche ed in questi casi è meglio utilizzabile l'equazione che descrive le perdite termiche in modo parabolico:

$$\eta_i = \tau\alpha - a_1 \frac{\Delta T_m}{G_t} - a_2 \frac{\Delta T_m^2}{G_t} \quad (15)$$

Dove a_1 e a_2 vengono definiti rispettivamente coefficienti di dispersione termica lineare e quadratica e spesso si indicano anche come k_1 e k_2 nelle schede tecniche di prodotto. Il parametro ΔT_m è la differenza tra la temperatura media tra ingresso ed uscita della piastra e quella dell'ambiente e si definisce come:

$$\Delta T_m = \frac{T_{f,out} + T_{f,in}}{2} - T_a \quad (16)$$

Si può scrivere $x = \frac{\Delta T_m}{G_t}$ e l'equazione (16) subito diventa:

$$\eta_i = \eta_0 - a_1 x - a_2 x^2 G_t \quad (17)$$

Infine vi è un altro modo per calcolare l'efficienza di un collettore, ovvero quello di utilizzare l'equazione di **Hottel-Whillier** che si basa sul concetto di sviluppare una metodologia di calcolo differenziale per far sì che il rendimento dipenda dalla temperatura di ingresso al collettore.

La determinazione dell'efficienza ricavata tramite la temperatura media della piastra è difficilmente calcolabile, poichè essa è funzione della radiazione solare incidente e dei parametri di progetto del collettore.

Utilizzando il metodo di ricavare tutto in funzione della temperatura di ingresso del fluido termovettore non dobbiamo più calcolare l'efficienza in funzione delle condizioni operative del collettore, ma dobbiamo introdurre alcune

ipotesi e parametri che entrano in gioco nell'identificazione del fenomeno. Innanzitutto definiamo il cosiddetto fattore di rimozione F_R che è definito come il rapporto fra il flusso netto di calore entrante nella piastra con il flusso di calore netto che si avrebbe avuto se la temperatura superficiale della piastra fosse stata pari a quella d'ingresso del fluido termovettore. In realtà il processo termico che avviene in un collettore è un fenomeno complesso poiché abbiamo il sole che tramite la sua radiazione incide sulla piastra e allo stesso tempo abbiamo il fluido che è a contatto con la piastra. Il fluido si riscalda e la piastra si raffredda e nello stesso istante vi sono le perdite termiche da considerare.

La distribuzione di temperatura sulla piastra quindi dipenderà trasversalmente dal fatto che la temperatura in prossimità del tubo della serpentina sarà più bassa rispetto alla prossimità del centro della sezione del condotto, mentre longitudinalmente avremo un incremento logaritmico della temperatura tra ingresso ed uscita della tubatura (siccome la serpentina viene considerata come uno scambiatore di calore).

Per determinare l'equazione che ci porterà a descrivere il modello fisico appena introdotto è necessario fare alcune ipotesi di base che ci semplificheranno i calcoli, senza però perdere la fisica del fenomeno preso in analisi.

Consideriamo il caso in condizioni stazionarie, il collettore esaminato sarà a tubi paralleli, il flusso attraverso la condotta sarà uniforme ed unidimensionale, il vetro del collettore sarà considerato opaco alla radiazione infrarossa e quindi basso-emissivo, mentre le proprietà fisiche dei materiali sono indipendenti dalla temperatura.

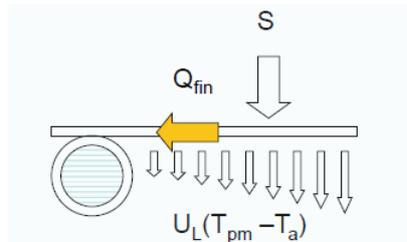


Figura 22: Bilancio energetico della piastra captante.[16]

Assunte queste condizioni si ricava, come si vede dalla figura (19) che:

$$Q_{fin} = A_c[S - U_L(T_{pm} - T_a)] \quad (18)$$

Dove Q_{fin} è il flusso assunto monodimensionale che passa attraverso la piastra mentre S è l'apporto solare ed il termine rimanente indica le perdite termiche.

Tramite alcuni passaggi che consistono nel fare un bilancio di flussi sulla superficie infinitesima di controllo della piastra ed alcune considerazioni geometriche sulla forma del condotto attraverso il quale passa il fluido termovettore

si ottengono le seguenti equazioni a catena:

$$F_R = \frac{\dot{m}C_p}{A_c U_L} \left[1 - \exp\left(-\frac{U_L A_c F'}{\dot{m}C_p}\right) \right] \quad (19)$$

Dove F' è definito come rapporto tra la resistenza termica della piastra con l'aria circostante e la resistenza termica del fluido con l'aria.

Otteniamo quindi in questo modo l'equazione di Hottel-Whillier citata in precedenza, grazie alla quale, applicando la definizione di rendimento possiamo calcolare l'equazione desiderata all'inizio.

$$\dot{Q}_u = A_c F_R [S - U_L (T_{f,in} - T_a)] \quad (20)$$

Infine otteniamo l'equazione dell'efficienza di un collettore piano in funzione della temperatura di ingresso della piastra ¹ $T_{f,in}$.

$$\eta = \frac{F_R [S - U_L (T_{f,in} - T_a)]}{G_t} \quad (26)$$

¹In realtà nel sistema che andremo ad esaminare, come poi verrà spiegato in seguito (e già è stato ribadito in precedenza) il fatto che ci sia un accumulo termico presuppone la presenza di uno scambiatore di calore il cui accoppiamento collettore-scambiatore serve in risposta al fatto che occorre ovviare al problema del congelamento del fluido termovettore con una soluzione a base di antigelo. Questo fa sì che si debba installare lo scambiatore tra circuito collettore ed accumulo termico. Questo viene contato grazie alla definizione di un nuovo fattore di rimozione F'_R che viene utilizzato nella formula dell'efficienza:

$$\eta = F'_R [IAM(\theta) - U_L \frac{T_{f,in} - T_a}{G_t}] \quad (21)$$

Dove F'_R può essere così calcolato:

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{\dot{m}C_p} \right) \left(\frac{\dot{m}C_p}{\epsilon(\dot{m}C_p)_{min}} \right) \right]^{-1} \quad (22)$$

Dove ϵ è il rendimento dello scambiatore di calore in accoppiamento al collettore e il termine "min" a denominatore nel rapporto a secondo membro sta ad indicare il fatto che essendoci questo scambiatore, a parità di temperatura di fluido in mandata, l'accumulo deve trovarsi ad una temperatura più alta abbassando di fatto il rendimento del sistema. Possiamo quindi scrivere l'equazione dell'efficienza nel seguente modo:

$$\eta = F'_R IAM(\theta) - F'_R U_L \frac{T_m - T_{amb}}{G_t} - F'_R U_{L,T} \frac{(T_m - T_{amb})^2}{G_t} \quad (23)$$

Che può essere riscritta più semplicemente come abbiamo già fatto in precedenza:

$$\eta = \eta_0 - a_1 T^* - a_2 G_t T^{*2} \quad (24)$$

Il parametro di temperatura T^* può essere scritto, a seconda della convenzione, come [21]:

$$T^* = \begin{cases} T_{f,in}^* = \frac{T_{f,in} - T_{amb}}{G_t} \\ T_{m,p}^* = \frac{T_{m,p} - T_{amb}}{G_t} \end{cases} \quad (25)$$

Un altro parametro che si calcola per analizzare le prestazioni di un collettore solare è quello relativo al modificatore dell'angolo incidente (**IAM**) sulla piastra. L'angolo di incidenza viene definito come il rapporto della radiazione captata e quella normale alla piastra.

Ci possiamo aspettare teoricamente che il rapporto tenderà ad 1 qualora i raggi incidenti siano paralleli con i raggi teorici perpendicolari alla piastra e quindi l'angolo fra di essi sia nullo. Viceversa ci aspettiamo un valore dell'IAM tendente allo zero nel qual caso i raggi solari siano paralleli al piano della piastra e quindi perpendicolare ai raggi teorici normali ad essa. L'IAM viene definito come:

$$IAM(\theta) = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} = 1 - b_0\left(\frac{1}{\cos\theta} - 1\right) \quad (27)$$

Dove b_0 è chiamato "coefficiente dell'angolo d'incidenza".

Considerato un collettore solare termico piano, analizzando il comportamento dell'angolo di incidenza vediamo un risultato grafico del tipo descritto nella figura sottostante.

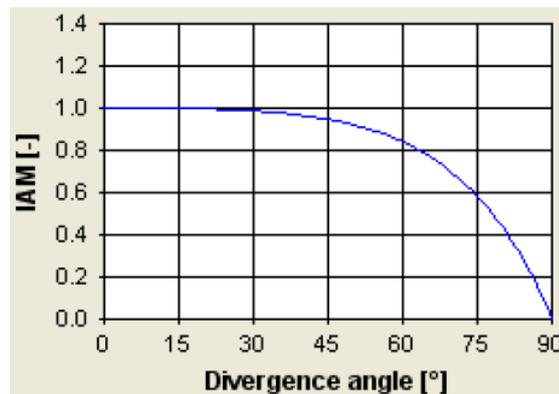


Figura 23: Grafico dell'Incidence angle modifier (IAM).[16]

In questo modo abbiamo così definito tutti i maggiori fenomeni fisici associati ad un collettore solare termico associando a ciascun tipo di fenomeno il proprio parametro. Riassumendo abbiamo quindi parametrizzato l'apporto solare definendolo come $F_R(\tau\alpha)$, abbiamo definito le perdite termiche totali come $F_R U_L$ ed infine abbiamo verificato l'apporto dell'coefficiente angolare come IAM_θ .

Con questo metodo possiamo iniziare ad esaminare la caratterizzazione di un collettore solare e più in particolare ad impostare il confronto prendendo spunto dai diversi dati di targa e dalle specifiche tecniche di alcune delle case costruttrici più importanti di collettori solari.

3.6 Caso di studio e confronto di collettori solari

Considerando che i collettori solari che vogliamo esaminare, quelli piani tradizionali e quelli a tubi evacuati si utilizzano prevalentemente in sistemi a DHW (domestic heated water), ovvero per finalità di utilizzo di acqua calda sanitaria si è pensato di dimensionare un impianto che riesca a garantire il fabbisogno di carico termico per una famiglia di 4 persone.

Si è pensato di localizzare l'impianto nella città di Torino (zona climatica E) e la volumetria e la stratigrafia dell'abitazione sono dati presi con stime facendo riferimento non ad un caso reale, ma ad un caso ideale che non si discosta molto dai parametri che poi troviamo in una tipica casa di tale localizzazione.

L'impianto di riscaldamento sarà così composto da:

- Fluido termovettore di solito acqua (o acqua glicolata per evitare il problema del congelamento);
- Impianto di collettore solare (costituito dai componenti che abbiamo visto nel capitolo precedente);
- Serbatoio di accumulo che serve a garantire una certa inerzia termica in modo tale da abbassare le spese termiche per gli start-up e gli shut-down del sistema²
- Sistema ausiliario generalmente gestito da una resistenza elettrica oppure da un sistema energeticamente più conveniente come una caldaia a metano (o altri combustibili fossili e/o derivati) che serve per servire l'utenza qualora l'apporto utile derivante dal collettore solare non basti da solo.
- Pompe di circolazione che permettono di muovere il fluido necessario per l'utenza. Esse vengono alimentate da corrente elettrica e perciò la loro spesa energetica è puramente di tipo elettrico.
- Termostato e segnali di controllo gestiti da una centralina che servono, una volta definita una temperatura di "set-point", a comandare l'impianto fornendo tempistiche su quando si può accendere e quando l'acqua nell'accumulo si trovi al di sotto della temperatura ammissibile per garantire il corretto utilizzo ed altre azioni di controllo simili.
- Valvole di sicurezza e sistemi di sicurezza che prevengono l'eventuale eccessivo innalzamento della temperatura all'interno dell'impianto ed evitano la conseguente rottura delle tubature.

²L'accumulo è caratterizzato dal fluido che vi sta all'interno e si stratifica, condizione che permette un mantenimento dell'inerzia per tempi più lunghi ed una più alta temperatura calda. Infatti i moti convettivi dell'acqua fanno sì che l'acqua più calda stia sopra dove viene prelevata e può servire direttamente l'utenza mentre l'acqua più fredda rimane sotto, dove può essere prelevata e mandata nello scambiatore di calore accoppiato al sistema ausiliario o al collettore solare.

Un impianto del genere può essere visualizzato come nella figura sottostante:

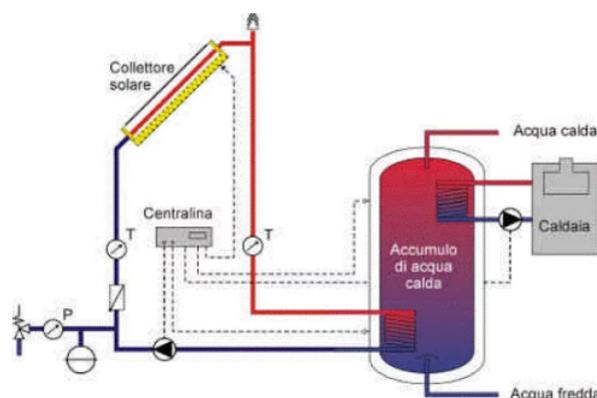


Figura 24: Schema di un impianto termico e componentistica. [17]

La logica di funzionamento di tale impianto consiste nel prelevare acqua fredda di falda ed immetterla nel serbatoio di accumulo che si riempie. Questo serbatoio è caratterizzato dall'essere accoppiato con due scambiatori di calore nei quali scorre fluido proveniente rispettivamente dal collettore solare e dalla caldaia. La centralina riceve in tempo reale i segnali di temperatura proveniente dalla caldaia e da l'ordine alla caldaia di accendersi o meno a seconda che ce ne sia il bisogno. La caldaia viene messa in funzione quando il serbatoio non riesce più a garantire il fabbisogno di acqua calda col solo apporto del collettore solare e quindi viene accesa, avendo il ruolo di sistema ausiliario. Le pompe di circolazione permettono il movimento dell'acqua all'interno del circuito e vi sono le valvole di sicurezza che gestiscono le sovrappressioni.

Generalmente vi è l'utilizzo di SDV (Shut down valve) e di sistemi di gestione delle variazioni di temperatura tramite vasi chiusi ³.

Infine viene prelevata l'acqua calda e mandata all'utenza che se ne servirà tramite appositi terminali. Nel caso del riscaldamento avremo pannelli radianti o radiatori e nel caso di acqua calda sanitaria avremo direttamente la fuoriuscita di acqua calda dal rubinetto.

Per dimensionare l'impianto occorre sapere le dimensioni degli spazi che dovremo riscaldare, la zona climatica (che già sappiamo essere E), il numero di persone cui è necessario soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria/riscaldamento ed il tipo di fluido che andremo ad utilizzare. Inoltre è necessario conoscere la temperatura di mandata alla quale preleviamo l'acqua e la temperatura di utilizzo finale.

Vengono di seguito riportati in tabella i dati di dimensionamento utilizzati nel caso preso in analisi.

³I sistemi di questo tipo, dal punto di vista della normativa a livello europeo vengono descritti bene nella UNI ISO 12828, mentre a livello italiano si fa riferimento alla UNI ISO 10412, anche se la Raccolta R della Caleffi è la norma tecnica più esauriente dal punto di vista di tutti gli aspetti tecnici.

Sono stati presi in considerazione i seguenti dati per il calcolo del fabbisogno giornaliero di acqua calda sanitaria:

- $N_{persone} = 4$
- $M = 80[\frac{\text{litri}}{\text{day*persone}}]$
- $C_{p,H_2O} = 4.186[\frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}]$
- $T_{utenza} = 40^\circ\text{C}$
- $T_{falda} = 12^\circ\text{C}$

Il fabbisogno è stato calcolato come:

$$L = N_{persone}MC_p(T_{utenza} - T_{falda}) = 37.51[\frac{\text{MJ}}{\text{day}}] \quad (28)$$

Preso in considerazione il nostro tipo di impianto a circolazione forzata (quello che esaminiamo lo è per la presenza di pompe che permettono il movimento del fluido termovettore), dopo aver definito i parametri di progetto in entrata possiamo utilizzare il metodo **f-chart** [18] per la determinazione della frazione di energia giornaliera prodotta dalla componente solare rispetto al carico termico richiesto per la produzione di DHW.

Il modello consiste nell'utilizzo di due numeri adimensionali X ed Y che rappresentano rispettivamente le perdite termiche mensili ed il carico termico mensile. La determinazione di tali parametri adimensionali avviene per mezzo delle seguenti equazioni: [19]

$$X = F_R U_L \frac{F'_R}{F_R} (11.60 + 1.18T_{serb} + 3.86T_{rete} - 2.32T_a) \frac{\Delta\tau A_c}{\dot{Q}_i} \quad (29)$$

$$Y = \frac{A_C (\frac{F'_R}{F_R}) F_R (\tau\alpha) \bar{G}_T N_i}{\dot{Q}_i} \quad (30)$$

Dove:

- T_{serb} è la temperatura dell'acqua nell'accumulo;
- T_{rete} è la temperatura a cui viene prelevata ed immessa l'acqua in rete;
- \bar{G}_T è l'irradianza giornaliera media incidente sull'unità di area di un collettore, corrispettiva al mese di studio;
- N_i sono il numero di giorni mensili considerati per il funzionamento dell'impianto;
- $\Delta\tau$ sono il totale dei secondi per il mese considerato.

Date le ipotesi di base e semplificando in pochi passaggi otteniamo le correlazioni per X ed Y che utilizzeremo nel nostro caso:

$$X = \frac{F_R U_L A_c (T_{rif} - T_{amb}) \Delta \tau}{L} \quad (31)$$

$$Y = \frac{A_C F_R (\tau \alpha) \bar{G}_T N_i}{L} \quad (32)$$

Dove:

- F_R è il fattore di rimozione; $F_R = 0.513$.
- U_L [$\frac{W}{m^2 K}$] è il coefficiente totale di perdite del nostro collettore, che varia a seconda del tipo di casa costruttrice andiamo poi a considerare;
- A_c è l'area del collettore; $A_c = 9m^2$
- T_{rif} è la temperatura di riferimento; $T_{rif} = 100^\circ C$
- T_{amb} è la temperatura media mensile che andiamo a prendere dalle tabelle;
- $\tau \alpha$ è il coefficiente che dipende dalle caratteristiche di trasmittanza del vetro e di assorbanza della piastra assorbente, dipende dal tipo di collettore;

I valori medi mensili della temperatura media giornaliera dell'aria esterna espressa in [$^\circ C$] sono [20]:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.4	3.2	8.2	12.7	16.7	21.1	20.8	22.6	18.8	12.6	6.8	2.0

Sempre guardando alla normativa possiamo vedere nella tabella sottostante che i valori in [$\frac{MJ}{m^2}$] di irradiazione solare giornaliera media diretta sul piano inclinato del collettore sono:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
8.9	11.9	15.5	17.8	17.9	18.5	20.8	18.3	15.9	13.5	9.5	9.5

Si procede quindi all'applicazione del metodo f-chart ed al calcolo di f con la seguente correlazione:

$$f = 1.029Y - 0.065X_c - 0.245Y^2 + 0.0018X_c^2 + 0.0215Y^3 \quad (33)$$

Il termine X_c però deve tenere conto di un fattore correttivo ed allora si utilizza la seguente correzione:

$$\frac{X_c}{X} = \frac{11.6 + 1.18T_w + 3.86T_m - 2.32T_a}{100 - T_{amb}} \quad (34)$$

Dove:

- T_m non è altro che la temperatura dell'acqua prelevata dalla rete, nominata prima come T_{rete} e per il caso preso in esame abbiamo considerato $T_m = 12^\circ\text{C}$;
- T_w è la temperatura di utilizzo dell'utenza e, come detto in precedenza, $T_w = 40^\circ\text{C}$.

4 Confronto collettori solari e risultati

Dopo quanto detto riguardo i metodi per calcolare l'efficienza di un collettore solare abbiamo impostato il confronto su quattro marche principali di collettori, prendendone quelli dalle caratteristiche di progettazione confrontabili tra loro per vederne le diverse prestazioni.

Questo fa sì che si riesca ad identificarne le diverse efficienze in modo da eseguire una buona scelta sul futuro collettore solare da installare per il caso preso in esame nella nostra analisi.

4.1 Confronto caratteristiche tecniche e curva di rendimento

Abbiamo rispettivamente confrontato i collettori solari Sunerg (H1T+), Kolben (KF 25 A), Bosch (FCK-2) e Viessman (Vitosol 100 FM SV1F).

Si è partiti dal confronto delle caratteristiche tecniche esaminando i parametri quali le dispersioni, il rendimento ottico, l'area di assorbimento, il coefficiente di assorbimento, il tipo di installazione (verticale od orizzontale), la copertura a vetro (singolo o doppio o altro), i tubi del fluido termovettore la capacità termica del collettore ed il costo specifico comprensivo di installazione in $[\frac{Euro}{m^2}]$.

Una tipica brochure tecnica dove si possono consultare tali dati sul collettore solare può essere rappresentata come segue in figura:

Dati tecnici			
Tipo		SV1F ¹⁾	SH1F ¹⁾
Superficie lorda (necessaria per la richiesta di sovvenzioni)	m ²	2,51	2,51
Superficie di assorbimento	m ²	2,32	2,32
Superficie di apertura	m ²	2,33	2,33
Distanza tra i collettori	mm	21	21
Dimensioni d'ingombro			
Larghezza	mm	1056	2380
Altezza	mm	2380	1056
Profondità	mm	72	72
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di assorbimento:			
- Grado di rendimento ottico	%	80,3	80,3
- Coefficiente di dispersione termica k_1	W/(m ² · K)	3,675	3,675
- Coefficiente di dispersione termica k_2	W/(m ² · K ²)	0,037	0,037
I seguenti valori si riferiscono alla superficie lorda:			
- Grado di rendimento ottico	%	74,3	74,3
- Coefficiente di dispersione termica k_1	W/(m ² · K)	3,691	3,691
- Coefficiente di dispersione termica k_2	W/(m ² · K ²)	0,037	0,037
Capacità termica	kJ/(m ² · K)	4,7	4,7
Peso	kg	41,5	41,5
Contenuto di liquido (fluido termovettore)	litri	1,83	2,4
Pressione max. d'esercizio (vedi capitolo "Vaso di espansione per impianto solare.")	bar/MPa	6/0,6	6/0,6
Temperatura max. di inattività	°C	145	145
Produzione di vapore			
- Posizione di montaggio adatta	W/m ²	0 ¹²⁾	0 ¹²⁾
- Posizione di montaggio non adatta	W/m ²	0 ¹²⁾	0 ¹²⁾
Attacco	Ø mm	22	22
Dati tecnici per la determinazione della classe energetica (etichetta ErP)			
Tipo		SV1F/SH1F ¹⁾	
Superficie di apertura	m ²	2,33	
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di apertura.			
- Grado di rendimento del collettore η_{col} , con una differenza di temperatura di 45 K		60	
- Grado di rendimento ottico nel collettore	%	80	
- Coefficiente di dispersione termica k_1	W/(m ² · K)	3,659	
- Coefficiente di dispersione termica k_2	W/(m ² · K ²)	0,037	
Fattore di correzione angolare IAM		0,91	

Figura 25: Scheda tecnica del VITOSOL 100 FM SV1F (Viessman).

La prima analisi di tipo fisica, sui parametri di rendimento ottico e dispersioni del collettore ci ha portato a trovare la curva caratteristica del rendimento per ogni classe di collettore esaminata ed in figura sottostante si vede bene la differenza fra le varie marche.

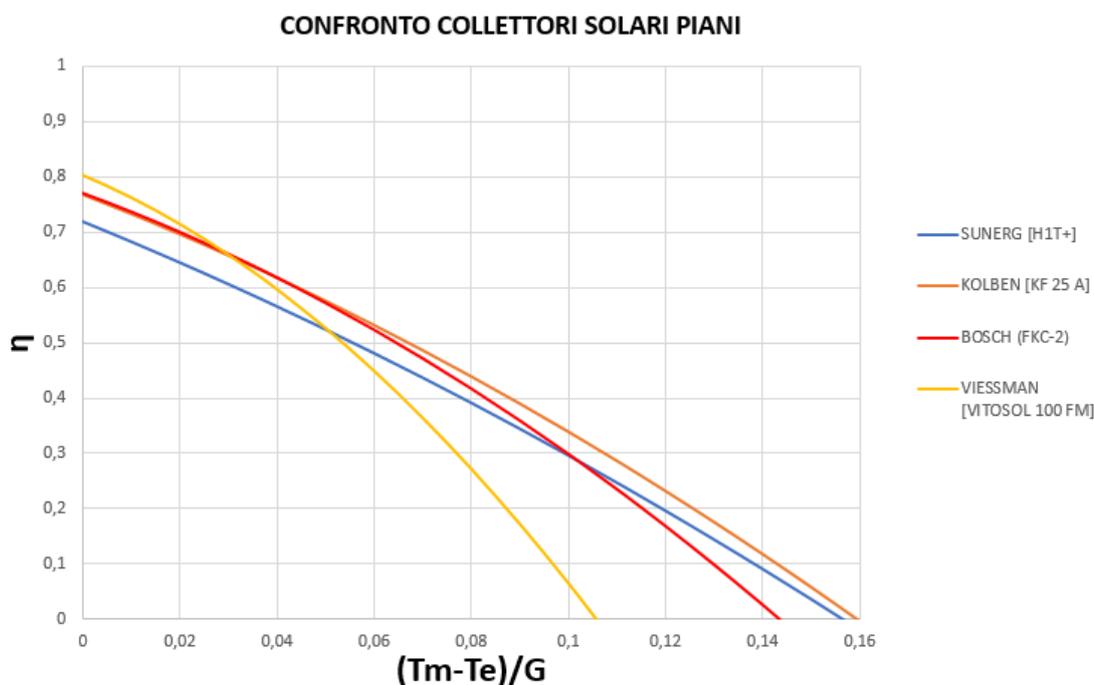


Figura 26: Confronto curve di rendimento dei diversi collettori. [Generato tramite post processing in Excel]

Come si può chiaramente vedere dal grafico illustrato in figura si nota che il collettore più efficiente a livello di basse differenze di temperatura tra piastra ed ambiente sia quello con il rendimento ottico più elevato, ovvero nel nostro caso il collettore di tipo Viessman FM-100. Quest'ultimo però ha anche la caratteristica di perdere di più in performance a livello di dispersioni quadratiche, nel senso che considerando le perdite totali, per un valore elevato di ΔT diventa il collettore meno efficiente.

Il secondo miglior collettore è della Bosch, di tipologia FKC-2 ed è il collettore migliore dal punto di vista della costanza di rendimento anche per elevate differenze di temperature.

4.2 Fabbisogno termico ed f-chart

Andremo ad esaminare i collettori dal punto di vista energetico, per vedere in che modo siano capaci di soddisfare il fabbisogno dimensionato dalle esigenze dell'utenza.

La tabella sottostante indica i valori del carico termico per cui soddisfare il fabbisogno, i vari coefficienti del metodo f-chart tra cui X, X_c , Y, f, ed in oltre carico termico ausiliario ed apporto termico utile da collettore. I numeri che vengono qui fatti vedere si riferiscono all'impianto analizzato e sono stati fatti alla luce del dimensionamento di un tipico edificio in zona climatica E, con il conseguente utilizzo esatto della definizione dei "gradi giorno" per dimensionare correttamente il fabbisogno termico di tale abitazione.

Il metodo f-chart mette in evidenza una possibile fattibilità dell'impianto ipotizzato mostrando quanta frazione di carico termico del totale si riesce a soddisfare con l'installazione del sistema collettore.

La tabella seguente riassume quanto fatto su fogli di calcolo Excel.

Tabella 3: Metodo f-chart H1T+

	$L_{mensile} [\frac{MJ}{mese}]$	X	X_c	Y	f	$E_{sol} [\frac{MJ}{mese}]$	$E_{aux} [\frac{MJ}{mese}]$
Gen	1162.70	3.81	3.99	0.79	0.44	509.71	652.99
Feb	1050.18	3.71	3.74	1.05	0.62	650.24	399.94
Mar	1162.70	3.52	3.30	1.37	0.81	943.37	219.34
Apr	1125.20	3.34	2.90	1.58	0.92	1039.59	85.60
Mag	1162.70	3.19	2.54	1.58	0.95	1101.33	61.37
Giu	1125.20	3.02	2.15	1.64	0.99	1115.00	10.19
Lug	1162.70	2.94	1.96	1.84	1.00	1162.70	0.00
Ago	1162.70	2.96	2.02	1.62	0.99	1152.80	9.90
Set	1125.20	3.11	2.36	1.41	0.88	989.85	135.34
Ott	1162.70	3.35	2.91	1.20	0.74	863.58	299.13
Nov	1125.20	3.57	3.42	0.84	0.50	566.52	558.68
Dic	1162.70	3.75	3.85	0.84	0.48	559.67	603.04

Utilizzando i dati di targa del collettore Sunerg a singolo vetro e piastra selettiva possiamo ricavare il gradico che descrive l'andamento dell'apporto del solare termico sul fabbisogno che ha bisogno di essere soddisfatto per l'utenza per cui abbiamo progettato l'impianto:

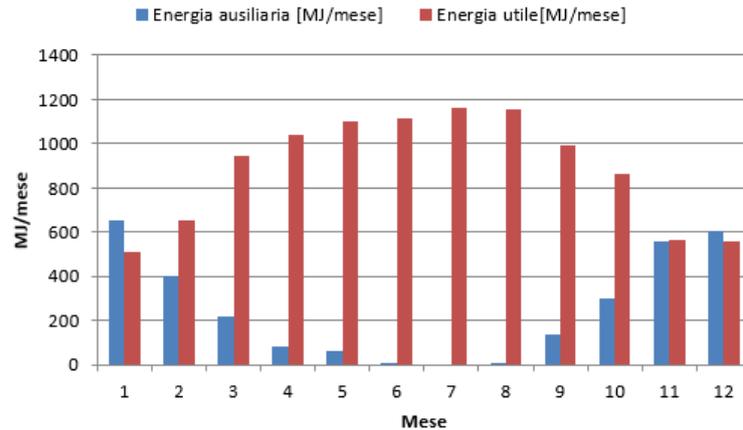


Figura 27: Confronto energia ausiliaria con energia utile collettore Sunerg.

Si calcola così il parametro definito come "frazione annuale" F , che è la somma di tutti i contributi mensili riferiti al carico totale annuale e si riferisce alla frazione di carico termico soddisfatta dall'energia solare:

$$F(\text{Sunerg}) = F = \frac{\sum f_i L_i}{\sum L_i} = 0.78 \quad (35)$$

Questo vuol dire che circa il 78percento del fabbisogno termico per utilizzo di acqua calda domestica sanitaria che si vuole soddisfare viene di fatto risolto dall'apporto del collettore. In particolare laddove vediamo un valore di "f" tendente all'unità vuol semplicemente dire che, specialmente nei mesi estivi, l'apporto energetico del collettore solare è sufficiente a soddisfare il fabbisogno necessario per quel determinato tipo di abitazione da cui i dati di progetto sopracitati e di quella determinata zona climatica.

Il secondo costruttore che abbiamo esaminato è Kolben.

In modo analogo a quanto fatto per il caso precedente si procede al completamento della tabella dove verranno descritte le grandezze esaminate con il metodo f-chart e vengono così individuati gli apporti da solare termico e da ausiliario.

Tabella 4: Metodo f-chart KF 25 A

	$L_{mensile} [\frac{MJ}{mese}]$	X	X_c	Y	f	$E_{sol} [\frac{MJ}{mese}]$	$E_{aux} [\frac{MJ}{mese}]$
Gen	1162.70	3.60	3.77	0.84	0.49	564.85	597.85
Feb	1050.18	3.50	3.53	1.13	0.67	704.68	345.51
Mar	1162.70	3.32	3.11	1.47	0.86	1005.16	157.54
Apr	1125.20	3.16	2.74	1.68	0.98	1098.09	27.11
Mag	1162.70	3.01	2.40	1.69	0.99	1160.69	2.02
Giu	1125.20	2.85	2.03	1.75	1.00	1125.20	0.00
Lug	1162.70	2.77	1,85	1.97	1.00	1162.70	0.00
Ago	1162.70	2.80	1.91	1.73	1.00	1162.70	0.00

Set	1125.20	2.94	2.22	1.50	0.93	1047.05	78.15
Ott	1162.70	3.16	2.74	1.28	0.79	923.30	239.41
Nov	1125.20	3.37	3.23	0.90	0.55	619.88	505.32
Dic	1162.70	3.54	3.63	0.90	0.53	615.90	546.81

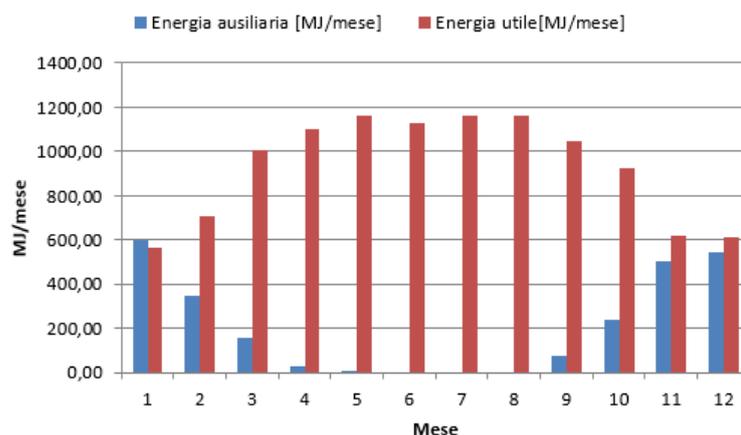


Figura 28: Confronto energia ausiliaria con energia utile collettore Kolben.

F in questo secondo caso è:

$$F(Kolben) = F = 0.82 \quad (36)$$

Come si può vedere nel relativo grafico a barre già ci potevao aspettare che la frazione ricoperta di carico soddisfatto su carico totale fosse maggiore rispetto al collettore esaminato in precedenza. Infatti abbiamo ben tre mesi nei quali possiamo vedere che f è unitario e sono proprio i mesi centrali estivi in cui il collettore compie il suo lavoro in modo molto efficace ed a livello di dati questo lo si può appunto riscontrare nell'indicatore F .

Abbiamo quindi esaminato il collettore Bosch [FCK-2]:

Tabella 5: Metodo f-chart FKC-2

	$L_{mensile} [\frac{MJ}{mese}]$	X	X_c	Y	f	$E_{sol} [\frac{MJ}{mese}]$	$E_{aux} [\frac{MJ}{mese}]$
Gen	1162.70	3.41	3.56	0.84	0.50	578.82	583.88
Feb	1050.18	3.31	3.34	1.13	0.68	716,96	333.22
Mar	1162.70	3.14	2.95	1.47	0.88	1017.75	144.95
Apr	1125.20	2.99	2.59	1.69	0.98	1109.23	15.97
Mag	1162.70	2.85	2.27	1.70	1.00	1160.69	0.00
Giu	1125.20	2.70	1.92	1.75	1.00	1125.20	0.00
Lug	1162.70	2.62	1.75	1.97	1.00	1162.70	0.00
Ago	1162.70	2.65	1.80	1.74	1.00	1162.70	0.00
Set	1125.20	2.78	2.10	1.51	0.94	1056.72	68.47

Ott	1162.70	2.99	2.60	1.28	0.80	934.82	227.88
Nov	1125.20	3.19	3.06	0.90	0.56	632.13	493.07
Dic	1162.70	3.35	3.44	0.90	0.54	629.59	533.11

Come si vede da quest'ultima tabella il collettore preso in considerazione ha una più elevata efficienza rispetto ai primi due esaminati in precedenza in quanto riesce a soddisfare in maniera migliore il fabbisogno di acqua calda sanitaria per quanto riguarda i mesi più caldi. Infatti abbiamo un valore di "f" pari all'unità per ben 4 mesi. Qui di seguito la relativa tabella del carico termico:

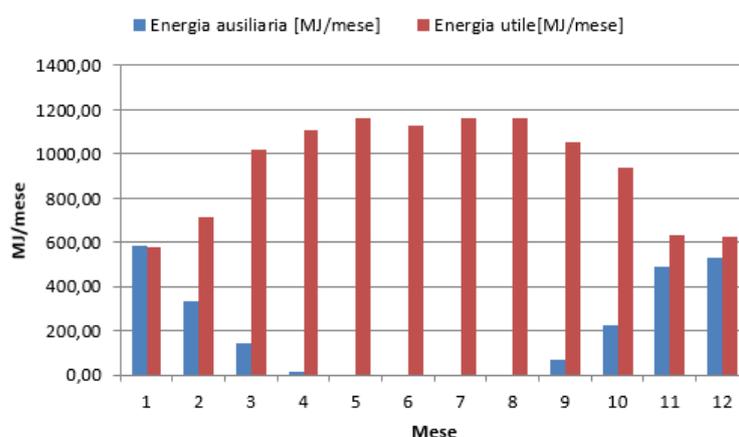


Figura 29: Confronto energia ausiliaria con energia utile collettore Bosch.

La frazione annuale del carico termico totale soddisfatta è:

$$F(Bosch) = F = 0.82 \quad (37)$$

Infine abbiamo esaminato la tipologia di collettore Viessman.

Tabella 6: Metodo f-chart Vitosol 100 FM

	$L_{mensile} [\frac{MJ}{mese}]$	X	X_c	Y	f	$E_{sol} [\frac{MJ}{mese}]$	$E_{aux} [\frac{MJ}{mese}]$
Gen	1162.70	3.89	4.07	0.88	0.50	576.03	586.67
Feb	1050.18	3.78	3.82	1.18	0.68	718.79	331.40
Mar	1162.70	3.59	3.37	1.53	0.88	1023.67	139.03
Apr	1125.20	3.42	2.96	1.76	0.99	1116.97	8.23
Mag	1162.70	3.26	2.59	1.77	1.00	1162.70	0.00
Giu	1125.20	3.08	2.19	1.83	1.00	1125.20	0.00
Lug	1162.70	3.00	2.00	2.06	1.00	1162.70	0.00
Ago	1162.70	3.03	2.06	1.81	1.00	1162.70	0.00
Set	1125.20	3.17	2.40	1.57	0.95	1068.58	56.62

Ott	1162.70	3.41	2.97	1.33	0.81	942.94	219.76
Nov	1125.20	3.64	3.49	0.94	0.56	633.50	491.70
Dic	1162.70	3.83	3.93	0.94	0.54	628.48	534.23

Il relativo grafico degli apporti termici paragonati all'utilizzo ausiliario per soddisfare il fabbisogno dell'utenza si presenta in modo simile a quanto è successo nel caso di analisi dei collettori descritti fino ad ora.

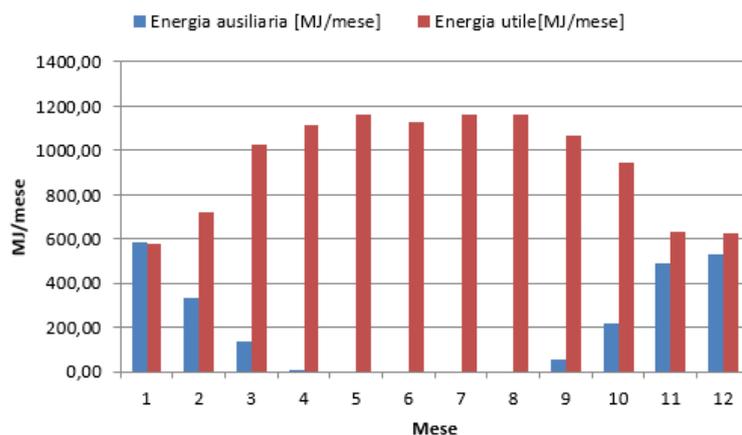


Figura 30: Confronto energia ausiliaria con energia utile collettore Viessman.

Osservando che i mesi per i quali viene soddisfatto il carico termico grazie all'apporto utile si stiano trasformando quasi in 5 a fronte dei 4 dei collettori precedenti ci aspettiamo una frazione annuale di carico più elevata rispetto agli altri casi ed infatti calcolando si ha:

$$F(\text{Viessman}) = F = 0.83 \quad (38)$$

Analizzando l'andamento della frazione f al variare dei mesi si possono confrontare le diverse marche di collettore ed ottenere così un riscontro grafico che indichi quanta differenza ci sia tra una casa costruttrice e l'altra in termini di soddisfazione della domanda energetica di DHW.

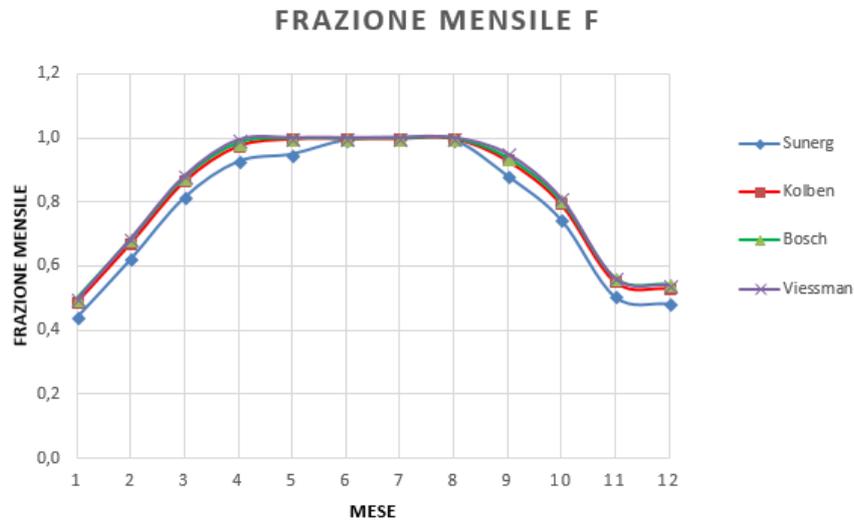


Figura 31: Confronto frazione mensile per tutte le marche di collettore.

4.3 Analisi economica e fattibilità di un'installazione (confronto tra case costruttrici)

Per valutare l'effettiva fattibilità di un'installazione di un impianto solare termico occorre analizzare se il tempo di ritorno economico dell'investimento che si vuol fare sia ragionevole. Nel caso di un impianto la cui vita media si stima essere di 20 anni (le case costruttrici riescono a dare in certi casi anche valori attorno ai 25-30 anni) è immediato pensare che si voglia un ritorno economico quanto meno prima del tempo di fine vita dell'impianto, in modo da giustificare la spesa sostenuta.

Per compiere un'analisi di questo tipo occorre sapere i dati aggiornati del costo dell'energia prodotta da combustibile, il calore specifico del combustibile che si utilizza, il costo del kWh , il rendimento della caldaia utilizzata come ausiliario, gli anni attesi di vita media dell'impianto, il tasso d'interesse, l'area dei collettori e tutti i dati calcolati in precedenza tramite confronto.

Si può così procedere a calcolare il Net Present Value (**NPV**) ed il Pay Back Time (**PBT**) che sono due indicatori importanti sui quali ci baseremo per effettuare le valutazioni di fattibilità a posteriori.

Nella valutazione del risparmio annuale che si può conseguire è stato considerato un prezzo del gas naturale pari a:

$$C_{GN} = 0.10 \frac{\text{€}}{kWh} = 0.027 \frac{\text{€}}{MJ} \quad (39)$$

Questo valore si ottiene considerando un **PCI** (Potere Calorifico Inferiore) del metano pari a:

$$PCI_{CH_4} = 47.7 \frac{MJ}{kg} \quad (40)$$

Sapendo inoltre che la densità del metano è:

$$\rho_{CH_4} = 0.717 \frac{kg}{m^3} \quad (41)$$

Si ipotizza un costo aggiornato a dati reali di C_e :

$$C_e = 0.93 \frac{\text{€}}{m^3} \quad (42)$$

Si calcola quindi il costo mensile dell'energia dovuto al consumo di energia elettrica P_i , moltiplicando il costo per il corrispondente valore di energia ausiliaria per quel mese ed ipotizzando l'efficienza del boiler pari a 0.9. L'equazione del costo mensile diventa quindi:

$$P_i = \frac{C_e E_{aux,i}}{\eta_{boiler}} \left[\frac{\text{€}}{month} \right] \quad (43)$$

Si ricava perciò il costo annuale come somma degli i -esimi mesi e si ottiene un costo diverso in base al collettore che si utilizza, mentre il risparmio annuale non è altro che la differenza tra il ricavo totale ed il costo totale, perciò si può schematizzare nel seguente modo:

$$P_{tot} = \sum_{i=1}^{12} P_i \left[\frac{\text{€}}{year} \right] \quad (44)$$

$$R_{tot} = \frac{C_e L_{year}}{\eta} - P_{tot} \left[\frac{\text{€}}{year} \right] \quad (45)$$

Tabella 7: Confronto costi-ricavi

		[H1T+]	[KF 25 A]	[FKC-2]	[VITOSOL 100 FM]
P_{tot}	$\frac{\text{€}}{year}$	83.85	69.44	66.68	65.77
R_{tot}	$\frac{\text{€}}{year}$	296.42	310.84	313.59	314.51

Le prime considerazioni che si possono trarre da un risultato del genere sono di confronto. Infatti possiamo vedere come per quanto riguarda il costo totale annuo per ciascun collettore vari in modo considerevole dagli 83.85 $\frac{\text{€}}{year}$ del collettore H1T+ Sunerg ai soli 65.77 $\frac{\text{€}}{year}$ del VITOSOL 100 FM della Viessman, con uno scostamento⁴ del 21.56%.

⁴E' stato preso come valore di riferimento il costo più elevato ed è stata fatta una differenza percentuale rispetto a tale valore, ottenendo così una variazione del 17.19 % nel confronto tra H1T+ e KF25A e del 20.48 % tra H1T+ e FKC-2.

In modo analogo si è vista la variazione dei ricavi questa volta prendendo come riferimento

A fronte di queste grandi differenze registrate per il costo complessivo annuo abbiamo verificato che questo in realtà influisce in maniera minore sui ricavi totali avendo di fatto valori compresi tra i $296.41 \frac{\text{€}}{\text{year}}$ ed i $314.51 \frac{\text{€}}{\text{year}}$, con uno scostamento massimo del 5.75% ed uno scostamento minimo del 4.64% tra le due prime case di collettori.

Si può pertanto osservare che un'importante variazione sul costo non determina un'altrettanto importante variazione sul ricavo totale annuo dovuto all'apporto del solare termico da collettore. Benchè sia evidente la differenza di prestazioni in termini fisico-economici ora è necessario studiare la proiezione nel tempo dei flussi di cassa attualizzati del ricavo potenziale che si può avere qualora installassimo uno dei 4 collettori fino a qui esaminati. Per procedere nell'analisi è necessario identificare i parametri economici attualizzati che andiamo ad utilizzare descrivendo le varie grandezze ed utilizzando così l'equazione del NPV:

$$NPV = -I + \frac{(1+i')^n - 1}{i'(1+i')^n} R_{tot} + \frac{(1+i)^n - 1}{i'(1+i)^n} S \quad (46)$$

Dove

$$i' = \frac{i - e}{1 + e} \quad (47)$$

Sono stati utilizzati i seguenti dati per lo sviluppo dell'analisi economica:

- E' stato valutato un costo per unità di area **C** del collettore medio comprensivo di costo di installazione pari a: $C = 750 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$;
- Il costo di investimento **I** è quindi il risultato del costo medio del collettore per la superficie captante dimensionata: $I = A_c C$;
- **S** è definito come sussidio (incentivo) annuale. Sono stati considerati sussidi per un valore di $170 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ in accordo con il DM 28/12/12 in cui vi è l'indicazione di utilizzare tale valore di sussidio per considerare un impianto di collettori solari la cui superficie totale non superi i 50m^2 . Sono stati considerati entrambi i casi, con e senza incentivi per la valutazione di tipo economica.
- Il tasso di interesse **i** che viene utilizzato è pari a: $i = 2\%$;
- **i'** è invece il tasso di interesse effettivo tenendo conto dell'aumento del costo dell'energia⁵.

il valore più elevato e ricavando gli scostamenti percentuali di conseguenza.

⁵Vengono utilizzati i tassi di interesse **i** ed **i'** per attualizzare i flussi di cassa annuali che andiamo a vedere a bilancio per la rappresentazione dell'NPV. Ciò vuol dire che si tiene conto dell'inflazione e della conseguente perdita di valore del denaro del tempo, nonché dell'energia.

In questo modo si può avere un modello verosimile dell'andamento dell'investimento nel tempo, poichè il fatto di non considerare i tassi di interesse pone l'analisi sotto un profilo troppo ottimistico di fatto sottostimando il PBT reale.

- e rappresenta il tasso di incremento del costo dell'energia $e = 0.04$;
- N corrisponde alla vita media dell'impianto e può variare da una marca di collettore all'altra, in generale: $N = 20 - 25$ anni;
- N' è indicato come il numero di anni in cui viene erogato l'incentivo: $N' = 2$.

L' NPV, ovvero il valore attuale netto, è il valore dei ricavi che si hanno al netto dei costi attualizzati per l'anno preso in considerazione. Ponendo nell'equazione precedente (46) il valore dell' NPV uguale a zero, si ottiene il PBT dell'impianto, cioè il tempo di ritorno dell'investimento fatto. Il payback time infatti è per definizione il tempo a cui si azzerava l'NPV, ovvero il tempo in cui si ottiene un ritorno totale pari all' investimento iniziale. Si ottiene così:

$$-I + \frac{(1+i')^n - 1}{i'(1+i')^n} R_{tot} + \frac{(1+i)^n - 1}{i'(1+i)^n} S = 0 \rightarrow PBT \quad (48)$$

L'NPV (o VAN) è utile da valutare in quanto a fine proiezione dell' investimento, che coincide in genere con la vita media per cui è stimato durare l'impianto, si riesce a valutare il ricavo totale al netto dei costi totali sostenuti.

Graficamente si può ottenere una rappresentazione dell'andamento dell'NPV in funzione del numero di anni ottenendo così una proiezione del mio guadagno nel tempo. Il confronto delle quattro marche di collettori viene così rappresentato:

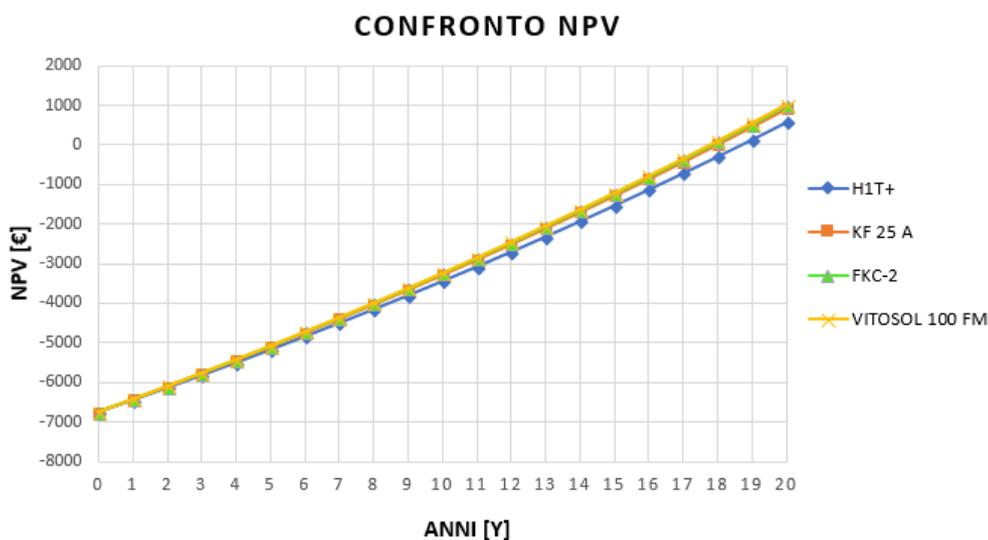


Figura 32: Confronto NPV dei quattro tipi di collettori.

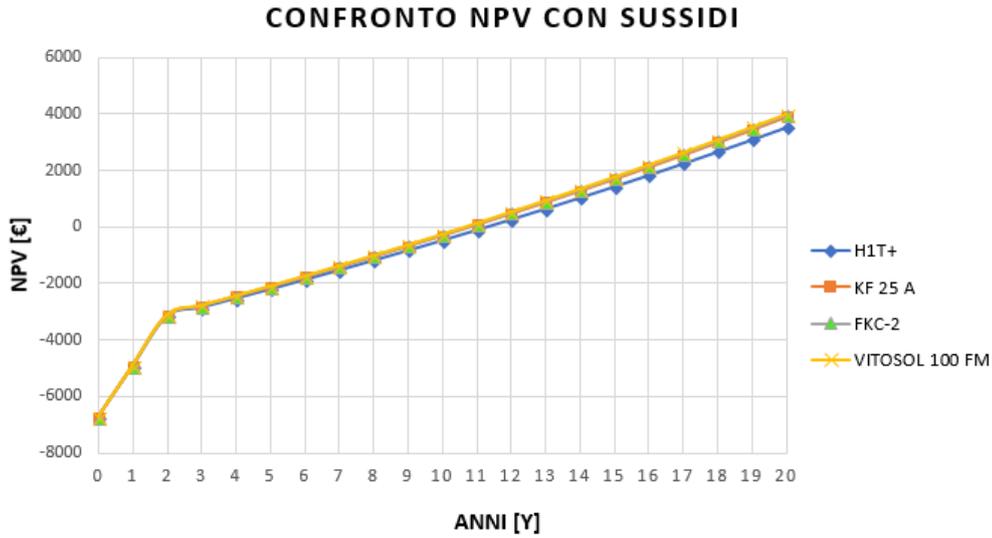


Figura 33: Confronto NPV dei quattro tipi di collettori con sussidi.

Dai due grafici illustrati si vede una chiara differenza tra il caso con e senza sussidio. Con l'incentivo il collettore solare risulta più conveniente, con una risultante diminuzione del pay back time che varia dal 39.6% al 39.8% di scostamento rispetto al caso senza incentivi. Per quanto riguarda il confronto delle quattro marche di collettori gli scostamenti percentuali si attestano attorno ai pochi punti (0.1%-5.1%) per il caso con i sussidi e sono ancora più bassi nel caso di confronto senza sussidi (0.2%-4.8%). Riassumendo per comodità il confronto economico fatto per i diversi collettori si ottiene una tabella del tipo:

Tabella 8: Confronto PBT e NPV nei diversi tipi di collettori

	[H1T+]	[KF 25 A]	[FKC-2]	[VITOSOL 100 FM]
PBT(1 ⁶) [Y]	18.70	17.97	17.84	17.80
PBT(2) [Y]	11.29	10.82	10.73	10.70
$NPV_{end}(1)$ [€]	564.93	920.65	988.61	1011.18
$NPV_{end}(2)$ [€]	3535.52	3891.24	3959.20	3981.77

Il risultato dei vari NPV finali al termine dei 20 anni, per cui è stato programmata idealmente la dismissione dell'impianto solare, indicano che non c'è molta variazione nel confronto dei collettori per il caso degli incentivi. Abbiamo infatti un range di variazioni minimo-massimo di 0.57%-11.21%, mentre vi è molta variazione nel primo caso, in cui non consideriamo gli incentivi e vediamo addirittura uno scostamento minimo-massimo di 2.23%-44.13% tra i vari collettori.

⁶Per semplicità nel grafico viene numerato con "1" il caso in cui non vengono considerati i sussidi e con "2" il caso in cui questi vengono invece considerati.

Questo può essere spunto per una riflessione sul peso effettivo degli incentivi sul confronto dei vari collettori solari derivanti dalle marche diverse sopracitate. L'analisi mostra che il sussidio riesce quasi a dimezzare il tempo di ritorno economico dell'investimento rispetto al caso in cui non lo si consideri ed il suo peso in termini economici è notevole il suo apporto poichè guardando i risultati si può vedere che il valore attuale netto aumenta dalle 6.2 (+625.84%) alle circa 4 volte (+393.78%) nei diversi collettori.

Questo output è interessante poichè ci fa capire che senza il potenziale incentivo del DM 28/12/12 l'installazione del collettore solare non sarebbe fattibile economicamente. E' vero che il PBT è minore della vita media dell'impianto, ma è anche vero che un investimento privato può ritenersi buono quando non va oltre una proiezione di un PBT di 12-13 anni. A livello aziendale invece un investimento per essere considerato fattibile deve rientrare del costo iniziale nei primi 2-3 anni di esercizio. In una realtà aziendale infatti vi sono vincoli più restrittivi da rispettare poichè spesso il capitale iniziale viene finanziato da terzi e perciò i tempi di ritorno economico devono essere brevi e garantire se possibile un profitto immediato.

Dall'analisi dell'evoluzione temporale del NPV si può osservare che a parità di investimento iniziale, ovvero per l'istante iniziale in cui $NPV = -6750.00\text{€}$, si confrontano tutte le tipologie di collettori per vedere quale sia il peso del NPV finale sull'overnight cost. Si evince infatti che nel caso degli incentivi vi è un guadagno lordo che varia dal 152.38% al 158.99% rispetto all'investimento iniziale che poi al netto diviene all'istante finale proprio uguale al valore attuale netto finale (NPV_{end}), mentre per l'altro caso abbiamo soltanto un guadagno lordo che si scosta dal 108.37% nel caso di minor differenza al 114.98% per la maggiore. Il procedimento di analisi visto prima, quello di proiettare l' NPV nel tempo per calcolare il PBT, è stato successivamente compiuto per diversi valori dell'area dei collettori solari così da esaminare l'andamento del NPV ad un certo anno prefissato (ad esempio NPV_{end}) e vedere quindi se c'è un valore dell'area teorica dei collettori tale che l'NPV sia ottimo e si massimizzi quindi l'utile.

Il modello viene quindi implementato per il tipo di collettore "migliore" che abbiamo visto fino ad ora, ovvero il Vitosol 100 FM SV1F. In pratica viene ripetuto il calcolo con diversi valori di area del collettore e si vede come varia la frazione di fabbisogno soddisfatta.

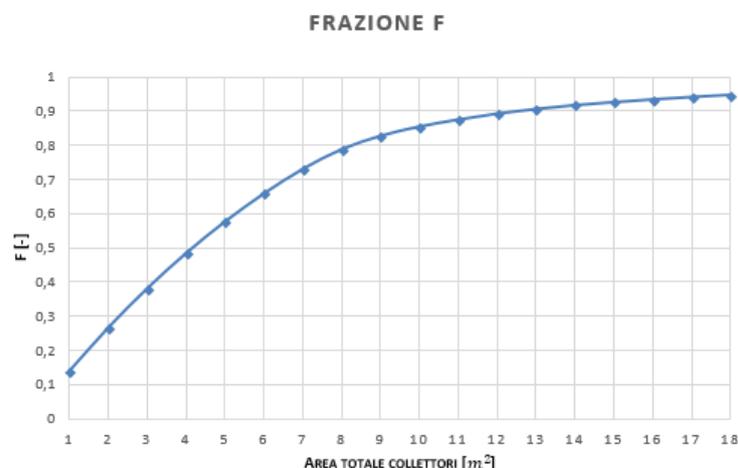


Figura 34: Frazione F al variare della superficie dei collettori.

Il grafico è stato ottenuto facendo variare nel modello di calcolo l'area totale dei collettori in modo da esaminare per ogni valore di area la frazione F ricoperta dal collettore per il fabbisogno richiesto dall'utenza.

Come si può vedere dall'andamento vi sono dei valori, attorno al ginocchio della curva per cui la frazione F tende a non aumentare con minor pendenza rispetto a prima ed infatti l'ottimo sarà quel valore per cui avremo l'ottimizzazione del giusto trade-off tra area ricoperta dai collettori e frazione F.

Infatti viene fatto un ingrandimento sul ginocchio della curva e si osserva che il punto di ottimo si trova tra i valori di $7 - 8m^2$ e $9m^2$ oltre i quali non ha più senso progettare un collettore solare per tale dimensionamento di fabbisogno perchè si ricoprirebbe sì una frazione F più grande ma in modo meno efficiente e con conseguenti sprechi di investimento.

Nella figura 35 viene quindi illustrato come il valore di $9m^2$ sia accettabile come dato di superficie di progetto tale da avere un buon compromesso tra fabbisogno ricoperto e superficie di collettori ottimizzata.

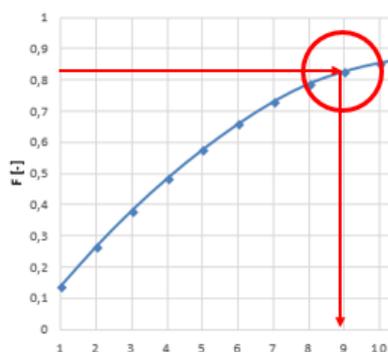


Figura 35: Zoom sul grafico della frazione F al variare della superficie dei collettori.

Un'ultima analisi che si può fare sempre nella ricerca dell'ottimo, questa volta dal punto di vista economico, la si può eseguire facendo variare come prima l'area dei collettori da installare e registrando i valori ottenuti di NPV_{end} . Per eseguire un'analisi di questo tipo ci si può riferire ad un determinato istante di NPV per cui si vuole ottenere tali valori, in questo caso si è scelto di utilizzare per convenzione l'NPV di "fine vita" dell'impianto.

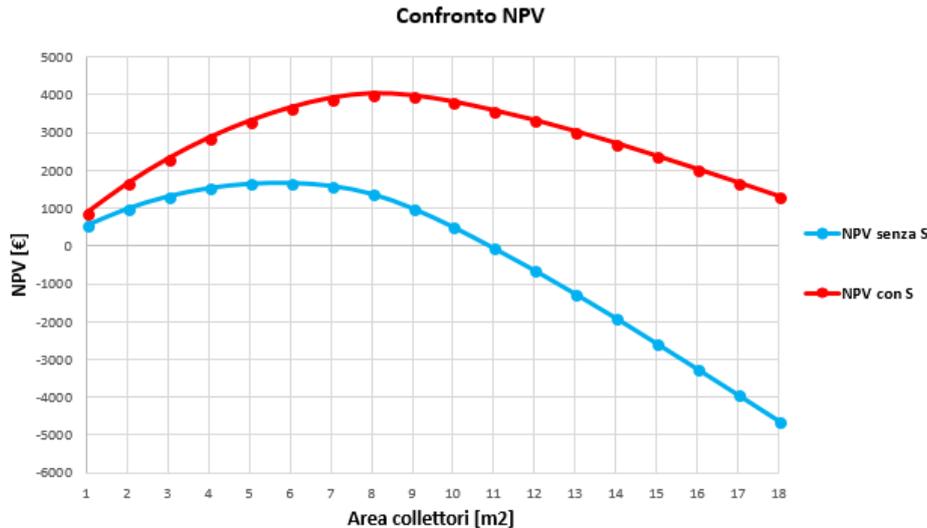


Figura 36: Confronto del Net present value per il caso senza sussidi ed il caso con sussidi al variare dell'area dei collettori.

Il grafico di confronto del NVP nei due casi è interessante in quanto dice che vi è un ottimo in termini di area del collettore per cui NVP è massimo.

Matematicamente si ottiene questo facendo una semplice derivata.

$$NPV_{max} \rightarrow \frac{dNPV}{dA_c}(A_{c,0}) = NPV'(A_{c,0}) = 0 \rightarrow A_{c,opt} \quad (49)$$

Facendo gli opportuni calcoli si trova un valore di $8.1m^2$ nel caso di investimento con incentivi, per un valore del NVP di circa 4036 € che a fronte dei circa 3982 € per un valore di area più elevato di $0.9m^2$ indica un ottimizzazione del progetto che porta al risparmio dell'area di collettori che si deve usare del -10% e si ottiene un miglioramento del ricavo del +1.34%.

L'unico appunto che qui si può mettere è che in genere l'area del collettore dipende prettamente dalle caratteristiche di progetto fornite dalla casa costruttrice e non si può ottenere un collettore con una superficie estesa di quanto si necessita in modo esatto. Infatti alcune marchi producono collettori solari con moduli da $2.5m^2$ al collettore e qualora avessimo dimensionato un impianto avente bisogno di una superficie di collettori pari a $6m^2$, la scelta potrebbe ricadere o su un sottodimensionamento dell'impianto, installando

così 2 moduli di collettori per un totale di $5m^2$ e per tanto si utilizzerà di più l'ausiliario. Oppure si può scegliere di sovradimensionare l'impianto del collettore solare ed installare ben $7.5m^2$ di superficie. In questo ultimo caso vi sarà una certa quota di energia a "basso rendimento" e perciò si può pensare di dimensionare in modo adeguato un sistema di accumulo tale che si riesca a diminuire eventuali sprechi.

5 Collettori solari e nanofluidi

La seconda parte della tesi è di tipo sperimentale. Si introduce infatti l'utilizzo di una nuova tecnologia di collettori solari con la sperimentazione di un particolare tipo di fluido chiamato "nanofluido".

Dopo una breve introduzione descrittiva della tecnologia, dello studio in letteratura e delle ricerche compiute su questo argomento viene presentato un procedimento sperimentale che parte dall'idea di voler studiare il comportamento di un nanofluido all'interno di un collettore solare, si sviluppa con la creazione e la progettazione di un prototipo tale che si riesca ad emulare un comportamento fisico del quale si possano raccogliere dati utili per giustificare il comportamento fisico ipotizzato. Infine vi è una parte conclusiva che descrive i risultati ottenuti e ne delinea le principali criticità.

5.1 Storia dei nanofluidi

I nanofluidi sono delle soluzioni colloidali ottenute tramite diversi processi di separazione e stabilizzazione opportunamente ingegnerizzati. Recentemente, a partire dai primi anni 90' si sono cominciate a studiare le loro proprietà fisiche e ciò ha portato alla ricerca di campi innovativi di ricerca che possano usufruire del potenziale applicativo notevole.

Recentemente ci sono stati alcuni studi che hanno evidenziato come ci sia un potenziale miglioramento della conducibilità termica grazie all'uso dei nanofluidi, giustificata dal modello di Maxwell [22]. Nel 1995 Choi [23] presentò un modello teorico nel quale veniva evidenziato il miglioramento delle proprietà di diffusione grazie all'utilizzo di un nanofluido come fluido termovettore.

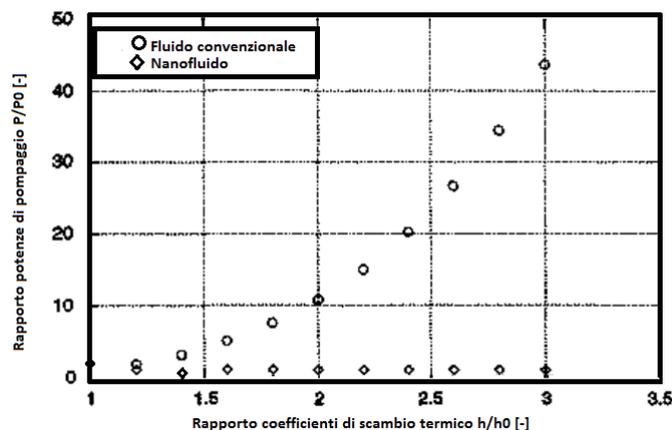


Figura 37: Grafico di confronto di fluido convenzionale e nanofluido [24].

Come si può infatti vedere dalla figura il nanofluido ha migliori proprietà di termofisiche, tali che il coefficiente di scambio termico non viene influenzato dal diverso dimensionamento della potenza di pompaggio come accade invece per il fluido convenzionale esaminato.

Quell'occasione fu la base per alcuni studi successivi che si basarono sull'analisi di una miscela di due componenti per lo studio del modello del miglioramento della conducibilità termica che venne poi sviluppato da Hamilton e Crosser [25].

Nel 2000 Y. Xuan e Q. Li [26] confrontando diversi tipi di nanofluidi preparati miscelando direttamente il fluido base con le nanoparticelle hanno visto che vi era un grande miglioramento nel processo di trasmissione del calore grazie all'utilizzo dei nanofluidi. In particolare hanno analizzato che la miscela di nanoparticelle sospese nel fluido base migliora la conducibilità termica del fluido base stesso. In questi esperimenti inoltre si è osservato che la frazione volumetrica, la forma, le dimensioni e le stesse proprietà delle nanoparticelle migliorano in modo più o meno sensibile la conducibilità termica del nanofluido. Nella figura sottostante si può vedere come il risultato degli esperimenti di Xuan e Li mostri in modo chiaro come la variazione della frazione volumetrica influisca sulla conducibilità termica del nanofluido.

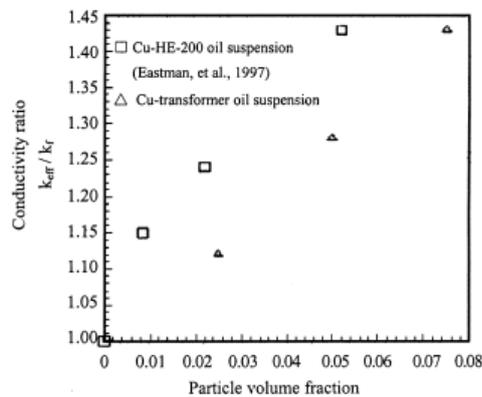


Figura 38: Grafico dell'andamento della conducibilità termica al variare della frazione volumetrica dei diversi nanofluidi [26].

Nel 2002 Koblinski [27] in un suo articolo osservò i possibili meccanismi che portano ad un incremento delle proprietà di conduzione termica con le nanoparticelle ed utilizzò delle simulazioni di dinamica molecolare per dimostrare come il moto Browniano non porti direttamente all'incremento della conducibilità termica evidenziato negli esperimenti. Infatti provò a spiegare che a livello teorico l'unica possibile spiegazione al miglioramento della conduzione del calore fosse determinata dal cosiddetto "clustering" delle nanoparticelle, ovvero dall'addensamento delle stesse.

Nel 2005 un articolo di Prasher [28] analizzò che tra i diversi meccanismi

possibili l'unico che spiegasse l'aumento della conducibilità termica e quindi il miglioramento della conduzione in una soluzione con nanofluidi rispetto ad un fluido convenzionale fosse il moto Browniano. Mentre la relativa dipendenza anche sul meccanismo convettivo è ancora oggetto di studio sulla nano-scala.

Il caso che si vuole esaminare in questa tesi è l'utilizzo di nanofluido come miglioramento del rendimento di un collettore solare piano. La trattazione si concentrerà sulle principali proprietà che interessano il fenomeno fisico che andremo a studiare e successivamente ne descriverà il tipo di esperimento che è stato fatto, con le conseguenti conclusioni sui risultati ottenuti.

5.2 Introduzione ai nanofluidi

La ricerca continua di nuovi modi di sfruttare le proprietà fisiche della materia ha portato alla scoperta dei nanofluidi nei primi anni '90. In particolare si sa che la materia sulla nanoscala si comporta in modo differente rispetto alla macroscala. Vi sono alcune proprietà dei materiali che diventano molto interessanti solo se studiate su una scala e quindi su un ordine di grandezza diverso di dimensione. Per questo motivo si è lavorato molto sul capire come questo possa portare benefici a livello di miglioramento di proprietà fisiche quali la conducibilità termica, elettrica o altre simili. Ma prima di continuare oltre nella trattazione è bene spiegare cosa sia un nanofluido.

Un **nanofluido** è un fluido all'interno del quale sono disperse omogeneamente delle **nano-particelle** che hanno un diametro medio dell'ordine di $1 - 100\mu m$.

Questa soluzione presenta migliori proprietà termofisiche rispetto al fluido originario e ciò ha aperto nuove frontiere sull'ottimizzazione di impianti energetici con l'utilizzo di tali tecnologie.

5.2.1 Composizione di un nanofluido

I nanofluidi si presentano sotto forma di un insieme di tre basi distinte che si possono riassumere in: fluido base, nano particelle e surfattanti [7].

Ecco come si presenta una tipica scomposizione degli elementi fondamentali alla base dell'ingegnerizzazione di un nanofluido.

Fluidi base:

- Acqua;
- Glicoli etilenici e altri fluidi;
- Oli e lubrificanti;
- Bio-fluidi;
- Alcune soluzioni polimeriche;

Nanoparticelle:

- Ossidi ceramici quali Al_2O_3 e CuO ;
- Carburi metallici come SiC ;
- Metalli come Al e Cu ;
- Nitruri come AlN e SiN ;
- PCM
- Non metalli come grafite e nanotubi di carbonio;

- Layered come $Al + Al_2O_3$ o $Cu + C$;

Surfattanti (o tensioattivi):

- Non ionici come alcoli a lunga catena e sono generalmente indicati come "Bismute Active Substances";
- Cationici come alchil-ammina e morfolina;
- Anionici come fosfati e solfati;
- Anfoteri come la cocco-ammidopropil-betaina o gli acidi amminocarbossilici;

5.2.2 Preparazione del nanofluido

L'esigenza fondamentale nel creare un nanofluido è quella di creare una soluzione colloidale stabile ed omogenea, che consenta di avere una ripetibilità ed una certa affidabilità nei dati sperimentali che si ottengono da campagne di test.

Vi sono due tecniche principali su cui ci si basa per la realizzazione di tale soluzione.

- Metodo **two step**: consiste nel disperdere fisicamente le nanoparticelle nei fluidi base tramite forte agitazione meccanica con ultrasuoni a bassa energia, omogeneizzazione ad alta pressione e/o ballmilling. Questo metodo è adatto nel caso di nanoparticelle di ossidi, mentre non è altrettanto efficace per quelle di metallo a causa della loro maggior tendenza a creare agglomerati (o clustering), con conseguenti effetti negativi sulle proprietà del nanofluido.
- Metodo **one step**: consiste nel far avvenire simultaneamente la sintesi e la dispersione delle nanoparticelle del fluido base. A tale scopo sono possibili diverse tecniche, come ad esempio la dispersione di vapore generato in matrice metallica con fluidi a bassa tensione di vapore, processi fisici di macinazione ad umido con macine sferiche, riduzione chimica per la produzione di particelle metalliche direttamente nel fluido base, ablazione con laser ottico in liquido. In ogni caso per assicurare che la soluzione sia stabile potrebbero rendersi necessari, come abbiamo descritto in precedenza, l'utilizzo di disperdenti o surfattanti che tengano le nanoparticelle disperse nella soluzione.

Le criticità maggiori che risiedono nell'utilizzo dei nanofluidi sono innanzitutto la capacità non trascurabile di creare agglomerati che fanno perdere alcune tra le proprietà fondamentali del nanofluido stesso in quanto aumenta in maniera considerevole il diametro medio delle nanoparticelle, che, addensandosi tra loro, perdono le proprietà fisiche specifiche della nano-scala.

Un'altro concetto importante da illustrare è la tossicità degli elementi che si

prendono in considerazione per la creazione di nano-particelle in soluzione. Spesso questi ossidi metallici o particelle di carbonio se disperse in atmosfera possono recare danni alla salute umana in quanto hanno una dimensione nell'ordine di $1 - 100\mu m$ e, come il particolato, possono provocare patologie più o meno gravi alle vie respiratorie.

Infine le nanoparticelle sono instabili e tendono a non disperdersi omogeneamente in soluzione e questo può provocare perdite di efficienza dal punto di vista fisico del problema che si vuole analizzare. Un tipico esempio possono essere l'aumento di perdite per pressione nelle condotte dovuto ad una distribuzione non omogenea del fluido. Per ovviare infatti a quest'ultimo punto si usano, come elencato in precedenza, i cosiddetti "surfattanti" che hanno il compito di omogeneizzare la dispersione delle particelle nel fluido e di evitare il più possibile la nascita di precipitati e altri fattori problematici causa di criticità per il nano-fluido.

5.3 Proprietà dei nanofluidi

Nello studio del fenomeno fisico che si vuole esaminare occorre identificare le principali proprietà dei nanofluidi che servirà sapere per la giustificazione dei fenomeni fisici che si vogliono osservare. Si vuole osservare come la radiazione nel mezzo partecipante in movimento (il nanofluido) interagisca con esso e crei effetto utile che viene asportato dal fluido termovettore che è il nanofluido stesso. In particolare si vuole osservare come questo tipo di fenomeno trasformi la conversione di energia solare sottoforma di irradianza da superficiale a volumetrica.

I collettori piani, ad esempio quelli con superficie selettiva, che sono i più utilizzati in commercio, hanno la caratteristica di assorbire la radiazione solare sulla superficie della piastra captante che si scalda e per conduzione abbiamo lo scambio di calore tra fluido termovettore e piastra. Il profilo di temperatura, guardando la sezione del collettore, sarà di tipo lineare siccome il fenomeno prevalente è quello conduttivo.

Diverso è il caso per cui si studia il confronto. Infatti in un collettore volumetrico la radiazione non scalda soltanto la superficie, ma penetra nel fluido termovettore (che è il nanofluido), interagisce con esso ed il fenomeno dominante non è più quello di tipo conduttivo. Entra qui in gioco lo scambio radiativo tra le diverse nano-particelle sospese in soluzione, la loro assorbanza ed il libero cammino medio della luce prima di essere totalmente assorbita lontano dal punto di contatto della superficie captante.

Lo studio di tutti questi fenomeni vuole mettere in luce che vi è un miglioramento dell'efficienza di un collettore del secondo tipo (volumetrico), a scapito di uno del primo tipo (superficiale).

5.4 Ottica dei nanofluidi

Una nanoparticella dispersa nel fluido base viene considerata come un corpo nero, con tutte le proprietà fisiche che le si possono associare.

Innanzitutto è bene definire come la radiazione si comporta interagendo con la materia.

La radiazione elettromagnetica che si presenta sottoforma di fotoni ha la caratteristica di interagire con la materia in tre modi principali, per i quali viene definito un parametro che ne indica la probabilità che tale evento accada e quindi ne evidenzia la caratteristica fisica:

- La radiazione incidente viene assorbita e si definisce l'assorbanza che è la frazione di radiazione incidente assorbita dal materiale investito da tale radiazione, α ;
- La radiazione incidente viene riflessa e si definisce quindi il fattore di riflessione che indica la frazione di radiazione riflessa dalla superficie investita, ρ ;
- Infine si ha il comportamento fisico per cui la radiazione viene trasmessa e passa attraverso la materia con cui interagisce, viene perciò definita la trasmittanza, τ .

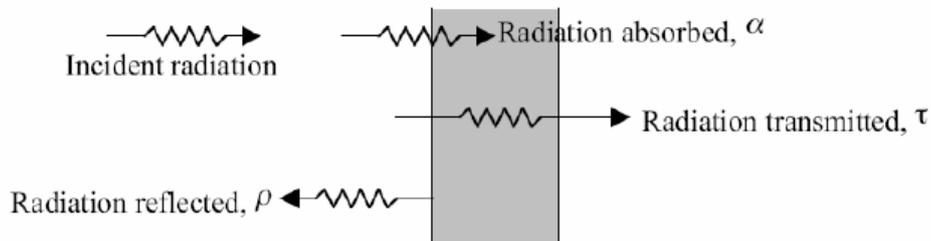


Figura 39: Interazione della radiazione incidente con la materia

Viene inoltre definito un ulteriore coefficiente che indica la frazione di radiazione emessa da un corpo investito da una certa radiazione e si definisce con l'equazione:

$$\epsilon = \frac{E}{E_b} \quad (50)$$

Dove E è la radiazione emessa dal corpo reale ad una certa temperatura T , mentre E_b è la radiazione emessa teorica da un corpo nero alla stessa T .

I valori di emissività dei materiali possono variare molto a seconda del tipo di materiale che prendiamo in considerazione, dalle superfici nere alle superfici riflettenti.

L'equazione precedente non è altro che il preludio alla legge di Kirchoff che segue.

$$\frac{E}{E_b} = \epsilon = \alpha \quad (51)$$

L'equazione di Kirchoff infatti spiega il fenomeno secondo il quale i i corpi definiti come "buoni assorbitori" sono anche buoni "emettitori". Questa condizione però diventa vera in qualsiasi caso in cui i parametri di assorbanza ed emissività dipendano dalle proprietà stesse della superficie, ovvero nel caso di un **corpo grigio**:

$$\begin{cases} \alpha = \alpha_\lambda; \\ \epsilon = \epsilon_\lambda; \end{cases} \rightarrow \alpha_\lambda = \epsilon_\lambda \quad (52)$$

Una volta capito i 3 tipi di interazione che la radiazione ha con la materia si può procedere con l'analizzare le equazioni che regolano i fenomeni radiativi che interessano il caso della nostra analisi.

Viene quindi definita la potenza emissiva spettrale emisferica nel vuoto riferita ad un corpo nero ad una certa lunghezza d'onda e temperatura (o meglio chiamata come ditribuzione spettrale della potenza emissiva di Planck)[29]:

$$e_\lambda^n(T, \lambda) = \frac{2\pi c^2 h}{\lambda^5 [\exp(\frac{hc}{\lambda k_B T}) - 1]} \quad (53)$$

Dove \mathbf{c} è la velocità della luce nel vuoto, \mathbf{h} è la costante di Planck e λ è la lunghezza d'onda della radiazione che si considera. L'equazione per valori di "c" lontani da quelli della luce nel vuoto deve essere modificata tenendo conto dell'indice moltiplicativo di rifrazione.

Viene inoltre definita la grandezza dell'intensità spettrale della radiazione e l'intensità totale radiazione di un corpo nero che non è altro che l'integrale dell'intensità spettrale integrata nel rispettivo range di lunghezze d'onda.

Definendo $i_{\lambda,b}(\lambda)$ come "intensità spettrale della radiazione" avremo che l'intensità totale di radiazione sarà pari a:

$$i_b = \int_0^\infty i_{\lambda,b}(\lambda) d\lambda \quad (54)$$

Dove, risolvendo l'integrale ed utilizzando la costante di Stefan-Boltzmann (σ) si ottiene:

$$I_b = \frac{\sigma}{\pi} T^4 \quad (55)$$

Quindi la risultante potenza emissiva totale di un corpo nero sarà data dall'equazione di Stefan-Boltzmann:

$$e_b = \int_0^\infty e_{\lambda,b}(\lambda) d\lambda = \int_0^\infty \pi i_{\lambda,b}(\lambda) d\lambda = \pi i_b = \sigma T^4 \quad (56)$$

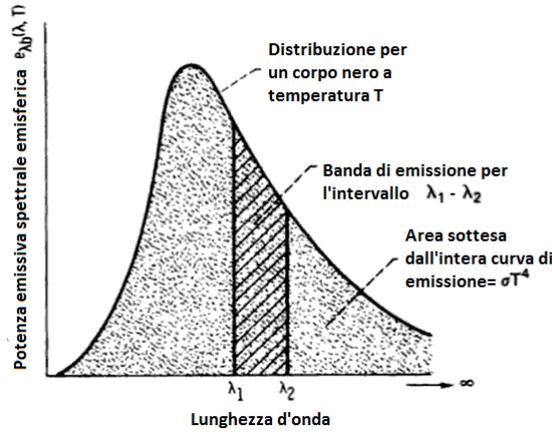


Figura 40: Emissione dell'energia nello spettro delle lunghezze d'onda [30].

Avendo definito in modo integrale le principali grandezze della radiazione elettromagnetica, possiamo così ridefinire le proprietà delle superfici non-nere enunciate in precedenza, in particolare concentrandoci sulle definizioni di emissività ed assorbanza. Possiamo dunque ricavare l'emissività da una serie di passaggi:

$$e_{\lambda}(\lambda, T) = \int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} i_{\lambda}(\lambda, \theta, \varphi, T) \cos\theta \sin\theta d\theta d\varphi = \int_{\Omega} i_{\lambda}(\lambda, \theta, \varphi, T) \cos\theta d\omega \quad (57)$$

Quindi abbiamo che:

$$e_{\lambda}(\lambda, T) = i_{\lambda,b}(\lambda, T) \int_{\Omega} \epsilon_{\lambda}(\lambda, \theta, \varphi, T) \cos\theta d\omega \quad (58)$$

Grazie alla quale otteniamo l'emissione spettrale emisferica:

$$\epsilon_{\lambda}(\lambda, T) = \frac{e_{\lambda}(\lambda, T)}{e_{\lambda,b}(\lambda, T)} = \int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} \epsilon_{\lambda}(\lambda, \theta, \varphi, T) \cos\theta \sin\theta d\theta d\varphi \quad (59)$$

Mentre l'emissione emisferica totale non è altro che l'integrale di quanto appena ricavato su tutte le lunghezze d'onda. Quindi avremo:

$$\epsilon(T) = \frac{e(T)}{e_b(T)} = \frac{\int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} [\int_0^{\infty} \epsilon_{\lambda}(\lambda, \theta, \varphi, T) i_{\lambda,b}(\lambda, T) d\lambda] \cos\theta \sin\theta d\theta d\varphi}{\sigma T^4} \quad (60)$$

Che, riscritta in una forma più comoda risulta:

$$\epsilon(T) = \frac{1}{\pi} \int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} \epsilon(\theta, \varphi, T) \cos\theta \sin\theta d\theta d\varphi \quad (61)$$

Con passaggi simili ed integrando l'equazione dell'energia assorbita, si ottengono le definizioni di assorbanza emisferica spettrale e totale, indicando che l'assorbanza sia di fatto la frazione di radiazione assorbita dalla superficie

per qualsiasi lunghezza d'onda e per qualsiasi direzione.
Viene quindi definita l'assorbanza totale emisferica come:

$$\alpha(T) = \frac{\int_{\Omega} \alpha(\theta, \varphi, T) i_i(\theta, \varphi) \cos\theta d\omega}{\int_{\Omega} i_i(\theta, \varphi) \cos\theta d\omega} \quad (62)$$

Di conseguenza valgono ciò che si è osservato prima con le Leggi di Kirchhoff sull'uguaglianza di emissività ed assorbanza nelle condizioni indicate.

Definite queste proprietà principali si può andare avanti nella trattazione introducendo l'equazione che descrive il fenomeno che si vuole osservare.

Il caso in esame si può intendere come trattabile nel campo di fenomeni di "irraggiamento nei mezzi partecipanti". Nel caso attuale il coefficiente di assorbimento assume un'ulteriore definizione, più specifica, legata alle condizioni al contorno che vengono ora analizzate.

Infatti nel caso di un'intensità spettrale I_{η} ad una distanza ds la **radiazione incidente**, definita in unità di misura come $\frac{W}{m^2}$ per unità di lunghezza d'onda in m^{-1} , viene **attenuata** dall'assorbimento [31] da:

$$(dI_{\eta})_{\text{assorbimento}} = -k_{\eta} I_{\eta} ds \quad (63)$$

Dove $k = \frac{1}{\lambda}$, k è il coefficiente di assorbimento spettrale; il caso in cui abbiamo un valore di $k_{\eta} = \text{cost}$ lo si trova per un corpo grigio.

$$(dI_{\eta})_{\text{scattering}} = -\sigma_{\eta} I_{\eta} ds \quad (64)$$

Dove σ_{η} è il coefficiente spettrale di trasmittanza.

Infine si definisce "coefficiente di estinzione" β_{η} la somma dei termini di assorbimento e trasmittanza. L'equazione che ne consegue è la seguente:

$$\beta_{\eta} = k_{\eta} + \sigma_{\eta} \quad (65)$$

La definizione appena enunciata di coefficiente d'estinzione nello studio delle proprietà ottiche dei nanofluidi è essenziale poichè è proprio quel parametro cui andremo a vedere l'evoluzione nello spettro delle lunghezze d'onda da cui è caratterizzato per fare un confronto dell'assorbimento di nanofluidi con altri tipi di fluidi e capire quale tra questi interagisce in modo migliore con la radiazione incidente.

In seguito si può definire un altro parametro (adimensionale) importante che indica la penetrazione della radiazione nella materia e viene definita come "spessore ottico" ed indicato come:

$$\tau_{\eta} = \int_0^S \beta_{\eta} ds \quad (66)$$

A seconda del valore di τ io posso avere delle definizioni diverse del mezzo attraversato dalla radiazione ed infatti avremo che:

- per $\tau \ll 1$ il mezzo attraversato dalla radiazione si dice "otticamente sottile" e la risoluzione dell'equazione della radiazione corrispondente risulterà semplificata;
- per $\tau \gg 1$ il mezzo attraversato dalla radiazione viene detto "otticamente denso" il che significa un aumento di difficoltà nell'equazione della radiazione che governa il fenomeno che si presenta sotto forma differenziale.
- $\tau \sim 1$ il mezzo non è ne otticamente denso ne otticamente sottile e l'equazione da risolvere si trasforma in un'espressione integro-differenziale.

Combinando le varie equazioni si ottiene rapidamente anche l'espressione per l'emissività:

$$\varepsilon_\eta = \frac{I_\eta}{I_{eta,b}} = 1 - e^{-\tau_\eta} \quad (67)$$

Ricordando sempre la legge fondamentale secondo la quale:

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (68)$$

La grande differenza tra il fenomeno dello scattering e dell'emissione è che nello scattering vi è un aumento dell'intensità I di radiazione come risultato derivato dalla radiazione che collide e cambia direzione, mentre per quanto riguarda il fenomeno di emissione viene emessa (creata) una nuova radiazione. Infatti l'emissione è isotropica, ovvero è la stessa in tutte le direzioni, mentre lo scattering dipende dalla direzione in cui viaggia la radiazione.

Una volta capito questo tipo di fenomeni che sta alla base dell'interazione della radiazione con il mezzo che viene attraversato dalla stessa possiamo vedere l'equazione della radiazione completa di tutti i termini che abbiamo esaminato fino ad ora, per vedere in che maniera essi pesino su tale espressione.

L'effetto quindi dell'emissione, dell'assorbimento e dello scattering sull'intensità della radiazione spettrale, nella direzione di un vettore \hat{s} è:

$$\frac{dI_\eta}{\tau_\eta} = -I_\eta + (1 - \omega_\eta)I_{b,\eta} + \frac{\omega_\eta}{4\pi} \int_{4\pi} I_\eta(\hat{s}_i) \Phi_\eta(\hat{s}_i, \hat{s}) d\Omega_i \quad (69)$$

Dove l'equazione appena descritta è detta "equazione radiativa della trasmissione del calore" ed il coefficiente ω_η viene definito come **albedo** dalla seguente:

$$\omega_\eta = \frac{\sigma_{s,\eta}}{k_\eta + \sigma_{s,\eta}} = \frac{\sigma_{s,\eta}}{\beta_\eta} \quad (70)$$

Gli approcci che si usano per la risoluzione della RTE (69) sono diversi, poichè non è semplice trattare un problema del genere a causa dello scattering che spesso non è isotropo, e le geometrie in gioco sono complesse. Perciò alcuni tra i metodi tradizionali per la risoluzione di tale equazione sono:

- Metodo dell'approssimazione discreto-ordinata (S_n), che consiste nell'utilizzo di integrali approssimati a delle somme pesate che tengano in considerazione del fenomeno di scattering.
- Metodo dell'approssimazione differenziale (P_N), che consiste nell'utilizzo di serie trascendentali di certe funzioni trascendentali come approssimazione dell'intensità radiativa.
- Approccio statistico che consiste dell'utilizzo del Metodo di Montecarlo che permette una simulazione statistica del fenomeno esaminato.

I diversi approcci, escluso quello statistico, sono figli di una fisica del fenomeno diverso e vi sono approcci particolari che sono utili per determinate condizioni di proprietà della materia interessata dalla radiazione, tipologia di superficie e dalla presenza o meno di scattering o assorbimento.

5.5 Ricevitori solari con nanofluidi

L'oggetto di studio sperimentale in questa trattazione è, a parità di condizioni ambientali, il confronto di due tipi di collettori, quello superficiale piano tradizionale ricoperto su piastra captante da una superficie selettiva e quello volumetrico piano caratterizzato dalla presenza di nanofluido come fluido termovettore ed assenza di una piastra captante selettiva.

In letteratura si è visto che il profilo di temperatura in un confronto tra collettore superficiale e volumetrico cambia sensibilmente da un caso all'altro, essendo il fenomeno considerato diverso.

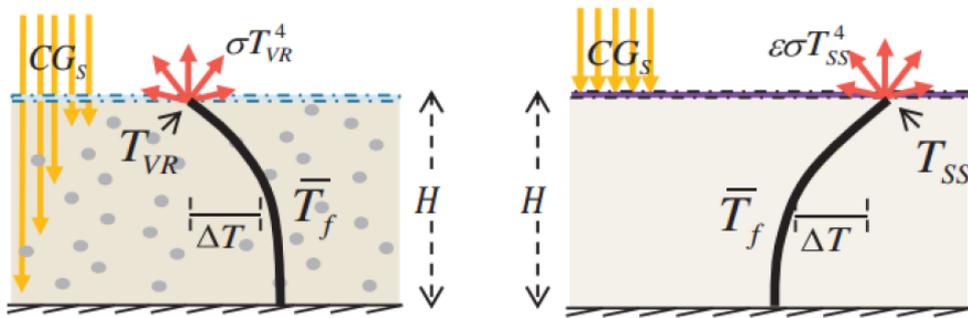


Figura 41: Confronto tra collettori solari superficiali (a) e volumetrici (b) [32].

Come si può vedere dal confronto delle due figure il profilo di temperatura nel caso del ricevitore solare risulta con il massimo proprio nel punto di contatto della superficie del materiale selettivo con il fluido termovettore. Per quanto riguarda il ricevitore con il nano-fluido invece avviene un'inversione del profilo di temperatura e come si può notare il massimo si sposta all'incirca sulla mezzaria dello spessore della soluzione con il nano-fluido. Ciò è giustificato dal fatto che per quanto riguarda il ricevitore superficiale il fluido è a diretto contatto con la piastra che scalda così l'HTF (Heat Transfer Fluid) con un meccanismo puramente conduttivo, perciò il profilo di temperatura è anche più lineare. Nel ricevitore volumetrico invece il calore essendo assorbito direttamente dalle particelle crea un termine Q di generazione volumetrica interna di calore che rende il profilo di temperatura simil parabolico e di fatto, considerando anche le perdite emissive, la temperatura massima risulta spostata rispetto al punto di contatto con il vetro superficiale.

Quest'analisi è stata condotta su un confronto di ricevitore superficiale e volumetrico ad una temperatura media del fluido di 1000 K [32] e quindi non sono applicabili le stesse condizioni nella seguente trattazione, siccome si considererà un'applicazione con ricevitori a "bassa" temperatura. Il modello fisico da cui si prende spunto però è simile e perciò ci si aspetta di avere riscontri sperimentali quanto meno avvicinabili coi risultati attesi dalle analisi sul confronto ad elevate temperature.

La criticità nel confronto delle due tipologie di ricevitori nasce dall'esigenza di capire e stimare quanto siano esattamente performanti le nanoparticelle in un utilizzo tecnologico del genere. Uno dei punti cardine dell'analisi infatti si basa sul verificare a livello sperimentale se l'efficienza di conversione energetica dei due collettori a parità di condizioni esterne sia migliore nel caso del ricevitore volumetrico.

Vengono condotti poi dei calcoli a livello di post-processing dei dati che danno informazione dei meccanismi di perdita per conduzione, convezione e radiativa per entrambi i collettori. Questo servirà per giustificare un'eventuale differenza in termini di performance dei due tipi di tecnologia e sarà utile nel definire quanto effettivamente siano importanti le perdite di tipo convettivo od emissivo, rispetto a quelle di tipo conduttivo.

Prima di partire con il set up sperimentale e con la descrizione delle varie fasi dell'esperimento è bene definire le proprietà del nanofluido esaminato nel caso del ricevitore volumetrico e della superficie selettiva per il ricevitore superficiale.

5.5.1 Superficie selettiva in TiNOX

E' stata considerata una **superficie selettiva** della Solar Almeco con brevetto TiNOX. La superficie è costituita da un doppio strato metallico (in rame Cu o alluminio Al) che si può applicare in copertura al collettore, tra esso e lo spessore di vetro della piastra.

I dati tecnici TiNOX della superficie selettiva vengono elencati in questo modo:

- $\alpha = 0.94$;
- $\varepsilon = 0.04$
- range di assorbanza: $0.3\mu m < \lambda < 2.5\mu m$
- range di emissività: $2.5\mu m < \lambda < 50\mu m$

Il brevetto della superficie selettiva consiste in un'elevata assorbanza per lunghezze d'onda nell'ultravioletto e del visibile con conseguente bassa riflessione in tale range di lunghezze d'onda. Inoltre vi è una scarsa assorbanza nelle lunghezze d'onda oltre i $2.5\mu m$ con conseguente elevata riflessione nell'IR (infrarosso). Questo fa sì che il ricevitore riesca ad assorbire nell'intervallo di lunghezze d'onda in cui la radiazione incidente ha il picco, ovvero proprio nella fascia di $0.2\mu m < \lambda < 2.5\mu m$ e che riesca ad avere bassi valori di emissione della radiazione ($\varepsilon = 0.04$). In questo modo, dai dati di progetto che si ricavano dal costruttore si riesce a convertire il 90% dell'energia captata in calore.

Dalla **68** io ho il bilancio dei termini di assorbimento, trasmissione e riflessione della radiazione, che, nel caso della piastra a superficie selettiva TiNOX

considerata si riduce a:

$$\rho + \alpha = 1 \quad (71)$$

Ovvero la superficie che si tratta in questo caso viene considerata come corpo opaco, a trasmittanza nulla ($\tau = 0$).

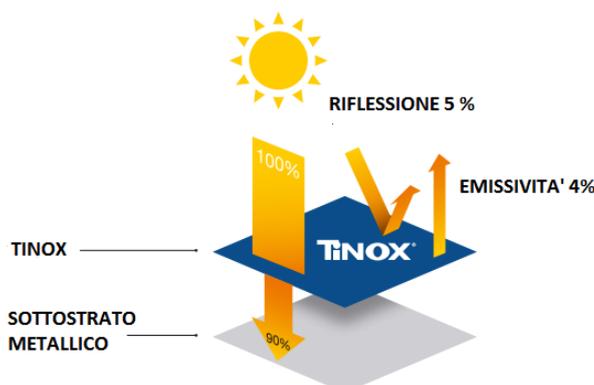


Figura 42: Schema di bilancio dei flussi principali per la piastra con tecnologia TiNOX della Solar Almecco [33].

Lo schema semplificato dei principali flussi energetici della piastra captante definisce bene il flusso di calore disponibile al fluido termovettore, senza però entrare nel dettaglio delle dispersioni termiche che interessino il collettore accoppiato al fluido stesso. L'immagine è indicativa soltanto per il funzionamento della superficie selettiva e delle sue proprietà ottiche.

5.5.2 Nanofluido utilizzato

Per le prove sperimentali si è usato un nanofluido tale che non fosse di elevato costo di produzione e non fosse tossico se disperso in ambiente ed il giusto risultato del compromesso che rispettasse queste caratteristiche e che allo stesso tempo avesse ottime proprietà ottiche è stato la scelta per un nanofluido di tipo organico.

Per la produzione di questo è stato rispettato un protocollo che delinea bene quali sono i componenti della ricetta e ne identifica le proporzioni in % utilizzate.

Il protocollo utilizzato per produrre il nanofluido a base organica è elencato nella forma sottostante:

- 2 ppm C_uSO_4 ;
- 92g di acqua dentro due tazze di "moka";
- 2x7.25 g di caffè Arabica;

- 30% glicerolo

Il nanofluido è stato prodotto al dipartimento di scienze e tecnologie applicate (DISAT) del Politecnico di Torino dal prof. M. Pavese e da L. Lavagna. Il processo segue delle fasi ben precise che partono dal diluire 2ppm di $CuSO_4$ in acqua pura (questo avviene per evitare la formazione di muffe nella soluzione) e procede nel versare questa soluzione di acqua e rame all'interno di due tazze di moka. In seguito viene aggiunto del caffè Arabica pari a 7.25g. Il caffè quindi viene riscaldato ed una volta pronto vi si aggiungono altri 7.25g di caffè arabo e viene rifatta la procedura per fare di nuovo il caffè, questa volta con una concentrazione di caffè più elevata data l'aggiunta di altro caffè nella moka. Una volta terminata questa procedura viene aggiunto in % volumica un 30% di glicerolo. Ora la soluzione a base di caffè è pronta e sarà il nanofluido che si potrà utilizzare nelle prove sperimentali. La soluzione base la considereremo come avente $f_v = 100\%$, ovvero frazione volumetrica massima, siccome poi si andrà a fare uno studio sulle diverse concentrazioni di nanofluido con le quali si possono ottenere migliori performance dal punto di vista energetico.

Le proprietà ottiche del nanofluido sono state testate nel dipartimento di Ottica presso l'università di Firenze dalla Dott.ssa Sani e dal suo gruppo di lavoro.

Sono state misurate le principali proprietà ottiche ed in particolare è stata ricavata la curva caratteristica del coefficiente di estinzione spettrale al variare della lunghezza d'onda del nanofluido organico confrontato con diverse altre tipologie di nanofluidi.

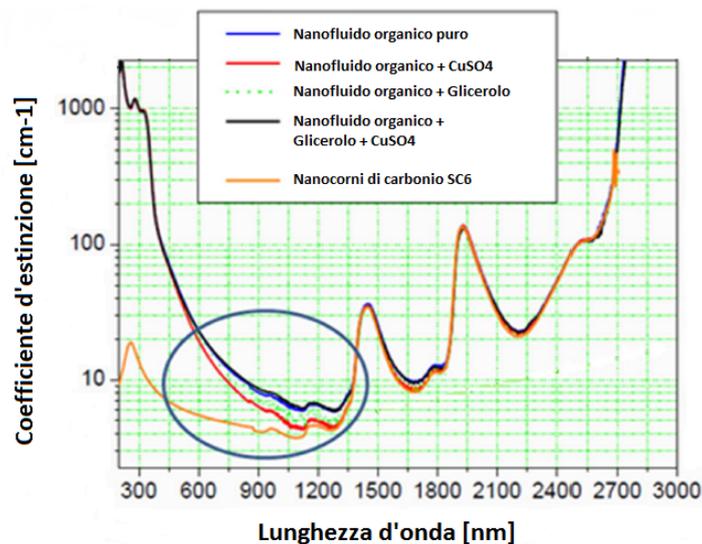


Figura 43: Coefficiente d'estinzione per diversi nanofluidi in confronto [34].

Nel grafico viene ben illustrato come il coefficiente d'estinzione del nanofluido organico e glicerolo ⁷ sia più elevato per l'intero spettro di lunghezze d'onda considerato e quindi si suppone che dia maggior resa in termini energetici nei risultati sperimentali. In particolare il coefficiente d'estinzione totale si ottiene come integrale della curva sull'intero spettro e si ottiene la seguente equazione:

$$\beta = \frac{\int_{300}^{2700} I_{\lambda} \beta_{\lambda} d\lambda}{\int_{300}^{2700} I_{\lambda} d\lambda} \simeq 43.00 \text{ cm}^{-1} \quad (72)$$

L'equazione appena descritta è riferita ad un valore di irradianza standard di $1000 \frac{W}{m^2}$ ed utilizzando l'equazione della probabilità che ha una particella di attraversare un tratto x prima di essere assorbita (considerando lo scattering nullo), si ottiene la frazione F di radiazione solare assorbita dalle particelle per una determinata lunghezza di nanofluido in cui la radiazione passa [34]:

$$F(x) = 1 - \frac{\int_{300}^{2700} I_{\lambda} e^{-\alpha_{\lambda} x} d\lambda}{\int_{300}^{2700} I_{\lambda} d\lambda} \quad (73)$$

Si ricava quindi che, a seconda delle proprietà ottiche delle particelle che stiamo trattando, il libero cammino medio della radiazione incidente è più o meno elevato. In particolare la frazione di radiazione assorbita per un cammino di $2mm$ nel caso del nanofluido organico e glicerolo utilizzato è di circa il 90% ($F(2mm) \simeq 90\%$). Ciò vuol dire che basta una profondità del canale di passaggio del nanofluido per "catturare" circa il 90% della radiazione solare incidente. Per la realizzazione delle prove sperimentali si è pensato di testare il nanofluido in 3 differenti concentrazioni. Dato che differenti livelli di concentrazione del nanofluido, espressa in frazione volumetrica (f_v), provocano una variazione delle proprietà ottiche dello stesso, si è voluto verificare quale fosse la scelta migliore in termini di resa energetica.

In particolare abbiamo utilizzato **C1**, **C2** e **C3**, che valgono rispettivamente per $f_{v,C1} = 100\%$, $f_{v,C2} = 10\%$ e $f_{v,C3} = 1\%$, dove le percentuali indicano la frazione di nanofluido presente espressa in volume (ml) sul nanofluido base totale.

Facendo evaporare il nanofluido e pesando tramite una bilancia elettronica il residuo di precipitato rimanente delle nanoparticelle si ottengono delle concentrazioni specifiche di:

$$C(fv) = \begin{cases} C_1 = 56.17[\frac{g}{l}] \\ C_2 = 5.62[\frac{g}{l}] \\ C_3 = 0.56[\frac{g}{l}] \end{cases} \quad (74)$$

Successivamente sono state analizzate le proprietà termofisiche del nanofluido ricavando la proprietà più importante per i calcoli che si dovranno eseguire. Si è quindi ricavata l'equazione caratteristica del calore specifico del

⁷Il test eseguito al dipartimento di ottica (FI) è stato reso possibile grazie all'utilizzo di uno spettrofotometro capace di misurare il coefficiente d'estinzione delle varie soluzioni testate.

nanofluido misurato sperimentalmente nel laboratorio del DISAT da un calorimetro a scansione differenziale (DSC). Il calore specifico del nanofluido risulta approssimato molto bene alla seguente:

$$C_{p,nano} = 9.64T + 3499.10\left[\frac{kJ}{kgK}\right] \quad (75)$$

Mentre l'equazione del calore specifico dell'acqua che si considera approssimato risulta essere:

$$C_{p,H_2O} = 0.01T^2 - 0.93T + 4197.10\left[\frac{kJ}{kgK}\right] \quad (76)$$

Entrambe le equazioni si riferiscono ad un range di temperatura compreso tra i $10^\circ C$ e gli $80^\circ C$ per una pressione atmosferica pari a quella ambiente, pari ad 1 atm.

5.6 Set-up e campagne sperimentali

Sono stati confrontati in parallelo i due collettori, uno volumetrico con il nanofluido che fa da fluido termovettore, e l'altro superficiale con superficie selettiva in TiNOX. E' stato creato un circuito chiuso tale che si potessero acquisire i dati di temperatura in entrata ed in uscita da entrambi i collettori, e che si potessero registrare i valori di irradianza incidente sulle superfici. Si procede con la descrizione del set up sperimentale e degli strumenti di misura e di processo che sono stati utilizzati per registrare i dati e la loro relativa incertezza.

- 2x Prototipi 3D di collettori solari in plastica ABS;
- Pompa peristaltica BTS100 a portata variabile con range $0.00011 - 720 \frac{ml}{min}$;
- Tubi in silicone del diametro di $5mm$;
- 2x baker di capacità di $600ml$;
- Serbatoio di raffreddamento dei fluidi da ~ 5 litri;
- Vetro borosilicato da Borofloat⁸ che viene messo come copertura ad entrambi i prototipi;
- Piranometro LP Pyra 08 BL;

⁸Il vetro scelto in questo caso è di tipo basso-emissivo, con una trasmittanza elevatissima nel range delle lunghezze d'onda per cui siamo interessati a studiare il fenomeno. Per completezza si riporta il grafico della trasmittanza al variare della lunghezza d'onda per diversi valori di spessore di vetro borosilicato Borofloat.

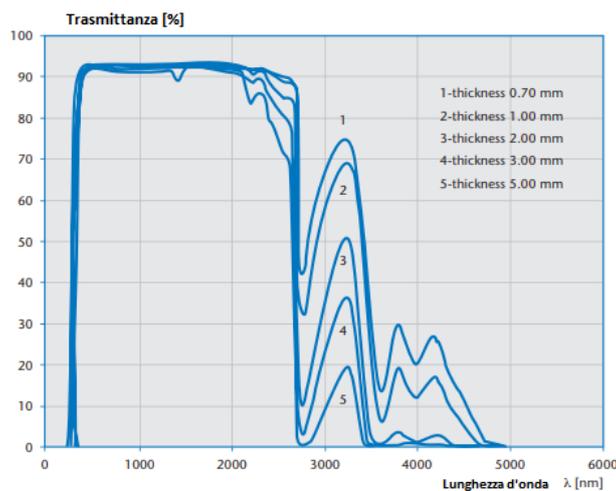


Figura 44: Trasmittanza spettrale al variare dello spessore del vetro [35].

- Sistema di acquisizione dati DAQ NI-9213;
- 6x termocoppie di tipo RS-K con incertezza di $\pm 0.15^\circ C$;
- Nanofluido come da protocollo con concentrazione C_1, C_2, C_3 ;

Viene creato un circuito chiuso che parte dal prelievo di nanofluido ed acqua della tubazione di mandata rispettivamente del collettore volumetrico e del collettore superficiale. I fluidi vengono prelevati dai loro serbatoi (dai bakers) tramite una pompa peristaltica che può lavorare in parallelo con due prelievi nello stesso momento, con l'installazione di due tubature in parallelo che sfruttano il meccanismo di pompaggio a vuoto della pompa per far passare i fluidi nelle condotte. La velocità nella pompa si può impostare in "rpm" (giri al minuto) che, tramite un calcolo di controllo si trasforma in $\frac{ml}{min}$. L'incertezza sulla velocità impostata dalla pompa è del $\pm 0.5\%$.

I due fluidi cominciano a scorrere all'interno dei rispettivi collettori, con la criticità di non avere alcun tipo di perdita dalle tubature o dalla guarnizione a contatto tra i bordi del vetro del collettore e la copertura del collettore.

Le termocoppie vengono applicate prima dell'imboccatura dei collettori e dopo il termine del loro percorso all'interno di essi. Vengono infatti inserite all'interno dei tubi siliconici in prossimità della mezzaria della condotta.

Infine i serbatoi vengono messi all'interno del serbatoio di raffreddamento in modo che questi non abbiano un eccessivo innalzamento della temperatura.

I due prototipi di collettore che sono stati utilizzati sono frutto dello studio di progetto e realizzazione del disegno per mezzo del software SOLIDWORKS (a). Una volta realizzato il disegno viene dato come input con tutti i suoi parametri di progetto alla stampante 3D (b) "Dimension Elite 3D printer" che in 8 ore stampa il modello utilizzando un materiale plastico di tipo ABS (c).

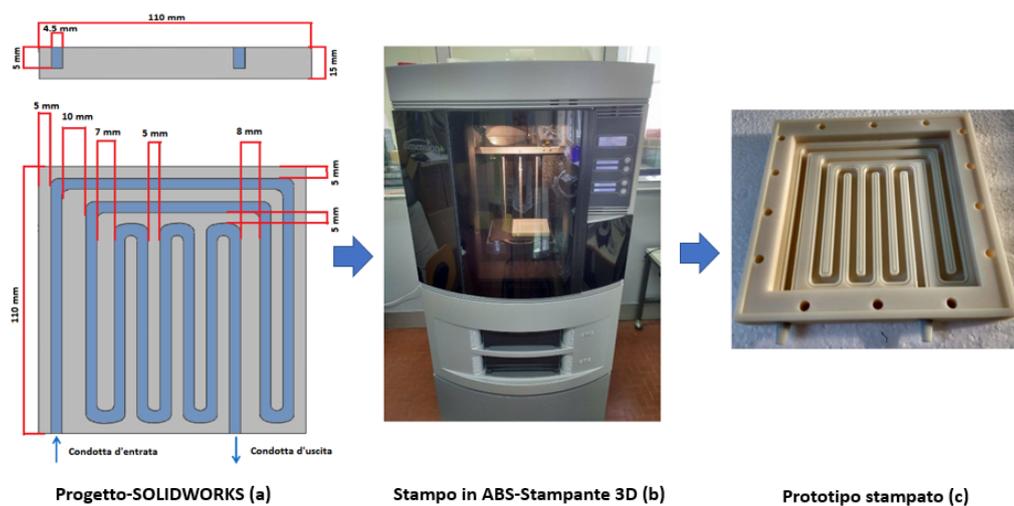


Figura 45: Ciclo di produzione di un prototipo rappresentato nelle sue fasi principali.

In seguito il prototipo viene pulito del negativo risultante dallo stampo e viene ricoperto da uno strato di materiale nano-seal 180 W che diluito con la giusta dose con acqua distillata ha ottime proprietà di impermeabilizzazione della plastica ABS. Infatti uno dei problemi più critici del prototipo è quello di trovare una giusta soluzione in modo che non si abbiano perdite di fluido durante lo svolgimento della prova.

Per ovviare al problema delle perdite si è pensato alla progettazione di una guarnizione che fosse messa tra la copertura (che deve essere avvitata al corpo del prototipo per assicurarsi che non sfugga il vetro borosilicato dalla piastra) e la base della piastra. La guarnizione è realizzata in materiale colla-siliconico (è stato usato del GLS-50 con il 5% di catalizzatore T-30) tale che prende la forma esatta a negativo della copertura in modo che chiudendovi tale guarnizione la probabilità che vi siano fuoriuscite di fluido nel corso delle prove sia nulla.

Viene successivamente realizzato il circuito citato in precedenza in modo che si possa simulare in modo realistico il fenomeno radiativo che si vuole esaminare. Il prototipo è stato creato con una serpentina come percorso che il fluido termovettore deve compiere per poter uscire. Nella distanza ricoperta tra Inlet ed Outlet si crea l'effetto utile desiderato, ovvero l'incremento di entalpia del fluido termovettore. Il circuito pertanto dev'essere impostato in modo tale che si possa misurare il fenomeno in modo sperimentale e si possano acquisire i dati che, una volta elaborati, dovranno giustificare i risultati attesi.

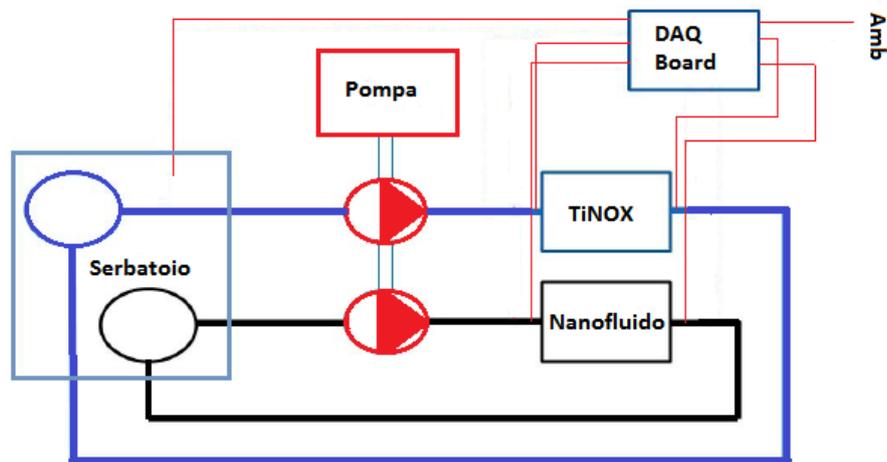


Figura 46: Ciclo di funzionamento del modello sperimentale.

Come si può vedere dalla Fig. 46 vengono illustrati i principali componenti quali i due serbatoi di nanofluido ed acqua che sono all'interno del tank di ricondizionamento, la pompa viene idealmente sdoppiata nel grafico, ma in realtà si tratta della stessa pompa che fa viaggiare in parallelo il circuito dell'acqua e del nanofluido. Infine vi sono i due prototipi nei quali entrano

i rispettivi fluidi termovettori e dai quali escono gli stessi, riscaldati di un certo ΔT dovuto all'effetto utile della radiazione solare incidente sulle due piastre.

Viene visualizzato inoltre il sistema di acquisizione dati, che, come descritto nel set up sperimentale consiste in una DAQ board della National Instrument NI-9213, alla quale sono collegate le termocoppie RS-K che leggono i dati di temperatura ogni 0.5 secondi nei punti segnati nel grafico. Vi è la lettura in contemporanea della temperatura del serbatoio T_{serb} , quella della temperatura ambiente T_{amb} e le più importanti temperature in ingresso ed in uscita dei fluidi termovettori nei rispettivi collettori $T_{TiNOX,in}$, $T_{TiNOX,out}$, $T_{Nano,in}$ e $T_{Nano,out}$. I dati vengono quindi acquisiti su un pc sotto il formato "txt" tramite l'utilizzo di un software che ne permette la registrazione in contemporanea con l'acquisizione da DAQ board.

Successivamente avviene l'elaborazione dei dati tramite appositi fogli di calcolo Excel oppure tramite l'utilizzo di Matlab.

Vi sono state delle campagne in "field", ovvero in campo, utilizzando direttamente la radiazione solare, ed altre che si sono basate sull'utilizzo di una lampada alogena che simulasse lo spettro di irradianza solare, ma non verranno qui trattate le prove in laboratorio con lampada.

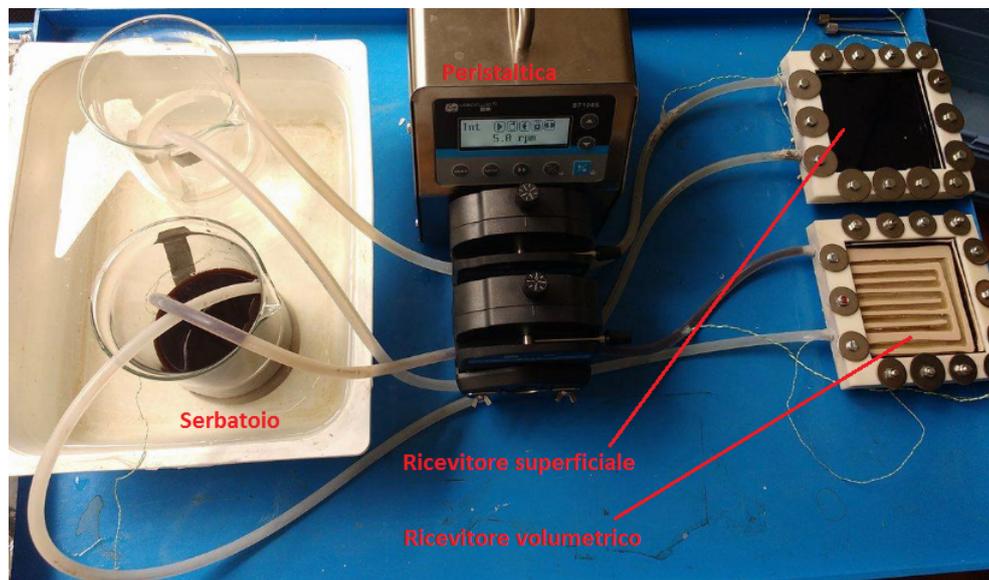


Figura 47: Visualizzazione del setup sperimentale per le prove sul campo.

Nella figura soprastante vi è la visualizzazione di quello che è il banco prove utilizzato per la sperimentazione "in field". Vi manca la DAQ, il pc che utilizza il software per acquisire da DAQ ed il piranometro per acquisire l'irradianza, ma il core dell'esperimento si basa su questi principali componenti del circuito.

5.7 Risultati delle prove sperimentali

Per calcolare l'efficienza di un collettore occorre sapere:

- \dot{m} , la portata massica di fluido che intercorre tra inlet ed outlet del prototipo;
- C_p , calore specifico del fluido utilizzato espresso in $\frac{kJ}{kgK}$;
- $T_{out,f}, T_{in,f}$, le temperature di ingresso ed uscita che come descritto nel setup sperimentale verranno acquisite dalle termocoppie disposte in prossimità dell'entrata e dell'uscita dalla serpentina;
- G_T , ovvero l'irradianza solare incidente misurata tramite il piranometro LP Pyra 08 BL che restituisce il valore sulla DAQ direttamente in $\frac{W}{m^2}$;
- A_c , l'area della piastra del collettore⁹

Le prove sperimentali si basano sull'acquisizione dei dati appena elencati tramite il setup sperimentale descritto che si è utilizzato.

E' bene specificare che alcune grandezze sono state convertite, come la portata di fluido trasportata dalla pompa peristaltica, poichè con questa si può regolare la portata in "rpm", che, considerando il diametro del tubo siliconico e la densità del fluido passante all'interno, va convertita in $\frac{kg}{s}$. Si ottiene così la curva caratteristica della portata al variare del numero di giri della pompa.

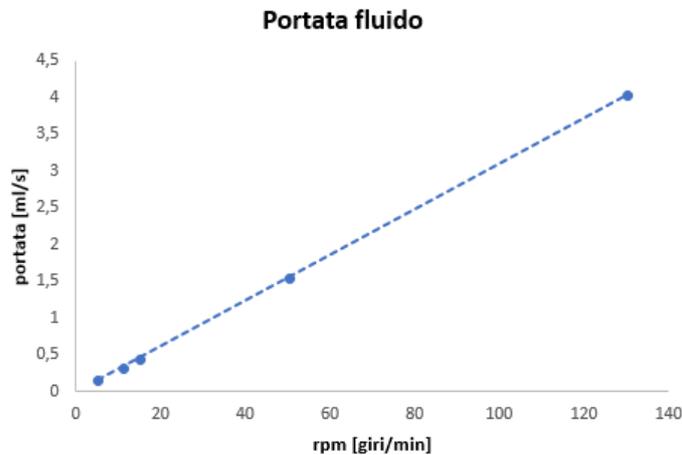


Figura 48: Curva caratteristica peristaltica al variare del numero di giri.

L'equazione caratteristica risulta quindi:

$$\dot{V} = 0.0312rpm - 0.0027 \quad (77)$$

⁹Nel caso dei collettori solari, per convenzione si usa calcolare il valore del rendimento del collettore basato sull'area effettiva della piastra, e quindi non considerando il bordo del telaio contenente la superficie captante.

Mentre abbiamo diversi valori di densità (media) a seconda del tipo di fluido che utilizziamo, che sia esso nanofluido oppure acqua. Infatti avremo:

$$\rho_{Fluido} = \begin{cases} \rho_{Nano,C_1} = 1.070 \frac{kg}{m^3} \\ \rho_{Nano,C_2} = 0.998 \frac{kg}{m^3} \\ \rho_{Nano,C_3} = 0.992 \frac{kg}{m^3} \\ \rho_{Acqua} = 0.994 \frac{kg}{m^3} \end{cases} \quad (78)$$

Quindi avremo la determinata velocità al variare del numero di giri nell'unità di misura che ci consente di quantificare l'effetto utile utilizzando l'equazione:

$$\hat{m} = \hat{V} \rho \rightarrow \left[\frac{ml}{s} \right] \left[\frac{kg}{m^3} \right] \left[\frac{10^{-2} 10^3}{10^3} \right] = \left[\frac{g}{s} \right] \quad (79)$$

E' stata fatta una campagna sperimentale sul campo di diverse settimane e si sono fatte 9 prove diverse suddivise a seconda della velocità del fluido (sono state considerate tre diverse regolazioni di velocità) e della concentrazione rispetto al nanofluido. Si evince quindi la matrice delle prove sperimentali fatte.

Tabella 9: Matrice delle prove eseguite

Prova 1	Prova 2	Prova 3
$C_{1,rpm} = 15$	$C_{1,rpm} = 10$	$C_{1,rpm} = 5$
Prova 4	Prova 5	Prova 6
$C_{2,rpm} = 15$	$C_{2,rpm} = 10$	$C_{2,rpm} = 5$
Prova 7	Prova 8	Prova 9
$C_{3,rpm} = 15$	$C_{3,rpm} = 10$	$C_{3,rpm} = 5$

Sono state fatte più prove per la stessa configurazione, ma si riportano solo quelle più significative in quanto descrittive dell'effetto che vogliamo vedere sulle prove sperimentali.

La prima prova (Prova 1) è stata fatta in campo, l'8 giugno. Si riportano di seguito i grafici di andamento di temperatura ed irradianza come risultato diretto dell'acquisizione da DAQ board.

Come si può vedere l'acquisizione è caratterizzata da molta instabilità, poichè i dati in campo sono influenzati da molti fattori quali nuvole e vento che influiscono sull'irradianza e di conseguenza sull'andamento delle temperature che, in risposta, tendono a decrescere.

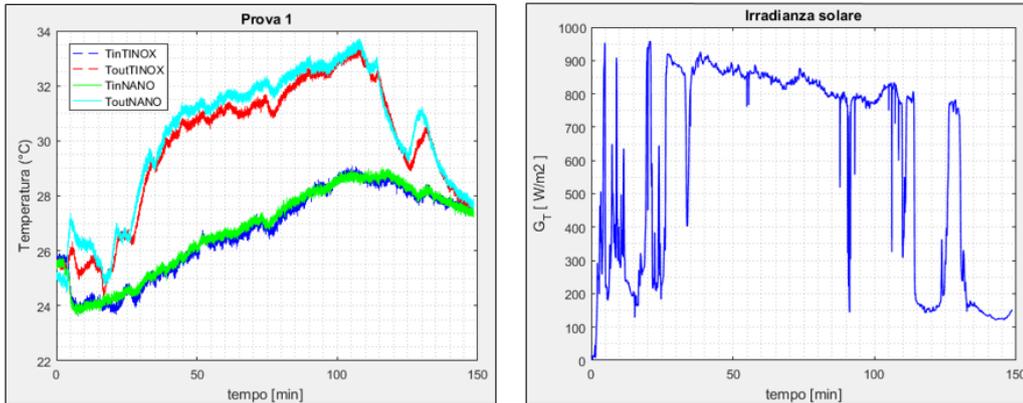


Figura 49: Grafico dell'andamento di temperatura (a) e irradianza (b), prova 1.

E' stato poi fatto un processing delle prove che consiste nel suddividere il tempo di campionamento in più intervalli da 15 minuti prendendo come riferimento il valor medio di quelle determinate temperature nell'intervallo prefissato e di avere come scostamento la variazione standard dal valor medio come errorbar.

Il grafico risultante è del tipo:

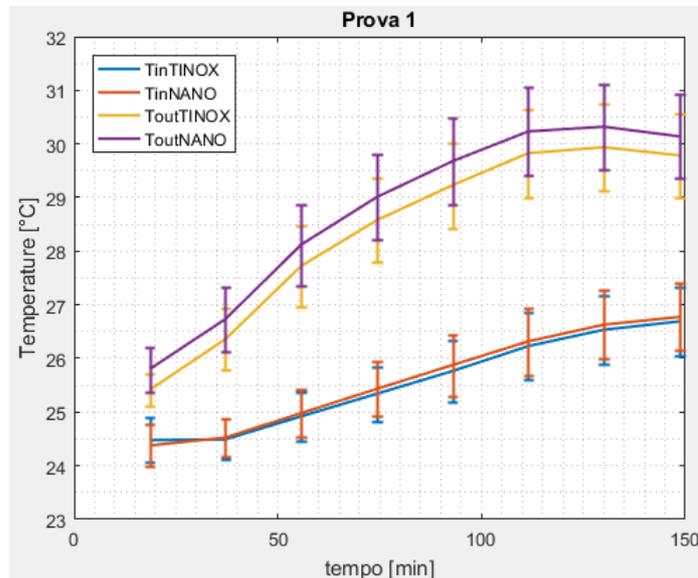


Figura 50: Grafico dell'andamento delle temperature, postprocessing prova 1.

Come si può vedere dal grafico di Prova1 $T_{fluido,in,TiNOX}$ e $T_{fluido,in,NANO}$ partono dallo stesso valore iniziale, poichè all'istante "zero" nel banco prova i due fluidi si trovano in una condizione di riposo, contenuti rispettivamente

nel tank di accumulo di acqua e nel tank di accumulo del nanofluido. La prova viene fatta girare per oltre 2 ore in modo che si raggiunga uno "stazionario", mentre l'andamento dei dati per il calcolo del diverso rendimento fra i due tipi di collettori verrà fatto in quella zona di irradianza compresa fra i 40 ed i 90 min in cui si suppone essere stabile. Vengono di seguito riportati i risultati delle altre prove più significative.

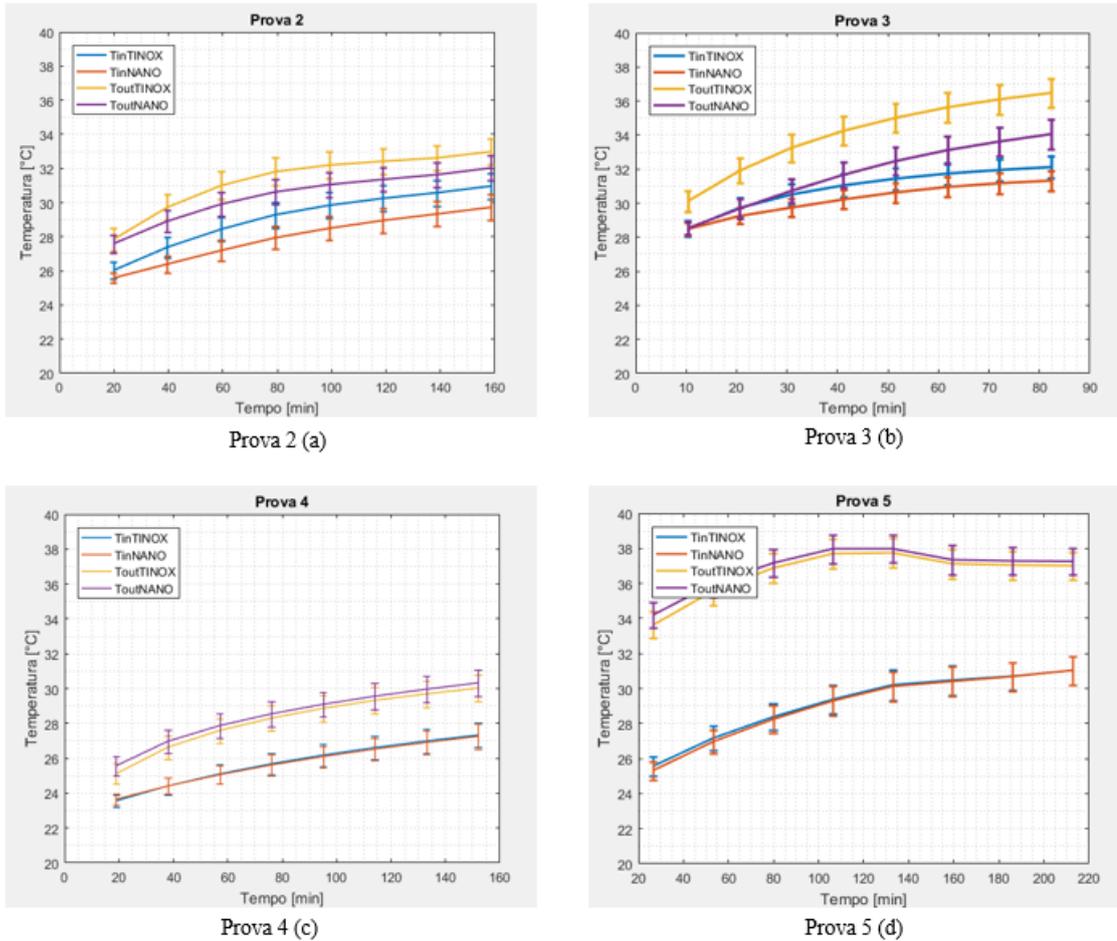


Figura 51: Grafico dell'andamento delle temperature, postprocessing.

Si osserva dallo studio dei grafici dell'andamento delle temperature, ciò che già era stato anticipato, ovvero un aumento delle variazioni di temperatura tra ingresso ed uscita al collettore in dipendenza alla portata di fluido immessa nei condotti.

Ai fini sperimentali ciò può essere interessante per studiare il fenomeno dal punto di vista delle perdite di pressione nelle condotte per fare un confronto tra collettori tradizionali e collettori a nanofluido, ma qui ci si limiterà al caso puramente energetico, del confronto degli scostamenti di rendimento tra un collettore ed un altro.

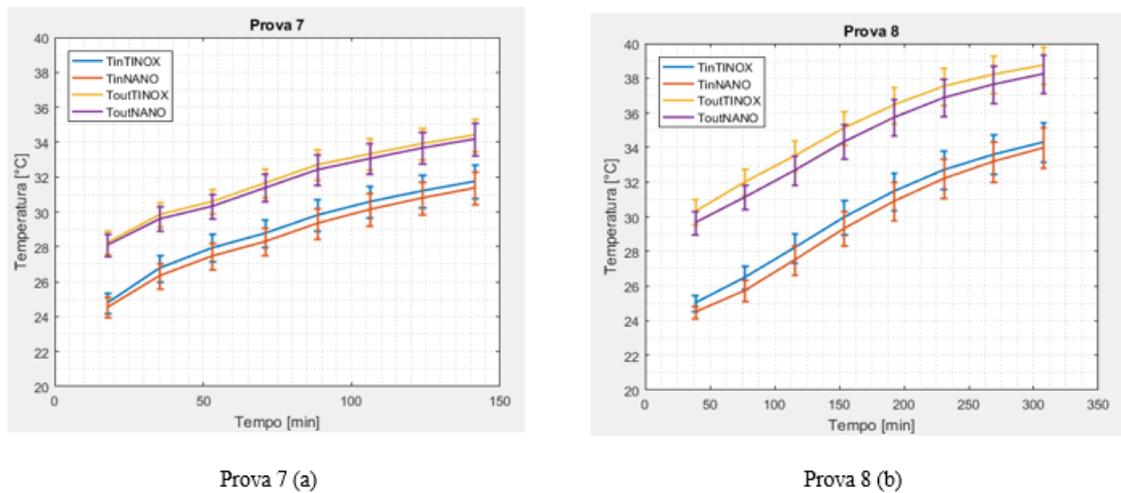


Figura 52: Grafico dell'andamento delle temperature, postprocessing.

Una volta riportate le prove più significative occorre analizzare le temperature ottenute in base al tipo di prototipo che abbiamo, determinandone così le perdite termico in modo da riuscire a visualizzare se effettivamente la tecnologia del nanofluido è migliorativa in quanto si hanno delle dispersioni minori, o no.

Si va così a costruire il grafico dell'efficienza dei due prototipi basato sulla definizione vista nell'equazione 12. Si va inoltre ad esaminare quella porzione di dati legati ad un valore di irradianza più o meno stabile e costante, per evitare errori troppo elevati e quindi non accettabili. Infine si fa la differenza fra i due tipi di prototipi vedendo quale sia la differenza in % dei due rendimenti dei due diversi prototipi.

Come si può vedere nella seguente figura (53) si osserva inizialmente che il rendimento del prototipo a superficie selettiva risulti migliore di quello con assorbitore volumetrico. Questo risultato è frutto dell'elevato errore che si crea da un'irradianza molto instabile (es. presenza di nuvole che attenuano il valore dell'irradianza misurata col piranometro). Una volta che si considera l'intervallo di prove stazionario possiamo leggere in modo più preciso il risultato della prova e si può vedere che il prototipo di ricevitore volumetrico risulti più efficiente di quello superficiale nell'ordine del 2-4%.

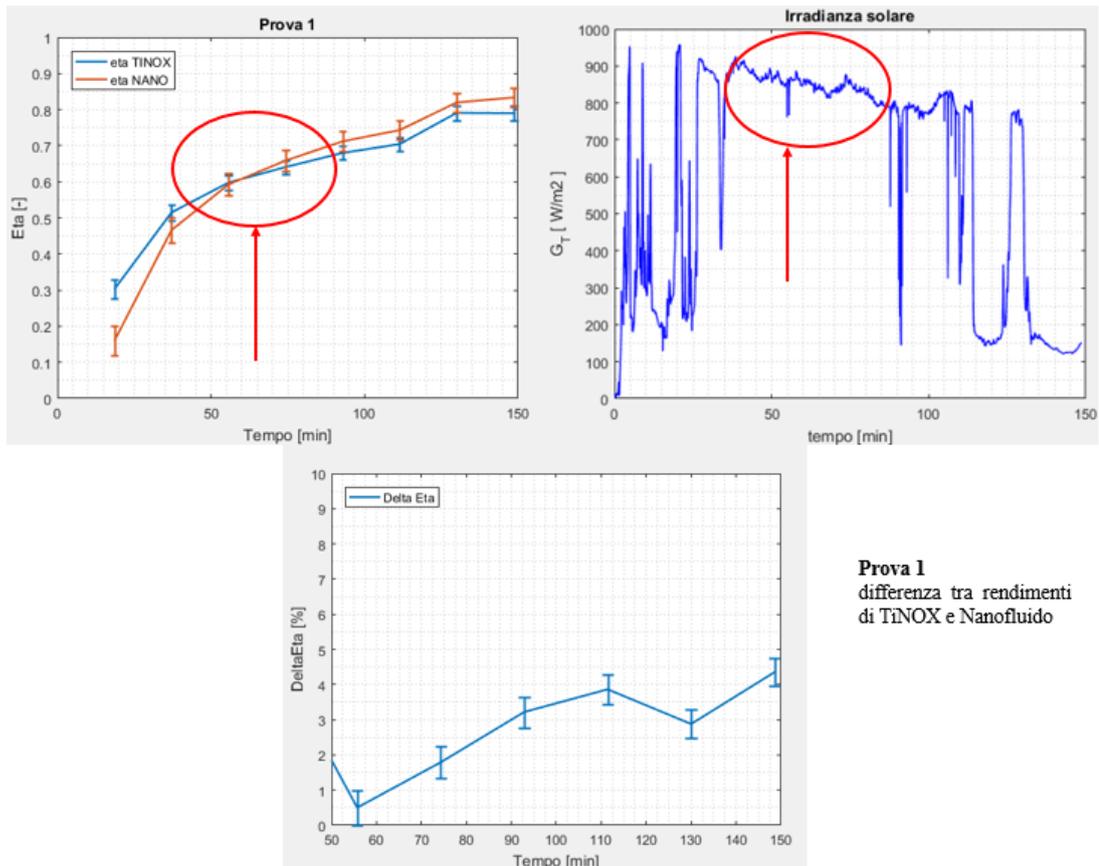


Figura 53: Post processing. Confronto ricevitore superficiale vs volumetrico.

Viene fatto un ragionamento di questo tipo per tutte le prove che si vanno a fare in field e dall'analisi di queste si può ricavare la concentrazione di nanofluido ottimale (in fv) tale per cui la differenza di rendimento tra prototipo con TiNOX e prototipo con nanofluido risulti la maggiore in assoluto. Si ricava in questo modo il grafico dei vari discostamenti di rendimento al variare della concentrazione di nanofluido esaminata.

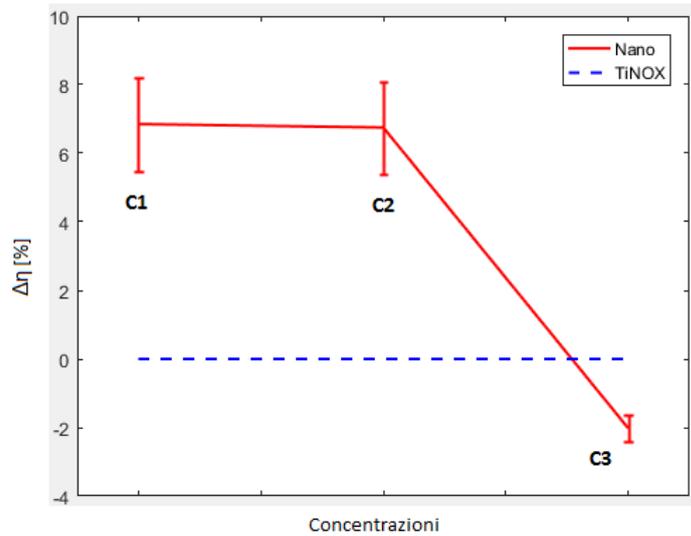


Figura 54: Post processing. Confronto ricevitore superficiale e volumetrico al variare delle diverse concentrazioni di nanofluido

Dal grafico si evince che per quanto riguarda le prove sperimentali "in field" la concentrazione di nanofluido con una frazione volumetrica pari al 100% porti ad un rendimento più elevato.

In particolare abbiamo un valore di $\Delta\eta$ pari al 6.85 % per una concentrazione C_1 . Si ricava invece un valore di $\Delta\eta$ di 6.75% per C_2 . Infine, si deduce che per una concentrazione C_1 , dove ricordiamo che la frazione volumetrica (f_v) è pari all' 1%, non vi è un miglioramento delle prestazioni del collettore producendo di fatto uno scostamento di rendimento negativo, pari a circa il -2%.

Per giustificare in modo esauriente questo miglioramento di prestazioni del prototipo con nanofluido a discapito del prototipo a ricevitore superficiale occorre implementare un modello che, in analogia ad un modello elettrico di resistenze in serie ed in parallelo, indichi quali sono i principali meccanismi di dispersione termica (conduzione, convezione ed irraggiamento) che avvengono nei prototipi.

5.8 Modello di calcolo delle dispersioni termiche

Il modello utilizzato per studiare le dispersioni termiche in un collettore solare piano con copertura a singolo vetro è ben schematizzato nella figura sottostante.

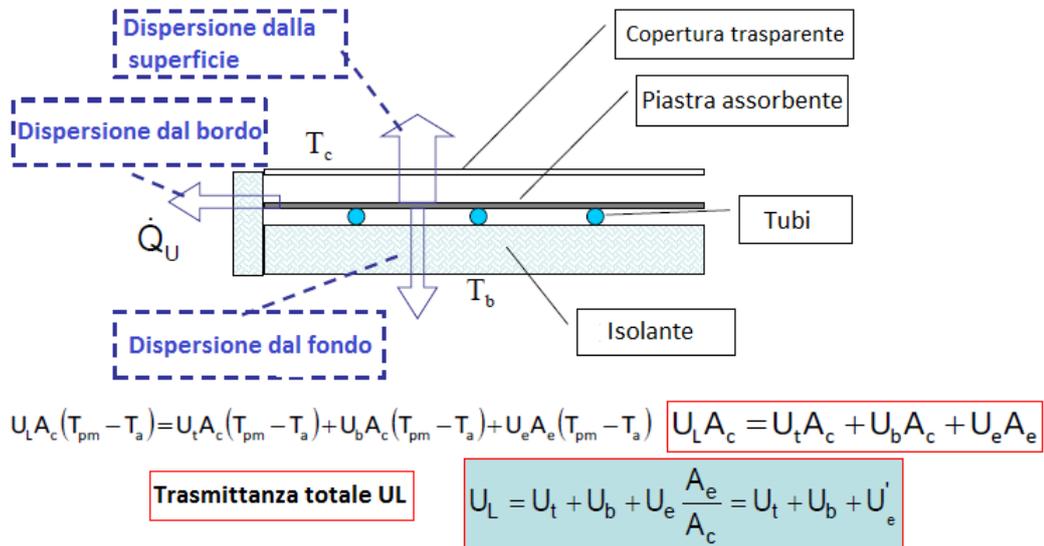


Figura 55: Modello di dispersioni termiche in un collettore solare piano [16]

Facendo un analogia con il modello elettrico delle resistenze termiche si possono considerare le dispersioni coinvolte in un collettore per irraggiamento, convezione e conduzione come flussi che possono essere schematizzati in un modello del tipo:

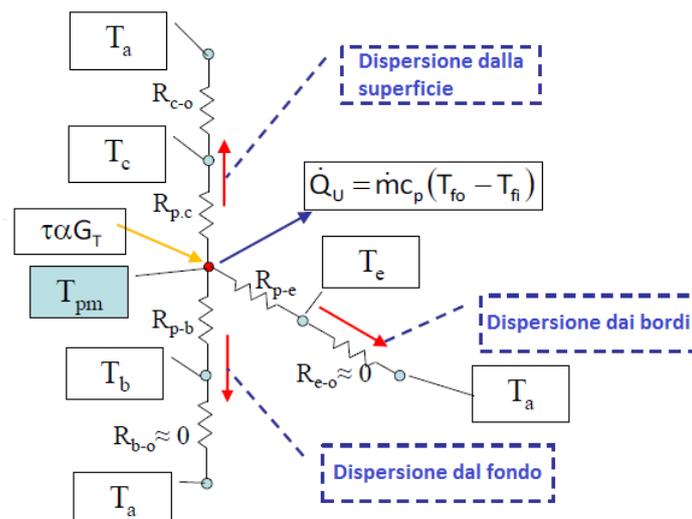


Figura 56: Analogia elettrica delle dispersioni termiche in un collettore solare piano [16]

Il modello descrive come il flusso di energia solare incidente su piastra ($\tau\alpha G_T$) venga assorbito e vi siano perdite termiche da superficie, dai bordi e dal fondo e vi sia l'effetto utile che incrementa l'entalpia del fluido termovettore. Possiamo analizzare le tre diverse dispersioni suddividendole nelle resistenze equivalenti.

La dispersione dalla superficie avviene tramite due meccanismi. Vi è infatti lo scambio termico fra la copertura in vetro e l'ambiente (convettivo e radiativo) e lo scambio termico tra piastra assorbente e copertura in vetro. Le equazioni di bilancio che troviamo sono le seguenti:

$$\dot{Q}_T = h_{sup,vetro}(T_{sup,vetro} - T_{amb}) + \sigma\varepsilon_{sup,vetro}(T_{vetro}^4 - T_{cielo}^4) \quad (80)$$

$$\dot{Q}_T = h_{v,p-v}(T_{piastra} - T_{sup,v}) + \frac{\sigma\varepsilon_v(T_p^4 - T_{sup,v}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_v} - 1} \quad (81)$$

dove T_{cielo} è pari a:

$$T_{cielo} = 0.00552T_{amb}^{1.5} \quad (82)$$

Le equazioni precedenti possono essere "ingegnerizzate" e quindi si può ricavare il coefficiente di scambio termico convettivo desiderato:

$$h_{v,p-v} = \varepsilon_{sup,v}\sigma(T_{sup,v} + T_{cielo})(T_{sup,v}^2 + T_{cielo}^2) \frac{T_{sup,v} - T_{cielo}}{T_{sup,v} - T_{amb}} \quad (83)$$

E quindi possiamo scrivere la resistenza termica verso l'ambiente della copertura in vetro come l'inverso della somma dei due coefficienti così ottenuti:

$$R_{C-O} = R_{vetro} = \frac{1}{h_{sup,v} + h_{v,p-v}} \quad (84)$$

In modo analogo si possono calcolare tutte le resistenze del circuito appena modellizzato al fine di ottenere i valori di trasmittanza di superficie, bordi e fondo. Si avrà quindi un risultato del tipo¹⁰:

$$U_t = \frac{1}{R_{C-O} + R_{P-C}} \quad (85)$$

$$U_e = \frac{1}{R_{P-B}} \quad (86)$$

$$U_b = \frac{1}{R_{P-E}} \quad (87)$$

Ed infine si ha che:

$$U_{TOT} = U_t + U_e + U_b \quad (88)$$

Per implementare in modo corretto il calcolo è stata fatta un'ulteriore prova sperimentale sul campo in cui le due termocoppie adibite per la registrazione

¹⁰i pedici "t","e","b" sono rispettivamente riferiti a top (superficie), edge (bordo) e bottom (fondo)

di T_{amb} e T_{serb} vengono utilizzate sulle superfici di entrambi i ricevitori per acquisirne i rispettivi valori di temperatura. In questo modo si riesce a capire se effettivamente vi è una maggior dispersione per via superficiale del prototipo con il TiNOX, o se vi sono ulteriori fenomeni che non si sono tenuti in considerazione e che potrebbero portarci ad un risultato diverso da quello sperato. Dal calcolo delle dispersioni si ha che i due prototipi utilizzati in tale prova hanno le seguenti caratteristiche:

TiNOX		NANO	
Utop	15,86	Utop	17,86
Ubottom	0,68	Ubottom	0,68
Uedge'	0,47	Uedge'	0,47
Utot	17,01	Utot	19,01

Figura 57: Dispersioni termiche: confronto ricevitore superficiale (TiNOX) e volumetrico (NANO)

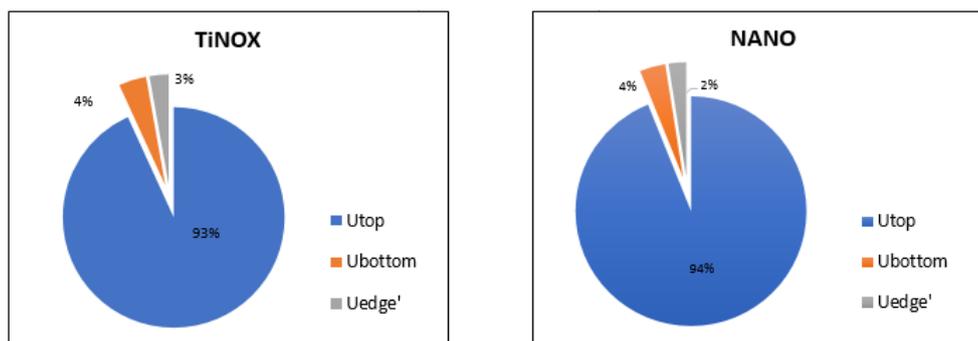


Figura 58: Dispersioni termiche: confronto ricevitore superficiale e volumetrico

Dal diagramma a torta risulta più evidente in modo visivo quanto sia grande la fetta corrispondente alla dispersione dal top (superficie) del collettore e di come il collettore volumetrico sia allo stesso tempo meno coibentato, ma più efficiente nel convertire la radiazione solare in energia termica, proprio grazie al meccanismo radiativo-convettivo di trasporto del calore.

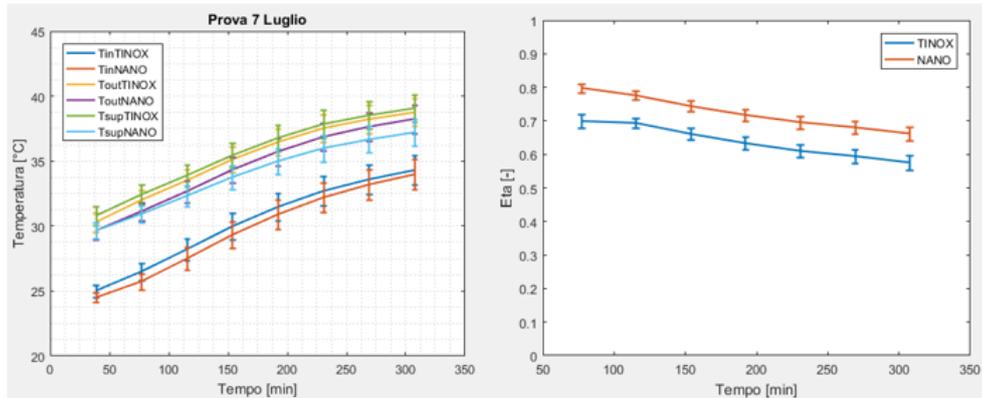


Figura 59: Post-processing prova 7 luglio. Concentrazione C_2 , rpm=10

La prova è stata caratterizzata da un'irradianza particolarmente stabile nell'arco delle 5 ore di prova. Pertanto i risultati ottenuti si possono considerare affidabili poichè non vi sono state perdite all'interno del circuito o altri agenti atmosferici di tale portata da poter falsare la prova stessa.

Come si può vedere ad un certo punto la temperatura superficiale del prototipo con il nanofluido è più bassa di quella superficiale sulla piastra captante del prototipo con il TiNOX. Questo va aggiunto alla considerazione secondo la quale si nota un comportamento diverso per entrambe le temperature di uscita dei prototipi. Se nel caso del TiNOX, come ci si aspetta da letteratura, va bene osservare che la temperatura superficiale della piastra sia superiore a quella del fluido sottostante (e quindi alla temperatura di out del fluido stesso), dall'altra parte il nanofluido si comporta esattamente come abbiamo ipotizzato e la temperatura superficiale del prototipo risulta minore rispetto alla temperatura in uscita del nanofluido.

Alla luce di tali osservazioni si può affermare che il modello in letteratura presentato come base di studio per il confronto di due collettori dalle caratteristiche rispettivamente volumetriche e superficiali, viene rispettato.

Viene infatti atteso il risultato che mostra come la temperatura massima nel prototipo di ricevitore superficiale è proprio quella in prossimità della piastra captante a contatto con il fluido. Nel caso del nanofluido invece avremo il picco di temperatura che si sposta verso il basso, in prossimità del nanofluido stesso.

Questo risultato viene spiegato con le equazioni di bilancio di dispersione termica per conduzione, convezione ed irraggiamento che sono state introdotte in precedenza.

Lo scostamento massimo di rendimento tra i due tipi di collettori è nell'ordine del 9.90%. Dove tale differenza è data dall'incremento delle prestazioni del collettore tradizionale utilizzando il nanofluido che trasforma il fenomeno

dello scambio termico, migliorandone l'efficienza.

6 Conclusioni e prospettive di studio future

E' stato introdotto il concetto di collettore solare come sistema capace di convertire l'energia solare sottoforma di radiazione, in energia termica in modo più o meno efficiente a seconda delle diverse tecnologie che si adottano per tale scopo.

E' stato fatto un confronto in parallelo con alcune tra le migliori marche di collettori solari tradizionali piani presenti sul mercato, specificando il modello preso in considerazione e la rispettiva brochure tecnica.

Il confronto si è sviluppato dal punto di vista tecnico ed economico, secondo certe ipotesi semplificative. E' stato analizzato un caso di studio di un'abitazione a Torino con certe specifiche tecniche ed è stato implementato un modello di calcolo del fabbisogno di energia termica per tale abitazione ed è stata fatta successivamente un'analisi economica che comprendesse tempi di ritorno, ed ottimizzazione della superficie di collettori installabili per soddisfare le condizioni di progetto dell'impianto che si pensava di installare.

E' stato analizzato il caso in cui l'installazione preveda sussidi ed il caso in cui non ve ne siano. Il risultato di tali analisi ha portato alla luce un confronto completo dei quattro modelli di collettori piani, che differiscono tra loro in maniera più o meno discreta sia dal punto di vista tecnico, sia da quello economico e pertanto sono state fatte le dovute conclusioni.

La seconda parte della trattazione si è concentrata sullo studio sperimentale di due collettori solari piani a diversa captazione, il modello di ricevitore superficiale a superficie selettiva ed il modello volumetrico con fluido termovettore un nanofluido.

Il lavoro è partito dalla progettazione tramite software CAD di due prototipi uguali che sono stati stampati su stampante 3D allo Small Lab al Politecnico di Torino e sono stati messi a punto in modo che potessero funzionare in parallelo sotto le stesse condizioni di irradianza, vento, ed altri fattori che influenzano le temperature. Tramite un sistema di acquisizione di dati vengono registrate tutte le temperature e l'irradianza misurate sperimentalmente.

Sono state fatte alcune campagne sperimentali "sul campo" che hanno messo in luce un miglioramento delle prestazioni del collettore solare di tipo volumetrico a scapito dello stesso collettore, ma di tipo superficiale. E' stato fatto un post-processing su Matlab in modo da ottenere i vari grafici di distribuzione delle temperature nel tempo dei prototipi durante le prove.

E' stato implementato un modello di calcolo delle dispersioni termiche principali in un collettore solare e si è visto che le perdite maggiori per dispersione avvengono nello scambio termico superficie-aria ambiente, poichè il collettore risulta meno coibentato siccome deve poter assorbire la radiazione solare.

Il modello di confronto di un collettore volumetrico con un collettore superficiale così come da letteratura è stato validato grazie ad una distribuzione di temperatura nel ricevitore volumetrico che presenta un picco di temperatura dentro al fluido termovettore anzichè nel punto di contatto superficiale della piastra.

Se è iniziato a fare alcune prove con il Sun Simulator in modo da avere dei valori di irradianza più stabili così da studiare meglio il fenomeno, in una configurazione diversa dei prototipi, ma quest'ultimo caso non è stato oggetto della trattazione. Si deve però dire che nello sviluppo delle prove con il Sun Simulator si deve studiare un sistema tale che si riesca a smaltire il calore che si crea all'interno arrivato successivamente. Inoltre non è più possibile per ragioni tecniche avere una configurazione che permetta una campagna sperimentale in parallelo se fatta in Sun Simulator, siccome lo spazio all'interno della camera è limitato.

Si possono inoltre prevedere dei modelli di calcolo in CFD tramite software (es. COMSOL) per la predizione della distribuzione delle temperature nei prototipi e per lo studio della relativa perdita di pressione durante lo sviluppo della serpentina, in modo da trovare i punti critici del progetto.

Riferimenti bibliografici

- [1] G. V. Fracastoro, 2009. *La radiazione solare*, Energia e fonti rinnovabili, La radiazione solare, pp 2-11.
- [2] G. V. Fracastoro, 2011. *Solare termico*, Fonti rinnovabili, pp 6-15.
- [3] G. V. Fracastoro, 2013. *20-20-20*, Energetica e Fonti rinnovabili.
- [4] ESTIF, 2017. *Solar thermal market in Europe*, Solar Heat Interactive Statistics in 2017.
- [5] ESTIF, 2017. *Solar Heat Europe ESTIF*, Solar Heat Interactive Statistics in 2017.
- [6] Alessandro Amurri. *L'atmosfera ed i suoi inquinanti*, L'atmosfera ed i suoi inquinanti, una presentazione di Alessandro Amurri.
- [7] Unilab SRL, 30 giugno 2017. *Cosa sono i nanofluidi e quali sono le loro possibili applicazioni*, pp 2-4.
- [8] Pannelli-Solari24. *Pannello solare termico*, I vantaggi dei pannelli solari termici.
- [9] Andrea Mariani, ENEA, Settembre 2011. *Ricerca di sistema elettrico*, Analisi sperimentale di pannelli solari termici a tubi evacuati.
- [10] Università di Pisa, Giovanni Gulino, 2013-2014. *Simulazioni CFD della fluidodinamica interna di un collettore solare CPC a bassa concentrazione*, pp 54-55.
- [11] ENEA, ENEL, 2008. *Solare termodinamico*, Impianto Archimede.
- [12] Wikimedia Commons, 2017. *Vista-disco-Eurodish*, parabolic dish solar collector.
- [13] Kalogirou S.A., 2004. *Solar thermal collectors and applications*, Progress in Energy and Combustion Science, pp 231-295.

- [14] Focus, 27 giu 2011. *Gemasolar: energia solare anche di notte*, La nuova centrale delle meraviglie è spagnola.
- [15] I.I.S. Marconi-Galletti, Domodossola (VB). *Impianti fotovoltaici*, Teoria, Terra-Sole.
- [16] G.V. Fracastoro and M. Perino, DENERG, Politecnico di Torino, 2016. *Solar collectors*, PART I.
- [17] Fotovoltaico sulweb.it. *Il portale del fotovoltaico e delle energie alternative*, Cosa sono e perchè scegliere i pannelli solari termici.
- [18] J.A. Duffie, W. A. Beckman, 1991 *"Solar Engineering of Thermal Processes"*, John Wiley and Sons, Inc.
- [19] N. Mandas, F. Cambuli, G. Mandas, Università di Cagliari, 2006. *"Produzione di acqua calda con il solare termico"*, La scelta tra circolazione naturale o forzata.
- [20] UNI 10349, Aprile 1994. *Dati climatici*, Riscaldamento e raffrescamento degli edifici, pp 7-23.
- [21] 09-11-2006. *UNI EN 12975-2:2006*.
- [22] Clarendon Press, Oxford, UK, 1881. *J.C. Maxwell*, A Treatise on Electricity and Magnetism, second ed., vol. 1.
- [23] ASME, New York, 1995. *S. Choi, Enhancing Thermal Conductivity of Fluids with Nanoparticles*, D.A. Siginer, H.P. Wang (Eds.), Developments and Applications of Non-Newtonian, pp. 99-105.
- [24] ASME, New York, 1995. *S. Choi, Enhancing Thermal Conductivity of Fluids with Nanoparticles*, Grafico, con modifiche, di confronto di fluido convenzionale con nanofluido, pp. 99-105.
- [25] R.L. Hamilton, O.K. Crosser. *Thermal conductivity of heterogeneous twocomponent systems*, I and EC Fundamentals 1 (3) (1962) pp. 187-191.

- [26] Y.Xuan, Q. Li, 2000. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, Heat transfer enhancement of nanofluids, pp 58-64.
- [27] P. Keblinsky, S. R. Phillpot, S. U. S. Choi, J. A. Estman, 2002. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, Mechanism of heat flow in suspension nano-sized particles (nanofluids), 45, pp 855-863.
- [28] R. Prasher, Jan 2005. *Physical Review Letters*, Thermal conductivity of nanoscale colloidal solutions (nanofluids).
- [29] P. Asinari, Politecnico di Torino, 2007. *Radiation Heat Transfer: Basic Physics and Engineering Modeling*, Numerical heat transfer, pp 1-61.
- [30] J. R. Howell, R. Siegel, M. P. Menguc, 2016. *Thermal Radiation Heat Transfer, Fourth Edition*, CRC Press ISBN: ISBN-10: 1439805334, pp 5-25.
- [31] Paul D. Ronney. *Summary of radiation in participating media*, Governing equations (Ch.9), pp. 1-11.
- [32] A. Lenert, E. N. Wang, MIT, 2011. *Optimization of nanofluid volumetric receivers for solar thermal energy conversion*, Solar Energy 86 (2012) pp 253-265.
- [33] Solar Almedco, Maggio 2014. *TiNOX energy*, datasheet Solar Almedco, pp 1-11.
- [34] Gabriele Humbert, Dicembre 2017. *Comparison of a surface based solar receiver and a volumetric solar receiver with eco-friendly nanofluid*, pp 30-34.
- [35] Schott, Borofloat, 2017. *SCHOTT BOROFLOAT 33*, The versatile floated borosilicate glass.

7 Ringraziamenti

Non avrei mai pensato di non volere questo momento, di non riuscire a gioire della fine di qualcosa che è stato parte di te per tanti anni della tua vita, eppure nel vuoto delle emozioni mi ritrovo a ringraziare chi quest'esperienza mi ha aiutato a renderla un viaggio di vita, con la certezza che sarà l'inizio di qualcosa di spettacolare.

Ringrazio la mia famiglia per il supporto, per l'aver sopportato i miei mille egoismi ed i miei milioni di difetti in questi anni. Serxhio, Mami, Babi, siete la famiglia più bella che una persona possa desiderare ed io ho la fortuna di potervi avere tutti i giorni.

Ringrazio tutti voi, miei amici, di avervi scelto e di esser stato scelto da voi, ogni giorno. (Ora vi elenco tutti)

Ringrazio Silvia, perchè sei stupenda ed in questi anni ho avuto la fortuna di essere illuminato dalla tua psichedelica luce ad intermittenza che alla fine si è trasformata in sole puro.

Ringrazio Adem, tu che sei stato il mio primo compagno di classe e fortuna ha voluto che fossi anche albanese, ma com'è bello il mondo?

Ringrazio Lorenzo, per tutti i momenti di amor et odio che abbiamo passato assieme e per tutte quelle che verranno.

Ringrazio Erdis e Laert, voi che siete stati i miei primi veri amici albanesi che io abbia mai avuto in Italia.

Ringrazio Mario e Giulia, a quella volta che vi ho conosciuti sul treno e che da allora siete la mia coppia preferita.

Ringrazio Mariots, Chicco, Cuni, Biglio, Fede, Clode, Sari, Matte e gli altri innumerevoli amici che ho incontrato e vissuto in questi anni.

Ringrazio il mio caro amico Matteo che mi ha permesso di avere una bellissima esperienza formativa presso ENEA, la tua personalità e la tua passione nel fare le cose me le porterò nel cuore.

Ringrazio infinitamente il prof. Asinari per l'enorme competenza e soprattutto la pazienza che ha mostrato nei confronti di un negligente cronico come me.

Ringrazio il Politecnico di Torino per la serietà come scuola e per l'equità e la preparazione che ha contraddistinto tutti i professori che ho incontrato in questo lungo cammino.

Ringrazio me stesso, con la speranza di non dover incappare mai più in scelte che non mi appassionino e che non mi facciano sentir vivo al pensiero di realizzarmi.

Ringrazio infine Jack London per aver scritto Martin Eden. E' di gran lunga il più bel libro che abbia mai letto e devo ringraziare questo genere di libri se, a volte, ti senti un po' meno alienato da te stesso.